

**UCHWAŁA NR XLIV/298/21
RADY MIEJSKIEJ TURKU**

z dnia 28 grudnia 2021 r.

w sprawie przyjęcia „Aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2021)”

Na podstawie art. 18 ust. 2 pkt 15 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz.U. 2021, poz. 1372 z późm. zm.) oraz art. 19 ust. 2 i 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r., poz. 716 z późm. zm.), Rada Miejska Turku uchwala, co następuje:

§ 1.

Uchwala się „Aktualizację Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku” przyjętą Uchwałą Nr XXXVIII/345/14 Rady Miejskiej Turku z dnia 30 października 2014 roku w sprawie uchwalenia „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”, zaktualizowaną Uchwałą Nr IV/39/19 Rady Miejskiej Turku z dnia 7 lutego 2019 roku w sprawie aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2018), w brzmieniu stanowiącym załącznik do niniejszej uchwały.

§ 2.

Wykonanie uchwały powierza się Burmistrzowi Miasta Turku.

§ 3.

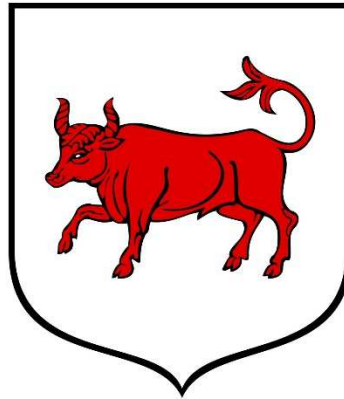
Uchwała wchodzi w życie z dniem podjęcia.

Przewodnicząca Rady Miejskiej Turku



energoekspert sp. z o.o.
energia i ekologia

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



Aktualizacja Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2021)

Tekst jednolity

Turek, 2021 r.

Zespół projektantów

dr inż. Adam Jankowski – koordynator projektu

mgr inż. Agata Lombarska-Blochel – kierownik projektu

inż. Kinga Żernik

Sprawdzający:

inż. Marek Plebankiewicz

Spis treści

1. Podstawa opracowania i zakres dokumentu	9
2. Polityka energetyczna, planowanie energetyczne	12
2.1 Polityka energetyczna UE i kraju	12
2.1.1 Planowanie energetyczne w Unii Europejskiej	12
2.1.2 Krajowe uwarunkowania formalno-prawne	17
2.1.3 Krajowe dokumenty strategiczne i planistyczne	19
2.1.4 Uwarunkowania środowiskowe	22
2.1.5 Dokumenty planistyczne o zasięgu lokalnym	25
2.2 Planowanie energetyczne na szczeblu gminnym – rola założeń w systemie planowania energetycznego	27
3. Charakterystyka miasta	29
3.1 Położenie geograficzne i zagospodarowanie	29
3.2 Warunki klimatyczne	30
3.3 Uwarunkowania demograficzne i mieszkaniowe	31
3.4 Sytuacja gospodarcza miasta	32
3.5 Jednostki bilansowe	33
3.6 Utrudnienia terenowe w rozwoju systemów energetycznych	34
4. System zaopatrzenia w ciepło	37
4.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw	37
4.2 Źródła ciepła na obszarze miasta	39
4.2.1 Systemowe źródło ciepła	39
4.2.2 Lokalny system ciepłowniczy	39
4.2.3 Źródło MS Energy Sp. z o.o.	40
4.2.4 Kotłownie lokalne	41
4.2.5 Źródła indywidualne – niska emisja	44
4.3 System dystrybucji ciepła na terenie miasta	46
4.4 Bilans ciepły miasta	48
4.4.1 Założenia do bilansu	48
4.4.2 Bilans ciepły miasta	49
4.5 Paliwa wykorzystywane do produkcji energii cieplnej w mieście	51
4.6 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	54
4.7 Ocena stanu systemu zaopatrzenia miasta w ciepło	55
5. System zaopatrzenia w energię elektryczną	57
5.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw	57
5.2 System zasilania miasta	58

5.3	Odbiorcy i zużycie energii elektrycznej.....	60
5.4	Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	62
5.5	Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną.....	63
6.	System zaopatrzenia w gaz ziemny.....	65
6.1	Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw.....	65
6.2	Charakterystyka systemu gazowniczego	66
6.3	Odbiorcy i zużycie gazu	68
6.4	Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	70
6.5	Ocena stanu systemu gazowniczego	70
7.	Analiza porównawcza cen energii i jej nośników	71
7.1	Taryfy dla ciepła	71
7.2	Taryfa dla energii elektrycznej.....	75
7.3	Taryfa dla paliw gazowych	78
8.	Ocena przewidywanych zmian zapotrzebowania na nośniki energii.....	81
8.1	Wprowadzenie.....	81
8.2	Uwarunkowania do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii83	
8.2.1	Prognoza demograficzna	83
8.2.2	Rozwój zabudowy mieszkaniowej.....	83
8.2.3	Rozwój zabudowy strefy usług i wytwórczości.....	87
8.3	Potrzeby energetyczne dla nowych obszarów rozwoju	90
8.4	Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło	93
8.4.1	Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło	93
8.4.2	Prognoza zmian w strukturze zapotrzebowania na ciepło	95
8.4.3	Możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na ciepło.....	96
8.5	Prognoza zmian zapotrzebowania na gaz ziemny.....	98
8.6	Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną	99
9.	Zakres niezbędnych działań dla zapewnienia dostaw energii wynikających z prognoz102	
9.1	Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w ciepło i gaz sieciowy.....	104
9.1.1	Nowe obszary pod zabudowę mieszkaniową	104
9.1.2	Nowe obszary pod zabudowę usługową.....	105
9.1.3	Nowe obszary pod zabudowę przemysłową	106
9.2	Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w energię elektryczną.....	108
10.	Bezpieczeństwo energetyczne zaopatrzenia miasta w energię	109
10.1	Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w ciepło	111
10.2	Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w energię elektryczną	112
10.3	Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w gaz ziemny	113

11. Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych - efektywność energetyczna	114
11.1 Racjonalizacja wytwarzania i użytkowania ciepła	114
11.2 Racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej	123
11.3 Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych	128
11.4 Racjonalizacja – kierunki działań gminy.....	130
11.5 Możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej	131
11.6 Propozycja działań organizacyjnych w zakresie zarządzania i racjonalizacji zużycia energii	133
11.7 Założenia programu zarządzania zużyciem i zakupem energii w obiektach miejskich – ogólne zasady i metody budowy programu.....	137
11.8 Propozycja programu ograniczenia niskiej emisji.....	139
12. Ocena warunków i możliwości wykorzystania istniejących lokalnych i odnawialnych źródeł energii oraz zasobów paliw.....	140
12.1 Możliwości wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych	140
12.2 Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej	140
12.3 Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii dla miasta	142
12.4 Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w mieście jako alternatywnego źródła energii	143
13. Zakres współpracy z sąsiednimi gminami	156
13.1 Zakres współpracy – stan istniejący.....	157
13.2 Możliwe przyszłe kierunki współpracy.....	157
14. Wnioski końcowe	159
15. System monitorowania realizacji aktualizacji „Założeń...”	168

ZAŁĄCZNIKI

1. Podstawa opracowania i zakres dokumentu

Podstawa formalna i prawna opracowania

Podstawę opracowania Aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (zwanym dalej Aktualizacją „Założeń...” lub APZ_2021) stanowią ustalenia określone w umowie z dnia 31 maja 2021 r. Nr POZ/36/GIM/155/21 zawartej pomiędzy:

- Urzędem Miejskim w Turku z siedzibą w Turku przy ul. Kaliskiej 59

a

- Energoekspert Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach przy ul. Karłowicza 11A.

Opracowanie zostało wykonane zgodnie z:

- ustawą z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (t.j. Dz. U. 2020, poz. 713),
- ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. 2021, poz. 716 z późn. zm.),
- ustawą z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. 2021, poz. 468 z późn. zm.),
- ustawą z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (t.j. Dz. U. 2021, poz. 1973),
- ustawą z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (t.j. Dz. U. 2021, poz. 247),
- ustawą z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (t. j. Dz. U. 2020, poz. 293),
- ustawą z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. 2020, poz. 1333 z późn. zm.),
- ustawą z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (t.j. Dz. U. 2021, poz. 966),
- ustawą z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (t.j. Dz. U. 2021, poz. 798),
- ustawą z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz. U. 2021, poz. 610),
- przepisami wykonawczymi do ww. ustaw,
- innymi obowiązującymi przepisami szczegółowymi.

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

Ocena aktualności dotychczasowych założeń

Miasto Turek posiada „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”, przyjęte przez Radę Miejską Turku uchwałą Nr XXXVIII/345/14 z dnia 30 października 2014 r., zaktualizowane uchwałą Nr IV/39/19 z dnia 7 lutego 2019 r.

Opracowanie i przyjęcie niniejszej aktualizacji „Założeń...” uchwałą Rady Miasta stanowić będzie spełnienie wymagań stawianych w art. 19 ustawy Prawo energetyczne o opracowywaniu „Projektu założeń...” na okres 15 lat, z aktualizacją co 3 lata.

Zakres przedmiotowy założeń

Zagadnieniami ujętymi w niniejszym opracowaniu jest określenie:

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

W niniejszym opracowaniu uwzględniono założenia i ustalenia następujących dokumentów planistycznych:

- Zmiany „Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Miasta Turek” przyjętej uchwałą Rady Miejskiej Turku nr X/60/11 z dnia 19 maja 2011 r.;
- obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego miasta z uwzględnieniem uchwalonych zmian.

W celu wykonania przedmiotowego opracowania poddano analizie zapisy takich dokumentów strategicznych, jak:

- Zintegrowana Strategia Rozwoju Gospodarczego Gmin Powiatu Tureckiego na lata 2015-2025 z października 2014 r.;
- Program Rewitalizacji dla Gminy Miejskiej Turek na lata 2016-2023 przyjęty uchwałą nr XXXIV/294/17 Rady Miejskiej Turku z dnia 12 października 2017 r.,
- Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Gminy Miejskiej Turek przyjęty do realizacji uchwałą Nr XVI/152/16 Rady Miejskiej Turku z dnia 23 marca 2016 r.

Dodatkowo w aktualizacji „Założeń...” uwzględniono zapisy ujęte w dokumentach planistycznych i strategicznych na poziomie regionalnym:

- Strategia rozwoju województwa wielkopolskiego do 2030 roku – załącznik do Uchwały nr XVI/287/20 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 27 stycznia 2020 r.;
- Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Wielkopolskiego WIELKOPOLSKA 2020+ – załącznik do uchwały nr V/70/19 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 25 marca 2019 r.;
- Program ochrony powietrza dla strefy wielkopolskiej – załącznik do uchwały nr XXI/391/20 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 13 lipca 2020 r.

Aktualizacja „Założeń...” wykonana została w oparciu o informacje i uzgodnienia uzyskane od przedsiębiorstw energetycznych i jednostek miasta, powiatu i gminy oraz przeprowadzonej akcji ankietowej wśród większych podmiotów gospodarczych, 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.

Na potrzeby niniejszego opracowania akcją ankietową objęto następujące podmioty i instytucje:

- Urząd Miejski w Turku,
- Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o., ul. Polna 4, 62-700 Turek;
- GETEC Polska Sp. z o.o., ul. Korytkowska 14, 62-700 Turek;
- MS Energy Sp. z o.o., ul. Staroprzygodzka 117, 63-400 Ostrów Wielkopolski
- ENERGA-OPERATOR S.A. Oddział w Kaliszu; al. Wolności 8, 62-800 Kalisz;
- PSE S.A., ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna;
- PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Poznański Obszar Sprzedaży, ul. Grobla 15, 61-859 Poznań,
- PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu, ul. Za Groblą 8, 61-860 Poznań,
- Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Oddział w Poznaniu, ul. Grobla 15, 61-859 Poznań,
- obiekty użyteczności publicznej (w tym – obiekty będące pod zarządem Miasta),
- spółdzielnie mieszkaniowe i inni administratorzy budynków,
- znaczące zakłady przemysłowe działające na terenie miasta Turku.

Jako rok bazowy dla bilansowania potrzeb energetycznych stanu istniejącego oraz stanowiący punkt odniesienia dla bilansowania stanu docelowego przyjęto rok 2020. W przypadku braku danych za rok 2020 (np. zestawień GUS itp.) zaistniałe zmiany uwzględniono wg występującego trendu zmian z ostatnich 5-ciu lat.

2. Polityka energetyczna, planowanie energetyczne

2.1 Polityka energetyczna UE i kraju

2.1.1 Planowanie energetyczne w Unii Europejskiej

Cele Unii Europejskiej w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 r. określono na szczycie klimatycznym w Brukseli w październiku 2014 r. W wyniku zmian wprowadzonych do dyrektyw: w sprawie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (ETS); o efektywności energetycznej i dyrektywy o OZE, cele te przyjęły następujące brzmienie:

- redukcja emisji gazów cieplarnianych w UE o co najmniej 40% w porównaniu do wielkości emisji w roku 1990 (w przeliczeniu na poziomy z 2005 r.: -43% w sektorach EU ETS i -30% w non-ETS),
- zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w zużyciu finalnym energii brutto o co najmniej 32%,
- poprawa efektywności energetycznej o 32,5%.

Pod koniec grudnia 2018 r. Unia Europejska uzgodniła również szczegóły pakietu "Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" (zwanego wcześniej "Pakiem zimowym"). Jest to zestaw 8 dyrektyw i rozporządzeń, które określają parametry nowego modelu energetyki zwanego unią energetyczną oraz stwarzają podstawy dla budowy jednolitego rynku energii UE. Pakiet wprowadza prawne ramy dla pięciu wymiarów unii energetycznej, takich jak:

- zwiększanie efektywności energetycznej,
- budowa jednolitego wewnętrznego rynku energii,
- dekarbonizacja,
- wzrost bezpieczeństwa energetycznego,
- większa innowacyjność i konkurencyjność europejskiego sektora energii.

Wszystkie elementy pakietu weszły już w życie. Aktualnie trwa proces jego wdrażania przez Państwa członkowskie UE.

W 2019 r. Komisja Europejska przedstawiła nową inicjatywę w zakresie polityki klimatycznej, którą jest Europejski Zielony Ład (EZŁ). Jest to dokument kompleksowy, w którego skład wchodzi wiele inicjatyw klimatycznych, środowiskowych, energetycznych, transportowych, przemysłowych oraz rolnych. Podstawowym celem EZŁ jest osiągnięcie do 2050 r. zerowego poziomu emisji gazów cieplarnianych netto (tzw. neutralność klimatyczna). Realizacja tego celu związana jest z podjęciem działań we wszystkich sektorach gospodarki, w oparciu o bardziej efektywne wykorzystanie zasobów, poprzez przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym. W ramach realizacji Europejskiego Zielonego Ładu wyznaczony również został nowy cel redukcji emisji CO₂o co najmniej 55% do 2030 r. w porównaniu z poziomami z 1990 r.

W odróżnieniu od innych strategii energetycznych, np. Unii Energetycznej oraz wcześniejszych celów klimatycznych, np. tzw. 3x20, EZŁ charakteryzuje się podejściem całościowym. Zgodnie z towarzyszącą EZŁ mapą drogową po dokonaniu przeglądu i dostosowaniu europejskiej legislacji zostaną wdrożone nowe ramy prawne i wytyczne.

W 2020 r. Komisja Europejska podjęła działania kluczowe dla realizacji EZŁ, takie jak: przyjęcie nowego celu klimatycznego do 2030 r. (o którym wspomniano wyżej: redukcja CO₂ o 55%) oraz publikacja propozycji europejskiego prawa o klimacie. W proponowanych w ub. r. dokumentach KE znajduje się również m.in. strategia „fala renowacji” dotycząca budownictwa (którego reforma może pobudzić gospodarkę i zmniejszyć jej emisyjność) oraz strategia „od pola do stołu” mająca na celu zmianę systemu żywnościowego i produkcji rolnej w UE. Równocześnie KE dostrzegając znaczenie zmian zachodzących na rynku energii zaproponowała dwa nowe dokumenty – strategię dotyczącą integracji systemu energetycznego oraz strategię wodorową. Wśród dokumentów opublikowanych w 2020 r. przez KE są także m.in. strategie dotyczące mobilności, bioróżnorodności, chemikaliów oraz energii z morskich źródeł odnawialnych.

Środki niezbędne do realizacji EZŁ zostały zagwarantowane przez KE w zatwierdzonym w grudniu 2020 r. planie odbudowy dla Europy, składającym się z budżetu UE na lata 2021-2027 i instrumentu Przyszłe Pokolenie UE (w tym Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji) o wartości 1,8 bln euro, w którym założono, że 30% tych środków będzie wykorzystanych na walkę ze zmianą klimatu. Natomiast w lutym 2021 r. Rada i Parlament Europejski przyjęły rozporządzenie o RRF (Recovery and Resilience Facility – Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności), określające warunki wydatkowania 90% środków z funduszu odbudowy Przyszłe Pokolenie. Uruchomienie tego funduszu wymaga jeszcze ratyfikacji we wszystkich państwach członkowskich.

Środki z RRF będą przekazywane w formie bezzwrotnych dotacji oraz pożyczek udzielanych na korzystnych warunkach. Finansowaniu podlegać będą inwestycje wspierające dwa kluczowe projekty KE: zieloną i cyfrową transformację oraz ukierunkowane na: dynamizację wzrostu gospodarczego, spójność społeczną i terytorialną, zdrowie oraz edukację. Dotacje dla projektów winny być zatwierdzone do 2023 r. i wydane przed końcem 2026 r.

Możliwość skorzystania przez Państwa Członkowskie z ww. środków uzależniona jest od przygotowania i przyjęcia krajowych planów odbudowy (KPO).

Projekt „Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększenia Odporności został przedstawiony przez Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej w lutym 2021 r. Konsultacje społeczne tego dokumentu trwały przez 35 dni i zakończyły się 2 kwietnia 2021 r. Po uwzględnieniu uwag i wniosków wniesionych podczas konsultacji – 30 kwietnia 2021 r. KPO został zaakceptowany przez Radę Ministrów i przesłany do Komisji Europejskiej.

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

Dyrektywa IED (w sprawie emisji przemysłowych - zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), której celem 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. Dotyczy dużych obiektów energetycznego spalania tj >50 MW. Od 2016 r. wprowadziła nowe, zaostrzone standardy emisyjne.

Dyrektywa MCP w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania. Określa dopuszczalne wielkości emisji dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i pyłu dla średnich obiektów energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW. Wprowadza nowe zaostrzone limity emisji, definicje obiektu istniejącego i nowego oraz tzw. trzecią zasadę łączenia dla określania poziomu dopuszczalnej emisji zanieczyszczeń obiektów, dla których gazy odlotowe są, lub mogłyby być odprowadzane przez wspólny komin.

Dyrektywa ETS (dotyczy systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych) została wprowadzona Dyrektywą 2018/410 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 14 marca 2018 r. 'zmieniającą dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814'. Wprowadzone zmiany dotyczą aktualnego (czwartego) okresu funkcjonowania systemu, przypadającego na lata 2021-2030. Zgodnie z tą dyrektywą od roku 2021 łączna liczba uprawnień do emisji będzie zmniejszana o 2,2% rocznie (poprzednio 1,74%).

Udział bezpłatnych uprawnień do emisji wynosi 43% ich całkowitej puli. Natomiast pozostała ich część tj. 57% jest sprzedawana w drodze aukcji. Przydziały dla poszczególnych instalacji mogą być corocznie dostosowywane, tak aby odzwierciedlały odpowiednie wzrosty i spadki produkcji.

Zreformowany system EU ETS zawiera również szereg rozwiązań, które mają zapobiegać tzw. „ucieczce emisji” związanej z przenoszeniem źródeł emisji do krajów nieobjętych systemem. Sektory najbardziej narażone na wystąpienie zjawiska ucieczki emisji otrzymają bezpłatne przydziały uprawnień na okres do 2030 r. Sektorom zagrożonym tym zjawiskiem w mniejszym stopniu, przydziela się uprawnienia w wysokości 30% liczby uprawnień ustalonej zgodnie z dyrektywą. Po 2026 r. rozpocznie się stopniowe wygaszanie bezpłatnych przydziałów dla tych mniej narażonych sektorów, z wyłączeniem sektora ciepłowniczego.

Zmieniona dyrektywa ustanawia również mechanizmy finansowe, które mają za zadanie wesprzeć państwa członkowskie w procesie transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. W tym celu stworzone zostaną dwa fundusze: fundusz modernizacyjny oraz fundusz innowacyjny.

Główne założenia ww. Dyrektywy zostały wprowadzone do systemu prawa polskiego poprzez ustawę z dnia 15 kwietnia 2021 r. 'o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw'.

Dyrektywa CAFE (w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy) podtrzymuje wymogi obowiązujących wartości dopuszczalnych dotyczących jakości powietrza oraz wprowadziła pojęcie i cele redukcji pyłu zawieszonego PM_{2,5} o szczególnym znaczeniu dla ochrony zdrowia ludzkiego. Zalecenia dyrektywy CAFE wprowadzone zostały do prawodawstwa polskiego poprzez ustawę Prawo ochrony środowiska oraz rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu.

Dyrektywa NEC (w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych) ma na celu wsparcie państw członkowskich UE w osiągnięciu poprawy jakości powietrza. Wprowadza nowe zobowiązania dotyczące redukcji krajowych emisji 6 głównych zanieczyszczeń. Zawiera wymóg sporządzania, przyjmowania i wdrażania "Krajowego programu ograniczania zanieczyszczenia powietrza" oraz wprowadza nowe zasady monitorowania i raportowania informacji o emisji zanieczyszczeń do powietrza.

Zobowiązania Polski w zakresie redukcji emisji (wynikające z dyrektywy NEC) odnoszą się do dwóch okresów, które obejmują lata od roku 2020 do 2029 r. i od 2030 r. Zobowiązania redukcyjne ustala się poprzez odniesienie do emisji w roku referencyjnym 2005. Zobowiązania te zostały określone odpowiednio dla obu wskazanych wyżej okresów dla:

- SO₂ o: 59% i 70%,
- NO_x o: 30% i 39%,
- NMLZO o: 25% i 26%,
- NH₃ o: 1% i 17%,
- PM_{2,5} o: 16% i 58%.

W celu osiągnięcia ww. redukcji emisji, uchwałą nr 34 Rady Ministrów z dnia 29 kwietnia 2019 r. został przyjęty „Krajowy Program Ograniczenia Zanieczyszczenia Powietrza”.

Dyrektywa 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, określająca cel strategiczny polegający na zwiększeniu efektywności energetycznej o 20% (zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20%) do 2020 r. W dokumencie określono obowiązek opracowania długoterminowej strategii dotyczącej wspierania inwestycji w renowację krajowych zasobów budynków mieszkalnych i użytkowych. Obowiązkiem państw członkowskich jest umożliwienie końcowym odbiorcom energii dostępu do audytów energetycznych oraz wdrażanie inteligentnych systemów pomiarowych, po konkurencyjnych cenach, które informują o rzeczywistym czasie korzystania i zużyciu energii. Dyrektywa określa wymagania dotyczące efektywności zaopatrzenia w energię odnoszące się do instalacji chłodniczych i ciepłowniczych o mocy przekraczającej 20 MW oraz sieci i urządzeń do przetwarzania i dystrybucji energii elektrycznej.

W dniu 24 grudnia 2018 r. weszła w życie dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. wprowadzająca kolejne zmiany w dyrektywie 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. Jedną z najistotniejszych dotyczy zwiększenia celu w zakresie efektywności energetycznej na szczeblu krajowym do poziomu 32,5% w 2030 r. przy założeniu, że w 2030 r. unijne zużycie energii pierwotnej nie będzie większe niż 1 273 Mtoe lub 956 Mtoe energii końcowej (co stanowi ok. 53,3 mln TJ). Ponadto dyrektywa zakłada, że Państwa członkowskie muszą osiągnąć łączne oszczędności końcowego zużycia energii w każdym roku od 01.01.2014 r. do 31.01.2020 r. co najmniej w wysokości 1,5% wartości wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym. Ponadto w okresie 01.01.2021-31.12.2030 r. winny osiągać co roku nowe oszczędności w wysokości 0,8% rocznego zużycia energii końcowej (uśrednionego dla lat 2016÷2018).

Krajowe przepisy ustawowe i wykonawcze powinny zostać dostosowane do ww. dyrektywy zmieniającej dyrektywę 2012/12/UE do dnia 25 czerwca 2020 r.

W dniu 9 lipca 2018 r. opublikowana została Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. Dyrektywa ta wskazuje działania niezbędne do osiągnięcia celów pakietu klimatycznego. Zapisano w niej konieczność opracowania w krajach członkowskich długoterminowych strategii dotyczących renowacji budynków. Strategie powinny zawierać zadania stałe, ale również elastycznie dopasowywać się do zmieniających się z czasem warunków. Rokiem docelowym obowiązywania strategii ma być rok 2050. Natomiast koniecznym jest ujęcie w strategiach również punktów pośrednich, w których prowadzona będzie ocena oddziaływania strategii, a także możliwe będzie wprowadzanie modyfikacji celów pośrednich. Punkty te zostały wyznaczone na 2030 i 2040 r. Celem opracowywanych strategii ma być przekształcenie istniejących budynków mieszkalnych i niemieskalnych oraz publicznych i prywatnych w budynki niemal zeroenergetyczne. Strategie mogą być przygotowane przez każde państwo członkowskie na dowolnych zasadach, dopasowanych do warunków danego kraju, jednak muszą zawierać w sobie pewne punkty niezmiennie dla całej Europy, tj.:

- przegląd krajowych zasobów budowlanych oraz wskazanie tych wymagających renowacji;
- określenie najlepszych rozwiązań do renowacji w zależności od rodzaju budynku i warunków klimatycznych;
- określenie polityki i działań stymulujących renowację obiektów, ważnych pod kątem osiągnięcia nadrzędnego celu, oraz ustanowienie efektywnych kosztowo działań wspierających, np. systemu paszportów renowacji budynków;
- przegląd dotychczasowych działań i polityki stosowanych w obiektach o najgorszej charakterystyce energetycznej oraz gospodarstwach domowych, oraz wskazanie wymaganych działań krajowych przyczyniających się do ograniczenia ubóstwa energetycznego;
- opracowanie polityki i działań skierowanych wobec wszystkich budynków publicznych;
- przegląd działań służących wspieraniu inteligentnych technologii w budynkach, łącznie z technikami kształcenia w zakresie budownictwa i efektywności energetycznej;
- przygotowanie danych szacunkowych, ale bazujących na dowodach, dotyczących spodziewanych oszczędności wynikających z renowacji, a także dodatkowych osiągnięć dotyczących zdrowia i bezpieczeństwa użytkowników oraz poprawy jakości środowiska wewnętrznego.

Dyrektywa ustanawia, iż Państwa członkowskie UE mają 20 miesięcy na dostosowanie swoich regulacji do jej wymogów. Termin ten minął więc z początkiem marca 2020 r.

2.1.2 Krajowe uwarunkowania formalno-prawne

Ustawa Prawo energetyczne

Najważniejszym rangą aktem prawnym w systemie prawa polskiego w dziedzinie energetyki jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz. U. 2021, poz. 716) oraz powiązane z nią akty wykonawcze (rozporządzenia).

Ustawa 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.

Określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, działalności przedsiębiorstw energetycznych oraz organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Jej celem jest stworzenie warunków zapewniających bezpieczeństwo energetyczne kraju, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom monopoli, uwzględnianie wymogów ochrony środowiska oraz ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów.

Ponadto wprowadzono zmiany w kwestii planowania energetycznego, głównie w sektorze elektroenergetycznym. Operatorzy systemów 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 określać wielkość zdolności wytwórczych i ich rezerw, preferowane lokalizacje i strukturę nowych źródeł, zdolności przesyłowych lub dystrybucyjnych w systemie elektroenergetycznym i stopnia ich wykorzystania oraz działania i przedsięwzięcia zapewniające bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Plany winny być aktualizowane na podstawie dokonywanej co 3 lata oceny ich realizacji i uwzględniać wymagania dotyczące zakresu zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, wynikające ze zmian w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku ich braku, aktualnych zapisach Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Dla potrzeb opracowania planów 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 lub budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym OZE, przedsięwzięciach w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi albo elektroenergetycznymi innych państw i przedsięwzięciach racjonalizujących zużycie paliw i energii u odbiorców, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

Gminy realizują zadania własne w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe zgodnie z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku jego braku, z zapisami studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz odpowiednim programem ochrony powietrza przyjętym na podstawie art. 91 ustawy Prawo ochrony środowiska. „Projekt założeń...” sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata. Wprowadzono obowiązek sporządzenia i uchwalenia „Założeń...” dla obszaru gminy w okresie 2 lat od dnia wejścia w życie ww. zmiany do ustawy (dotyczy opracowania pierwszych „Założeń...”, jak i ich aktualizacji). Rozszerzenie zakresu obowiązków gminy o planowanie i organizację działań racjonalizujących zużycie energii, wprowadza konieczność wskazania w „Projekcie założeń...” środków poprawy efektywności energetycznej.

Wprowadzono również definicję „odbiorcy wrażliwego”, który może liczyć na dofinansowanie kosztów zakupu energii, tj.:

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

Status odbiorcy wrażliwego uprawnia do otrzymania (na jego wniosek) od gminy dodatku energetycznego (nie więcej niż 30% limitu), wyliczanego na podstawie średniego zużycia energii elektrycznej, średniej jej ceny i liczby osób w gospodarstwie domowym. Limit wysokości dodatku ogłasza co roku Minister właściwy ds. energii. Wprowadzono ulgi dla odbiorców przemysłowych, zużywających do produkcji ponad 100 GWh rocznie energii elektrycznej. W zależności od udziału kosztów energii w kosztach produkcji, nie będą oni musieli legitymować się potwierdzeniem zakupu OZE, co obniża ogólne koszty działania. Systemem objęci są odbiorcy wydobywający węgiel kamienny lub rudy metali nieżelaznych, prowadzący produkcję wyrobów z drewna.

Ustawa o efektywności energetycznej

W dniu 1 października 2016 r. weszła w życie ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. 2021, poz. 468) stanowiąca wdrożenie Dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. Ustawa stwarza ramy prawne systemu działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki, prowadzące do uzyskania wymiernych oszczędności energii. Działania te polegają na:

- zwiększeniu oszczędności energii przez odbiorcę końcowego,
- zwiększeniu oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- zmniejszeniu strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu w przesyłach lub dystrybucji.

Rodzaje przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej określono w art. 19 ww. ustawy, natomiast szczegółowy wykaz tych przedsięwzięć ogłaszany jest w drodze obwieszczenia i publikowany w Monitorze Polskim. Potwierdzeniem uzyskania wymaganych oszczędności energii, w wyniku realizacji przedsięwzięcia, będzie wykonanie audytu efektywności energetycznej, którego zasady sporządzania określone są w ustawie.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity: Dz.U. 2021, poz. 610) wprowadza regulacje mające na celu wzrost udziału OZE w procesie wytwarzania energii finalnej. Do najważniejszych zmian w dotychczasowych przepisach, które wprowadza ustawa, należy nowy system wsparcia wytwórców energii z OZE.

Ustawa tzn. antysmogowa

Ustawa z dnia 10 września 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2015, poz. 1593) wprowadziła poprawkę art. 96 ustawy POŚ dającą samorządom możliwość decydowania o rodzajach i jakości dopuszczonych do stosowania paliw, parametrów i rozwiązań technicznych instalacji, w których prowadzone będzie ich spalanie. Decyzje te wydawane mogą być na drodze uchwały sejmiku województwa.

W 2017 r. opublikowano Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Finansów z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe (Dz.U. 2017, poz. 1690), określające normy emisyjne dla nowych, wprowadzanych na rynek kotłów na paliwo stałe o mocy znamionowej do 500 kW, z którego wynika zakaz produkowania kotłów niespełniających wymogów emisyjnych 5 klasy (wg normy PN-EN 303-5:2012). Ponadto zakazano stosowania ruszta awaryjnego. Rozporządzenie nie dotyczy kotłów służących do wytwarzania ciepła wyłącznie na potrzeby c.w.u. W 2019 roku wprowadzono zmianę rozporządzenia (Dz. U. 2019, poz. 2549), na podstawie, której normę PN-EN 303-5:2012 zastąpiono normą przenoszącą normę europejską EN 303-5.

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (tekst jednolity Dz. U. 2021, poz. 110) określa ramy prawne dla rozbudowy infrastruktury służącej do ładowania pojazdów elektrycznych oraz tankowania CNG i LNG, a w szczególności obowiązki gmin w zakresie rozwoju miejskiego transportu zeroemisyjnego i elektromobilności. Jej celem jest rozwój elektromobilności oraz zwiększenie zastosowania paliw alternatywnych w sektorze transportowym.

2.1.3 Krajowe dokumenty strategiczne i planistyczne

Na krajową politykę energetyczną składają się dokumenty:

- Polityka energetyczna Polski do 2040 roku,
- Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych,
- Krajowy plan działań na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030,
- Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej (ostatni czwarty został przyjęty w styczniu 2018 r. i dotyczył planów do 2020 r., sprawozdanie z jego realizacji ujęte zostało w Krajowym Planie działań na rzecz Energetyki i Klimatu),
- Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii,
- Strategiczny plan adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030.

Polityka energetyczna Polski do 2040 roku

Pod koniec listopada 2018 r. resort energii przedstawił pierwszy projekt nowej Polityki energetycznej do 2040 r. (PEP2040). Dokument ten pn. „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” przyjęty został dopiero uchwałą nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r.

Celem PEP2040 jest: „bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko, przy optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych”.

W dokumencie przyjęto następujące wskaźniki realizacji głównego celu PEP2040:

- nie więcej niż 56% udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r.,
- co najmniej 23% OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.,
- wdrożenie energetyki jądrowej w 2033 r.,
- zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 23% do 2030 r. (w stosunku do prognoz zużycia z 2007 r.),
- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 30% do 2030 r. (w stosunku do 1990 r.).

PEP2040 zawiera opis stanu i uwarunkowań sektora energetycznego. Wskazano w nim trzy filary: sprawiedliwa transformacja, zeroemisyjny system energetyczny, dobra jakość powietrza, na których oparto osiem celów szczegółowych wraz z działaniami niezbędnymi do ich realizacji oraz projekty strategiczne.

W zakresie systemów ciepłowniczych PEP2040 zakłada realizację celu szczegółowego 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji, dla którego projektem strategicznym jest: Rozwój ciepłownictwa systemowego.

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

Rada Ministrów w dniu 7 grudnia 2010 r. przyjęła dokument pn. „Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”, stanowiący realizację zobowiązania wynikającego z art. 4 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

W dokumencie określony został ogólny cel krajowy w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ostatecznym zużyciu energii brutto w 2020 r. na poziomie 15%.

Ze względu na przyjętą w dniu 11.12.2018 r. nową dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i określony w niej nowy cel dla udziału OZE w miksie energetycznym na poziomie 32% (do 2030 r.) – przedmiotowy dokument wymagać będzie aktualizacji zawartych w nim założeń.

Krajowy plan działań na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030

Kluczowym dokumentem zawierającym założenia rozwoju polskiej energetyki jest „Krajowy Plan Działań na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030” (KPEiK), którego projekt polski rząd przygotował zgodnie z wymogami nowej unijnej polityki energetycznej. W dniu 18.12.2019 r. dokument został przyjęty przez Komitet ds. Europejskich, a następnie 30.12.2019 r., po zmianach wynikających z konsultacji oraz uzgodnień, został przekazany do Komisji Europejskiej.

KPEiK określa cele klimatyczno-energetyczne na 2030 r.:

- 7% redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem ETSw porównaniu do poziomu w roku 2005,
- 21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (zaznaczono, że cel 23% będzie możliwy do osiągnięcia w sytuacji przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych, w tym przeznaczonych na sprawiedliwą transformację), uwzględniając: 14% udziału OZE w transporcie oraz roczny wzrost udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,1 pkt. proc. średniorocznie,
- wzrost efektywności energetycznej o 23% w porównaniu z prognozami PRIMES2007,
- redukcję do 56-60% udziału węgla w produkcji energii elektrycznej.

KPEiK może być jeszcze korygowany w przypadku modyfikacji celów lub kierunków zawartych w krajowych dokumentach strategicznych tj. Polityce energetycznej Polski do 2040 r. bądź w przypadku zmian polityki klimatyczno-energetycznej na szczeblu unijnym.

Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii

„Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii” został przyjęty uchwałą nr 91 Rady Ministrów z dnia 22 czerwca 2015 r. Podstawę jego opracowania stanowi art. 39 ust. 3 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. 2021, poz. 497).

Plan wprowadza definicję „budynku o niskim zużyciu energii” (przy uwzględnieniu stanu istniejącej zabudowy oraz możliwych do osiągnięcia i ekonomicznie uzasadnionych środków poprawy efektywności energetycznej) spełniającego wymogi art. 7 ust.1 pkt 1 ustawy Prawo budowlane związane z oszczędnością energii i izolacyjnością cieplną oraz w załączniku nr 2 do rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity Dz.U. 2019, poz. 1065 z późn. zm.). Przepisy obowiązują od 1.01.2021 r., a dla budynków zajmowanych przez władze publiczne oraz będących ich własnością od 1.01.2019 r.

Plan zawiera propozycje rozwiązań technicznych w zakresie stosowania urządzeń grzewczych, klimatyzacyjnych, urządzeń odzyskujących ciepło w instalacjach wentylacyjnych, które mogą być stosowane w budynkach w celu poprawy ich efektywności energetycznej, charakterystykę działań związanych z projektowaniem, budową i przebudową budynków w sposób zapewniający ich energooszczędność oraz zwiększenie pozyskania OZE w nowych oraz istniejących budynkach.

Strategiczny plan adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030

W dniu 29 października 2014 r. Rada Ministrów przyjęła „Strategiczny plan adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030” (SPA2020), przedłożony przez ministra środowiska. SPA2020 jest elementem szerszego projektu badawczego o nazwie KLIMADA, obejmującego okres do 2070 r. Dokument ten wpisuje się w działania unijnej strategii adaptacji do zmian klimatu, której celem jest poprawa „odporności” państw członkowskich na aktualne i oczekiwane zmiany klimatu, ze szczególnym uwzględnieniem lepszego przygotowania do ekstremalnych zjawisk klimatycznych i pogodowych oraz redukcji kosztów społeczno-ekonomicznych.

Głównym celem SPA2020 jest zapewnienie zrównoważonego rozwoju oraz efektywnego funkcjonowania gospodarki i społeczeństwa w warunkach zmieniającego się klimatu. W dokumencie wskazano cele i kierunki działań adaptacyjnych, które należało podjąć do 2020 r. w następujących sektorach i obszarach, tj.: gospodarce wodnej, rolnictwie, leśnictwie, różnorodności biologicznej, obszarach prawnie chronionych, zdrowiu, energetyce, budownictwie, transporcie, obszarach górskich, strefie wybrzeża, gospodarce przestrzennej i obszarach zurbanizowanych.

Z punktu widzenia niniejszego dokumentu istotne znaczenie mają zapisy SPA2020 dotyczące sektora energetycznego, a mianowicie: konieczne będzie dostosowanie systemu energetycznego do wahań zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepłą, m.in. poprzez wdrożenie stabilnych niskoemisyjnych źródeł energii, wykorzystanie OZE oraz potrzebę dywersyfikacji źródeł energii wspomaganą spalaniem odpadów, które nie mogą być poddane recyklingowi, z jednoczesnym odzyskiwaniem energii.

Działania adaptacyjne w zakresie przygotowania systemu energetycznego do zmienionych warunków zapotrzebowania na energię (z uwzględnieniem szczytu zimowego i letniego), zaproponowane w SPA2020, to:

- rozwijanie alternatywnych możliwości produkcji energii na poziomie lokalnym, na potrzeby ogrzewania i klimatyzacji na terenach o mniejszej gęstości zaludnienia;
- zapewnienie awaryjnych źródeł energii oraz przesyłu;
- zabezpieczenie awaryjnych źródeł chłodzenia w elektrowniach zawodowych;
- projektowanie sieci przesyłowych (podziemnych i naziemnych) z uwzględnieniem ekstremalnych sytuacji pogodowych, w celu ograniczenia ryzyka m.in. zalegania na nich lodu i śniegu, podtopień oraz zniszczeń w przypadkach silnego wiatru;
- wspieranie rozwoju OZE w szczególności mikroinstalacje w rolnictwie.

2.1.4 Uwarunkowania środowiskowe

Ustawa Prawo ochrony środowiska

Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity Dz. U. 2021, poz. 1973) stanowi dokument prawny określający zasady ochrony środowiskach oraz warunki korzystania z jego zasobów. W listopadzie 2015 roku weszła w życie ustawa z dnia 10 września 2015 r. o zmianie ustawy Prawo środowiska (Dz. U. 2015, poz. 1593) tzn. ustawa antysmogowa. Zapisy ustawy poszerzają zakres uprawnień władz lokalnych w zakresie działań mających na celu poprawę jakości powietrza, umożliwiają samorządom podejmowanie decyzji dotyczących typów i jakości paliw możliwych lub zabronionych do stosowania oraz wskazanie konkretnych rozwiązań technicznych lub norm emisji instalacji do spalania paliw dopuszczonych do wykorzystania. Efektem tych działań będzie poprawa stanu środowiska i zdrowia ludzi. Nowelizacja POŚ została opracowana z związku z pogarszającym się stanem powietrza, problemem smogu oraz brakiem uwarunkowań prawnych dających samorządom możliwość realnego wpływu na mieszkańców w zakresie stosowania niskoemisyjnych rozwiązań na potrzeby grzewcze.

Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku

Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (tekst jednolity Dz. U. 2021, poz. 247), przejęła zagadnienia z ustawy POŚ regulujące m.in. zakres zasad udziału społeczeństwa w ochronie środowiska i przeprowadzenie ocen oddziaływania na środowisko. Według omawianej ustawy opracowania takie jak: strategie, plany, programy w dziedzinie przemysłu, energetyki, transportu itd. wymagają przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko. Zgodnie z tym niniejszy dokument podlega również tej procedurze. Główne cele i kierunki działań, przedstawione w aktualizacji Projektu Założeń..., zmierzają głównie do ograniczenia wpływu na środowisko systemów energetycznych działających w obrębie gminy.

Program ochrony powietrza

Pojęcie stref z występującymi przekroczeniami wynika z polskiego ustawodawstwa związanego z ochroną środowiska i stanowi składową krajowego systemu ochrony powietrza. Zgodnie z definicją stref zawartą w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity: Dz. U. 2021, poz. 1973) oraz rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 2 sierpnia 2012 r. (Dz. U. 2012, poz. 914) w sprawie stref, w których dokonuje się oceny jakości powietrza na potrzeby oceny i zarządzania jakością powietrza, w Polsce funkcjonuje 46 stref, w tym 12 aglomeracji.

Zgodnie z ww. rozporządzeniem powiat turecki, w tym Turek należy do strefy wielkopolskiej o kodzie PL3003.

Na podstawie wyników rocznej oceny jakości powietrza i klasyfikacji stref Sejmik Województwa Wielkopolskiego Uchwałą nr XXI/391/20 z dnia 13 lipca 2020 r. opracował Program ochrony powietrza dla strefy wielkopolskiej, który jest aktualizacją Programu przyjętego przez Sejmik Województwa uchwałą XXXIII/853/17 z dnia 24 lipca 2017 r. Aktualizacja ww. dokumentu wynika z zapisów ustawy Prawo ochrony środowiska, która wskazuje na konieczność opracowania aktualizacji Programu ochrony powietrza co 3 lata w przypadku, gdy nadal notowane są przekroczenia norm jakości powietrza. Rokiem bazowym dla aktualizacji POP jest rok 2018, a realizację zadań naprawczych w harmonogramie rzeczowo-finansowym przewidziano do roku 2026.

Zgodnie z opracowaną przez Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Poznaniu oceną jakości powietrza, na terenie województwa wielkopolskiego w 2018 roku zarejestrowano przekroczenia dopuszczalnej wartości stężenia średniorocznego pyłu PM_{2,5} oraz utrzymujące się przekroczenia wartości normatywnych pyłu PM₁₀ i benzo(a)pirenu w strefie wielkopolskiej. Działania korygujące zaproponowane do realizacji w omawianej aktualizacji POP mają na celu zmianę stanu jakości powietrza w strefie, aby w roku prognozy 2026, przekroczenia stężeń substancji w powietrzu nie były rejestrowane.

W POP wskazano działania, które mają największą szansę na realizację i osiągnięcie wymiernych efektów ekologicznych. Wyznaczono działania związane z redukcją emisji ze źródeł indywidualnego ogrzewania lokali skorygowane pod kątem wielkości redukcji emisji koniecznej do osiągnięcia oraz rodzaju działań jakie mają być podejmowane.

W harmonogramie działań naprawczych uwzględniono również m.in.:

- zachęty finansowe na modernizację budynków mieszkalnych oraz na wymianę kotłów, pieców i palenisk,
- inwentaryzację źródeł ogrzewania indywidualnego,
- kontrolę realizacji uchwały stosowania paliw stałych,
- termomodernizację budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej,
- obniżenie emisji komunikacyjnej,
- ochronę i zwiększanie udziału zieleni w przestrzeni gmin.

Harmonogram na poziomie lokalnym przedstawia zadania i odpowiedzialność realizacji działań naprawczych przez prezydentów, burmistrzów, wójtów oraz starostów strefy wielkopolskiej, obejmujące lata 2020-2026, podzielone na działania ciągłe i kierunkowe.

Z punktu widzenia „Założeń...” istotne zadania naprawcze to:

- ➔ w zakresie ograniczania emisji powierzchniowej – przedsiębiorstwa energetyczne, jednostki samorządu terytorialnego, mieszkańcy:
 - rozbudowa sieci gazowych i centralnych systemów zaopatrzenia w energię ciepłą,
 - współpraca z dostawcami ciepła sieciowego i paliw gazowych przez samorzady,
 - ograniczenie emisji z niskich źródeł rozproszonych oraz zmiana paliwa stałego na inne,
- ➔ w zakresie ograniczenia emisji z istotnych źródeł punktowych – energiczne spalanie paliwa i źródła technologiczne – przedsiębiorstwa energetyczne, zakłady przemysłowe:
 - zakaz stosowania węgla brunatnego oraz zmiana paliwa na inne, o mniejszej emisji substancji do powietrza,
 - stosowanie wysokoefektywnych technik ochrony powietrza,
 - stosowanie OZE i zmniejszenie strat przesyłu energii,
 - optymalizacja procesów produkcji w celu ograniczenia emisji substancji do powietrza,
 - stopniowe wprowadzanie BAT i dostosowanie do wymogów emisyjnych zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE (IED),
- ➔ w zakresie planowania działań i planowania przestrzennego – jednostki samorządu terytorialnego:
 - opracowanie Gminnego Programu Niskoemisyjnego (GPN),
 - uwzględnienie w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego i miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego zabudowy i zagospodarowania terenu umożliwiających ograniczenie emisji pyłów,
 - ustalanie sposobu zaopatrzenia w ciepło, zalecenie instalowania ogrzewania niskoemisyjnego i podłączenia nowych odbiorców do sieci ciepłowniczej,
 - właściwe planowanie rozbudowy miast.

Dla poszczególnych gmin POP podaje wymagane efekty redukcji w wyniku ww. działań.

2.1.5 Dokumenty planistyczne o zasięgu lokalnym

Zmiana „Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Miasta Turek”

Zmiana przyjęta została uchwałą Rady Miejskiej Turku nr X/60/11 z dnia 19 maja 2011 r. Zawarto w niej kompleksowy obraz miasta, pokazując dynamikę zmian we wszystkich dziedzinach życia, mogących kształtować przestrzeń publiczną miasta. Dokument ten stanowi element polityki przestrzennej miasta, określając kierunki kształtowania ładu przestrzenno-funkcjonalnego miasta.

Z punktu widzenia zagadnień stanowiących treść aktualizacji „Założeń..” istotne są następujące kierunki działań poruszanych w Studium:

- kierunki zmian w strukturze przestrzennej miasta oraz w przeznaczeniu terenów,
- kierunki i wskaźniki dotyczące zagospodarowania oraz użytkowania terenów, w tym tereny wyłączone spod zabudowy,
- kierunki rozwoju infrastruktury technicznej,
- wskazania i charakterystyka obszarów wymagających ochrony, przekształceń, rehabilitacji, rekultywacji,
- wskazania i charakterystyka obszarów problemowych.

Obowiązujące miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego miasta Turek

Miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego zawierają szczegółowe ustalenia studium. Ich zadaniem jest kształtowanie zagospodarowania przestrzennego miasta, w celu zapewnienia niezbędnych warunków do zaspokojenia potrzeb bytowych, ekonomicznych, społecznych i kulturowych społeczeństwa, uwzględniając zachowanie równowagi przyrodniczej i ochrony krajobrazu.

Zintegrowana Strategia Rozwoju Gospodarczego Gmin Powiatu Tureckiego na lata 2015-2025

Strategia przyjęta została uchwałą nr XII/92/2015 Rady Powiatu Tureckiego z dnia 29 grudnia 2015 r. powstała w ramach projektu pn. „Partnerstwo lokalne na rzecz rozwoju gospodarczego gmin powiatu tureckiego” finansowanego z funduszy EOG, którego celem jest poprawa sytuacji gospodarczej na terenie Powiatu Tureckiego poprzez zapewnienie zdolności Partnerstwa do realizacji zintegrowanych przedsięwzięć, związanych z ożywieniem gospodarczym obszaru.

Dla zagadnień ujętych w aktualizacji „Założeń...” szczególne znaczenie mają działania określone w strategii dla Celu strategicznego III „Stworzenie warunków do rozwoju gospodarczego powiatu przez zapewnienie dostępu do wysokiej jakości infrastruktury”, a w nim:

- Celu operacyjnego IIIB – poprawa jakości infrastruktury technicznej w celu zwiększenia atrakcyjności mieszkaniowej i inwestycyjnej, w którym rekomenduje się:
 - Zwiększenie dostępu mieszkańców i firm do sieci gazowej;
- Celu operacyjnego IIIC – zmniejszanie zużycia i rozwój alternatywnych źródeł energii elektrycznej i ciepłej, w którym rekomenduje się:
 - Wykorzystanie lokalnych zasobów energii dla wzrostu atrakcyjności inwestycyjnej powiatu,
 - Termomodernizację budynków użyteczności publicznej, komunalnej.

Program Rewitalizacji dla Gminy Miejskiej Turek na lata 2016-2023

Dokument stanowi załącznik do Uchwały NR XXXIV/294/17 Rady Miejskiej Turku z dnia 12 października 2017 roku. Program rewitalizacji jest jednym z dokumentów strategicznych miasta funkcjonujących w systemie planistycznym gminy. Długofalowym program ma na celu przywrócenie ładu przestrzennego na wyznaczonych obszarach zdegradowanych i wymagających rewitalizacji, które są istotne dla zagadnień ujętych w aktualizacji „Założeń...”. Dokument przedstawia również harmonogram wykonywanych działań termomodernizacyjnych głównie na obiektach użyteczności publicznej do roku 2023.

Plan Gospodarki Niskoemisyjnej

„Plan gospodarki niskoemisyjnej dla gminy miejskiej Turek” przyjęty został uchwałą Nr XII/98/15 Rady Miejskiej Turku z dnia 26 listopada 2015 r. i zaktualizowany uchwałą Nr XVI/152/16 z dnia 23 marca 2016 r.

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

Z punktu widzenia aktualizacji „Założeń...” szczególnie istotne są następujące obszary określone w omawianym PGN:

- Wykorzystanie alternatywnych źródeł energii,
- Efektywna produkcja, dystrybucja i wykorzystanie energii,
- Ograniczanie emisji w budynkach,
- Wykorzystanie energooszczędnych technologii oświetleniowych,
- Zagospodarowanie osadów ściekowych.

Strategia rozwoju województwa wielkopolskiego do 2030 roku

Strategia rozwoju województwa wielkopolskiego do 2030 roku została przyjęta Uchwałą Nr XVI/289/20 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 27 grudnia 2020 r.

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

- Cel strategiczny 3. – Rozwój infrastruktury z poszanowaniem środowiska przyrodniczego Wielkopolski;
- Cel operacyjny 3.2. – Poprawa stanu oraz ochrona środowiska przyrodniczego Wielkopolski;
- Cel operacyjny 3.3. – Zwiększenie bezpieczeństwa i efektywności energetycznej.

Plan zagospodarowania przestrzennego Województwa Wielkopolskiego

Plan zagospodarowania przestrzennego Województwa Wielkopolskiego WIELKOPOLSKA 2020+ został przyjęty Uchwałą Nr V/70/19 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 25 marca 2019 r. Dokument określa kierunki rozwoju regionu i stanowi pośredni poziom pomiędzy koncepcją przestrzennego zagospodarowania kraju a studiami uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

2.2 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,
- planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy,
- finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg, znajdujących się na terenie gminy
- planowanie i organizacja działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy;
- ocena potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych.

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, studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, a także spełniać wymogi ochrony środowiska.

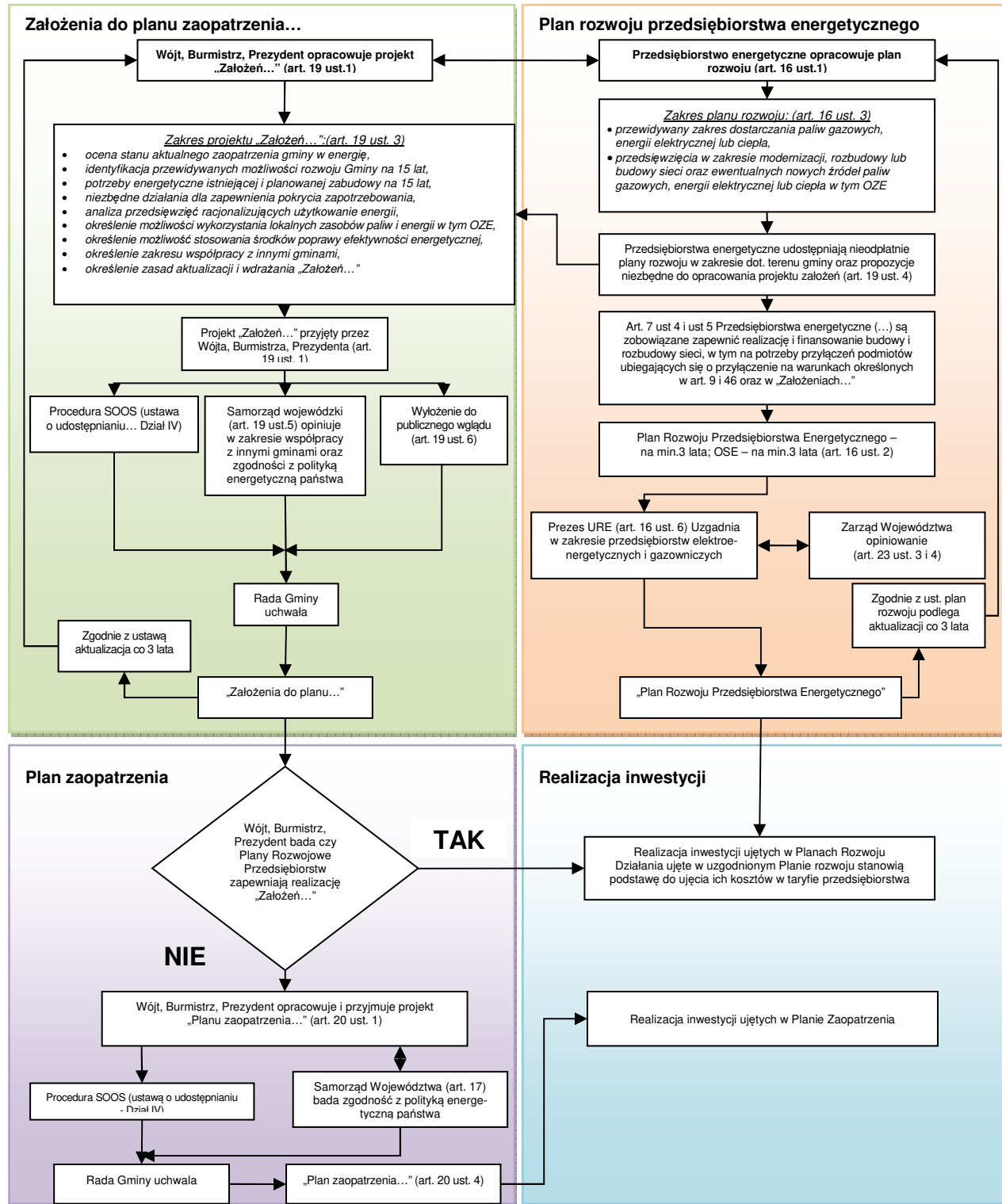
Zgodnie z art. 19 Prawa energetycznego (PE) Projekt Założeń do planu zaopatrzenia jest opracowywany przez prezydenta miasta (wójta, burmistrza), a następnie podlega opinii w sprawie przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną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

Projekt założeń jest opracowywany we współpracy z lokalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi, które są zobowiązane (zgodnie z art. 16 i 19 PE) do bezpłatnego udostępnienia swoich Planów rozwoju. Dokumenty te obejmują zgodnie z prawem, plan działań w zakresie obecnego i przyszłego zaspokajania zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło. Plany (ust. 1, art. 16 PE) obejmują: przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym OZE. Plan zaopatrzenia opracowuje prezy-

dent miasta (burmistrz, wójt) w sytuacji, gdy plan rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego nie zapewnia realizacji założeń do planu.

Schemat procedur tworzenia dokumentów lokalnego planowania energetycznego wynikający w PE, z uwzględnieniem wymogu udziału społeczeństwa w opracowywaniu dokumentów (wg ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku...), przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 2-1. Proces planowania energetycznego na szczeblu lokalnym



3. Charakterystyka miasta

3.1 Położenie geograficzne i zagospodarowanie

Turek położony jest we wschodniej części województwa wielkopolskiego, przy granicy z województwem łódzkim, w odległości ok. 130÷140 km na wschód od Poznania i ok. 35 km na południowy wschód od Konina. Miasto usytuowane jest w zapadlisku Wysoczyzny Tureckiej, w konińskim zagłębiu węgla brunatnego, w zlewni rzeki Warty. Jest gminą miejską, siedzibą władz powiatu tureckiego oraz gminy wiejskiej Turek. W aktualnym układzie przestrzennym miasto realizuje funkcję mieszkaniową, przemysłową i rolniczą oraz usługową, która związana jest zarówno z obsługą trzech ww. funkcji, jak i obsługą administracyjną, socjalną i finansową całego terenu powiatu. Obszar miasta Turek otoczony jest ze wszystkich stron miejscowościami gminy wiejskiej Turek.

Rysunek 3-1. Podział administracyjny powiatu tureckiego



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z GUGiK

Przez miasto Turek lub w jego pobliżu przebiegają ważne drogowe szlaki komunikacyjne: droga wojewódzka nr 470 z Kalisza do Koła, drogi krajowe (DK 72 – łącząca Konin z Łodzią i biegnąca dalej do Rawy Mazowieckiej i DK 83 – z Sieradza do Turku) oraz europejska trasa drogowa z irlandzkiego portu Cork przez Poznań, Warszawę do Omska w Rosji, której polski odcinek stanowi autostrada A2, a dostęp do niej zapewniają węzły Koło (15 km od Turku) i Konin Wschód (25 km od Turku).

W niewielkiej odległości od miasta przebiegają kolejowe połączenia międzynarodowe: magistrala z Berlina przez Poznań, Warszawę do Moskwy (stacje kolejowe: Konin i Koło) oraz magistrala łącząca Bałtyk z Centralną Polską i Górnym Śląskiem, prowadząca dalej na Bałkany i nad Adriatyk (stacje kolejowe: Dąbie i Poddębice).

Powierzchnia miasta Turek wg danych Głównego Urzędu Statystycznego – Bank Danych Lokalnych wynosi 1 617 ha (ok. 16 km²). Struktura głównych kierunków użytkowania gruntów w mieście została przedstawiona w poniższej tabeli.

Tabela 3-1. Struktura użytkowania gruntów w Turku

Sposób wykorzystania gruntów	Powierzchnia [ha]	Udział w całkowitej powierzchni gminy [%]
Użytki rolne razem – <i>w tym m.in.:</i>	887	54,9
<i>grunty orne</i>	665	41,1
<i>sady</i>	19	1,2
<i>łąki trwałe</i>	75	4,6
<i>pastwiska trwałe</i>	88	5,4
Grunty leśne oraz zadrzewione i zakrzewione razem	11	0,7
Grunty pod wodami razem	5	0,3
Grunty zabudowane i z urbanizowane razem – <i>w tym m.in.:</i>	702	43,4
<i>zabudowa mieszkaniowa</i>	232	14,3
<i>zabudowa przemysłowa</i>	127	7,9
<i>tereny rekreacji i wypoczynku</i>	42	2,6
<i>tereny komunikacyjne - drogi</i>	132	8,2
<i>tereny komunikacyjne - kolejowe</i>	9	0,6
Tereny różne	12	0,7
RAZEM:	1617	100

Źródło: GUS, Bank Danych Lokalnych

3.2 Warunki klimatyczne

Czynnikiem decydującym o wielkości potrzeb cieplnych obiektów budowlanych są warunki klimatyczne panujące na analizowanym obszarze. Miasto Turek leży w strefie charakteryzującej się cechami przejściowymi pomiędzy klimatem oceanicznym a kontynentalnym. Klimat w tym rejonie kształtują głównie masy powietrza polarnomorskiego i polarno-kontynentalnego, a w minimalnym stopniu powietrze arktyczne i zwrotnikowe.

Rejon Turku zaliczono wg regionalizacji klimatycznej do dzielnicy klimatycznej VIII, zwanej środkową. Średnia temperatura roku w rejonie miasta wynosi +8,2°C, średnia temperatura stycznia -1,5°C, a lipca +18,0°C. Występuje ok. 50 pogodnych dni, a pochmurnych – 120÷150. Natomiast dni mroźnych występuje ok. 30÷50, a dni z przymrozkami 100÷110. Pokrywa śnieżna zalega ok. 56-58 dni. Lato trwa 90÷100 dni, natomiast zima 80÷90 dni. Długość trwania okresu wegetacyjnego wynosi niespełna 220 dni. Rejon miasta zalicza się do regionów o najmniejszym w kraju opadzie atmosferycznym (poniżej 550 mm/rok). W rejonie Turku przeważają wiatry o prędkościach 0÷5 m/s, a wiejących z prędkością większą od 10 m/s notuje się ok. 0,6% w roku. Cisza stanowi 22% i występuje najczęściej w miesiącach: lipiec, sierpień, wrzesień i październik. Przeważają wiatry zachodnie, a najmniej jest wiatrów północnych.

Zgodnie z Polską Normą PN-EN 12831 teren Polski jest podzielony na pięć stref klimatycznych. Dla każdej z nich określono obliczeniową temperaturę powietrza na zewnątrz budynków, która jest równa także temperaturze obliczeniowej powierzchni gruntu. Wielkość ta jest wykorzystywana do obliczenia szczytowego zapotrzebowania mocy cieplnej ogrzewanego obiektu. Miasto Turek leży w II strefie klimatycznej, dla której temperatura obliczeniowa powietrza na zewnątrz budynku wynosi (-18)°C.

3.3 Uwarunkowania demograficzne i mieszkaniowe

Według danych Głównego Urzędu Statystycznego (Bank Danych Lokalnych) stan ludności w mieście Turku wynosi ok. 26,4 tys. osób, w tym kobiety stanowią prawie 53%. Gęstość zaludnienia na 1 km² w mieście wynosi ok. 1,6 tys. osób.

W tabeli poniżej przedstawiono dane dotyczące stanu ludności w Turku w latach 2017-2020 (stan na 31 grudnia).

Tabela 3-2. Stan ludności w Turku w latach 2017-2020

Wyszczególnienie \ Rok	2017	2018	2019	2020
Ludność ogółem	27 311	27 109	26 833	26 441
mężczyzn	12 856	12 766	12 641	12 438
kobiet	14 455	14 343	14 192	14 003
Przyrost naturalny	-1	-53	-87	-128
Gęstość zaludnienia [os/km ²]	1 689	1 676	1 659	1 635

Źródło: GUS, Bank Danych Lokalnych

Na obszarze Turku liczba ludności w latach 2017-2020 wykazuje tendencję malejącą. W analizowanym okresie liczba ludności zmniejszyła się o 870 osób (łącznie o ok. 3,2%), a średni roczny spadek wynosił ok. 1%.

Tabela 3-3. Struktura wiekowa mieszkańców

Grupa wieku	Stan ludności			
	2017	2018	2019	2020
przedprodukcyjna	4 417	4 412	4 371	4 279
produkcyjna	16 522	16 167	15 744	15 309
poprodukcyjna	6 372	6 530	6 718	6 853

Źródło: GUS, Bank Danych Lokalnych

Największy udział wg ekonomicznych grup wiekowych stanowiła w końcu 2020 r. ludność w wieku produkcyjnym – ok. 58%. Natomiast ludność w wieku przedprodukcyjnym stanowiła ok. 16% populacji miasta, a w poprodukcyjnym – ok. 26%. Zauważa się spadek udziału ludności wieku produkcyjnym przy prawie stałym udziale ludności w wieku przedprodukcyjnym.

W tabelach poniżej przedstawiono charakterystykę zasobów mieszkaniowych i budynków na terenie Turku w latach 2017-2020.

Tabela 3-4. Charakterystyka zasobów mieszkaniowych w Turku w latach 2017-2020

Wyszczególnienie \ Rok	2017	2018	2019	2020
Zasoby mieszkaniowe ogółem [liczba mieszkań]	10 342	10 354	10 358	b.d
Powierzchnia użytkowa mieszkań – ogółem [m ²]	657 367	659 448	659 955	b.d
Przeciętna powierzchnia użytkowa mieszkania [m ²]	63,6	63,7	63,7	b.d
Przeciętna pow. użytkowa mieszkania na 1 os. [m ² /os]	24,1	24,3	24,6	b.d

Źródło: GUS, Bank Danych Lokalnych

Z danych statystycznych zaprezentowanych w powyższej tabeli wynika, że liczba mieszkań w mieście nieznacznie wzrasta – ok. 5 mieszkań rocznie. Następuje ciągła poprawa warunków mieszkaniowych ludności, co wyrażają wskaźniki: przeciętna powierzchnia użytkowa mieszkania oraz przeciętna powierzchnia użytkowa mieszkania na 1 osobę.

Tabela 3-5. Charakterystyka nowej zabudowy w mieście

Wyszczególnienie	Rok	2017	2018	2019	2020
Budynki mieszkalne nowe oddane do użytkowania		6	12	4	9
Mieszkania nowe oddane do użytkowania, w tym:		17	12	4	9
jednorodzinne		5	12	4	9
Pow. użytkowa mieszkań oddanych do użytkowania [m ²], w tym:		1 446	2 081	507	1 220
jednorodzinne		656	2 081	507	1 220

Źródło: GUS, Bank Danych Lokalnych

W ostatnich latach rozwój budownictwa mieszkaniowego występuje głównie w zabudowie jednorodzinnej (ok. 8 mieszkań rocznie o powierzchni użytkowej ok. 150 m²). W analizowanym okresie oddano tylko 12 mieszkań przeznaczonych na sprzedaż bądź wynajem.

3.4 Sytuacja gospodarcza miasta

Według danych GUS w mieście Turku w roku 2020 działalność prowadziło ok. 2,9 tys. podmiotów gospodarczych wpisanych w rejestrze REGON, w tym ok. 2,7 tys. osób fizycznych prowadzących działalność gospodarczą. Sektor publiczny stanowił ok. 7,5%.

W poniższych tabelach przedstawiono liczbę jednostek gospodarczych zarejestrowanych na terenie miasta w latach 2017-2020 w podziale na rodzaj działalności oraz klasę wielkości.

Tabela 3-6. Podział podmiotów gospodarczych w Turku wg rodzajów działalności

Rodzaj działalności	2017	2018	2019	2020
ogółem	2 710	2 747	2 870	2 929
rolnictwo, leśnictwo, łowiectwo i rybactwo	25	27	28	28
przemysł i budownictwo	476	520	593	606
pozostała działalność	2 209	2 200	2 249	2 295

Źródło: GUS Bank Danych Lokalnych

Tabela 3-7. Podział podmiotów gospodarczych w Turku wg klas wielkości

Klasa wielkości	2017	2018	2019	2020
ogółem	2 710	2 747	2 870	2 929
0-9	2 560	2 608	2 733	2 791
10-49	118	111	109	110
50-249	25	22	22	22
250-999	5	5	5	5
1000 i więcej	2	1	1	1

Źródło: GUS Bank Danych Lokalnych

Liczba pozostających bez pracy na koniec 2020 r. wynosiła 584 osób (w tym 256 mężczyzn i 328 kobiet) – liczba osób bezrobotnych zwiększyła się względem 2017 r. o ok. 10%.

Turek jest stolicą powiatu tureckiego, pełniącym funkcję jego centrum społeczno-gospodarczego. Jest drugim co do wielkości ośrodkiem przemysłowym Konińskiego Zagłębia Węgla Brunatnego. Obecność bogatych złóż tego surowca umożliwiła budowę kopalni i elektrowni. W 2017 r. Elektrownia Adamów została wyłączona z ruchu, a zasoby węgla brunatnego są na wyczerpaniu (planowane zakończenie wydobywania – 2023 r.). Wobec zaistniałej sytuacji daje się zauważyć wzrost znaczenia zakładów przemysłu lekkiego: włókienniczego (Zakłady Przemysłu Jedwabniczego Miranda S.A, Big Star Limited, PPH Optim Sp. Jawna), drzewno-meblarskiego (Profim), spożywczego (Mleczarnia Turek Sp. z o.o.) czy branży transportowej.

W mieście znajduje się Turecka Strefa Inwestycyjna, którą włączono do Łódzkiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej.

3.5 Jednostki bilansowe

Dla prawidłowej i efektywnej oceny stanu zaopatrzenia Turku w nośniki energii oraz dla potrzeb planowania energetycznego, dokonano podziału miasta na energetyczne jednostki bilansowe. Podstawę przyjętego podziału stanowiło przede wszystkim założenie utrzymania podziału na jednostki dokonanego w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w mieście Turku” z 2002 r. i utrzymanego podczas kolejnych aktualizacji dokumentu.

Podział miasta na jednostki bilansowe przedstawiono na rysunku, a ich ogólną charakterystykę zawarto w poniższej tabeli.

Rysunek 3-2. Podział obszaru miasta na jednostki bilansowe

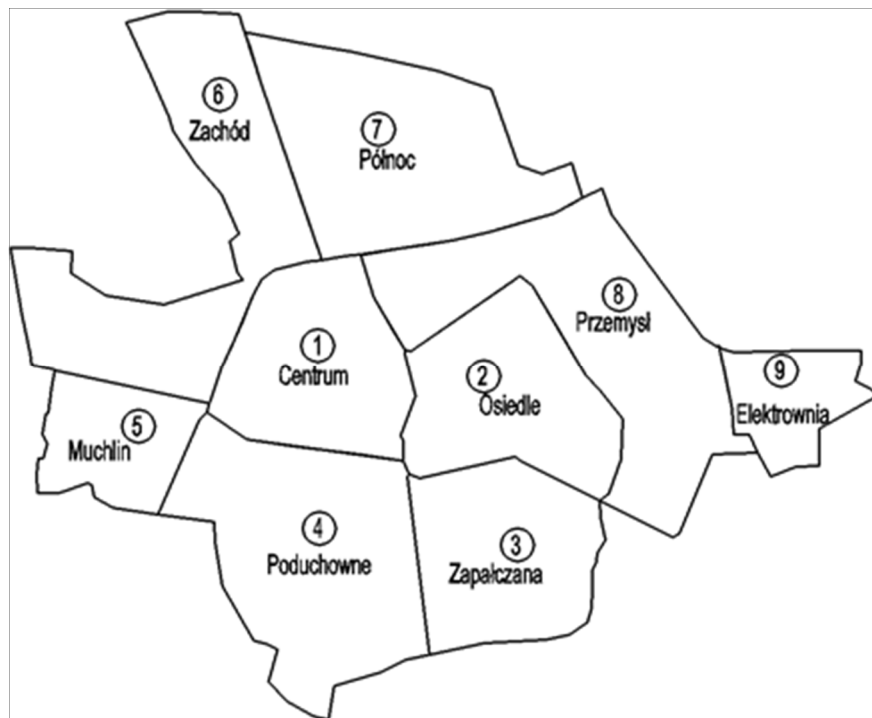


Tabela 3-8. Charakterystyka jednostek bilansowych

Jednostka bilans.		Rejony wchodzące w skład danej jednostki bilansowej	Powierzchnia jednostki
Nr	Nazwa		[ha]
1	Centrum	Centrum miasta, Os. Łąkowa, Os. Piłsudskiego, Os. Dobrskie	158,8
2	Osiedle	Os. Wyzwolenia, Os. Polna, Os. Górnicze, Os. P.O.W.	162,5
3	Zapalczana	Os. Zapalczana	157,1
4	Poduchowne	Os. Poduchowne	252,2
5	Muchlin	Os. Muchlin	86,9
6	Zachód	Os. Zdrojki Lewe	243,9
7	Północ	Zdrojki Prawe	232,8
8	Przemysł	Os. Miranda, ZPJ Miranda, PGKiM, Mleczarnia, Turecka Strefa Inwestycyjna.	256,2
9	Elektrownia	Elektrownia, Profirm	66,8
RAZEM			1 617,2

3.6 Utrudnienia terenowe w rozwoju systemów energetycznych

Utrudnienia w rozwoju systemów sieciowych można podzielić na 2 grupy:

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

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

Czynniki geograficzne dotyczą zarówno elementów pochodzenia naturalnego, jak i powstałych w wyniku działalności człowieka. Mają one charakter obszarowy lub liniowy. Do najważniejszych należą:

- akweny i ciekły wodne;
- obszary zagrożone zniszczeniami powodziowymi;
- obszary niestabilizowane geologicznie (np. tereny zagrożone działalnością górniczą, bagna, ruchy i osiadania gruntów itp.);
- trasy komunikacyjne (linie kolejowe, zwłaszcza wielotorowe i zelektryfikowane, główne trasy drogowe, lotniska);
- tereny o specyficznej rzeźbie terenu (głębokie wąwozy i jary lub odwrotnie: wały ziemne lub pasy wzniesień).

W przypadku istnienia tego rodzaju utrudnień należy dokonywać oceny opłacalności pokonania przeszkody względem jej obejścia. Zależy jest to również od rodzaju rozpatrywanego systemu sieciowego – najłatwiej i najtaniej przeszkody pokonują linie elektroenergetyczne, trudniej sieci gazowe, a najtrudniej sieci ciepłownicze.

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

- obszary przyrody chronionej: parki narodowe, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe, obszary NATURA 2000, pomniki przyrody, zabytkowe parki;
- kompleksy leśne;
- obszary urbanistyczne objęte ochroną konserwatorską oraz zabytki architektury;
- obszary objęte ochroną archeologiczną;
- cmentarze;
- tereny kultu religijnego;
- tereny zamknięte: wojskowe lub kolejowe.

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 termomodernizacyjnych obiektów. W każdym przypadku konieczne jest prowadzenie uzgodnień z konserwatorem zabytków.

Utrudnienia związane z elementami geograficznymi

Akweny i ciekły wodne

Miasto Turek leży w zlewni rzeki Warty. Obszar miasta odwadnia przepływający przez gminę wiejską Turek lewobrzeżny dopływ Warty – rzeka Kielbaska, która poza granicami miasta przyjmuje 2 ciekły zbierające wody z terenu Turku: Folusz i Zdrojkę (Kanał Obrzębiński).

Strumienie te, ze względu na wielkość, nie stanowią większego utrudnienia dla rozwoju systemów energetycznych miasta.

Obszary nieustabilizowane geologicznie

Na terenie miasta nie występują skutki oddziaływania podziemnej eksploatacji górniczej. Występujące złoża węgla brunatnego wydobywane są metodą odkrywkową poza terenem miasta. Jednak dla nowych inwestycji na obszarach niepewnych wskazane będzie wykonanie stosownych badań geologiczno-inżynierskich.

Globalnie w skali miasta struktura geologiczna nie stanowi utrudnienia dla rozwoju systemów energetycznych miasta.

Trasy komunikacyjne

Przez Turek przebiegają komunikacyjne szlaki samochodowe w postaci 2 dróg krajowych: droga nr 72 (Konin - Łódź - Rawa Mazowiecka, przebiegająca przez miasto ulicami: Konińską, Łąkową, Niepodległości, Uniejowską) i numer 83 (Turku do Sieradza – wzdłuż ul. Dobroskiej) oraz droga wojewódzka (nr 470 – z Kalisza do Koła, przebiegająca przez miasto ulicami: Obwodnica Północna i Kaliska). Miasto nie posiada obecnie połączenia kolejowego; również trasa kolejki wąskotorowej nie jest aktualnie wykorzystywana.

Sieć głównych szlaków komunikacyjnych nie powinna stanowić wielkiego utrudnienia w rozwoju systemów energetycznych.

Ukształtowanie (rzeźba) terenu

Powierzchnia okolic miasta jest urozmaicona, a jej deniwelacje dochodzą do 70 m – różnica wysokości pomiędzy dnem doliny Kielbaski w rejonie wsi Szadów Księży (ok. 103 m n.p.m.) a lokalną kulminacją wzgórz morenowych w północno-zachodniej części Turku (ponad 170 m n.p.m.).

Zachodnie i południowe obrzeża miasta Turku zajmuje wysoczyzna morenowa płaska lub falista, wyniesiona ok. 127÷154 m n.p.m. Środkową część obszaru miasta stanowią rozległe powierzchnie terasowe – wyższa, położona około 113÷120 m n.p.m. i środkowa, usytuowana na wysokości od 104 do 112 m n.p.m. Wschodnie obrzeża są terenami przekształconymi przez działalność człowieka – wyrobisko poeksploatacyjne węgla brunatnego oraz zwałowiska zewnętrznie kopalni i elektrowni oraz hałdy itp.

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

Utrudnienia związane z istnieniem obszarów podlegających ochronie

Obszary przyrody chronionej. Kompleksy leśne

W granicach administracyjnych Turku zlokalizowane są dwa pomniki przyrody utworzone rozporządzeniami Wojewody Konińskiego, tj.:

- gład narzutowy z granitu czerwonego przy ul. Gorzelnianej,
- lipa drobnolistna przy ul. Szkolnej 3.

Od północy i zachodu wzdłuż granicy miasta przebiega granica Złotogórskiego Obszaru Chronionego Krajobrazu utworzonego uchwałą władz wojewódzkich w Koninie w 1986 r.

Ogólna powierzchnia lasów i gruntów zadrzewionych i zakrzewionych na terenie Turku wynosi około 11 ha (0,7% całkowitej powierzchni miasta). Obszary leśne tworzą niewielkie, rozproszone enklawy.

Na terenie miasta nie zlokalizowano obszarów chronionych NATURA 2000.

Obiekty i obszary powyższe, zlokalizowane najczęściej poza terenem zabudowy, nie powinny stanowić większej bariery w rozwoju systemów energetycznych miasta. Również zlokalizowane na terenie miasta chronione pomniki przyrody nie powinny stanowić utrudnienia przy planowaniu infrastruktury technicznej na jego obszarze.

Obszary objęte ochroną konserwatorską i archeologiczną

Na obszarze Turku znajduje się szereg obiektów dziedzictwa kulturowego, wpisanych do wojewódzkiego rejestru zabytków, tj. m.in.: układ urbanistyczny miasta, zespół dworsko-pałacowy, dwa kościoły, cmentarze, ciągi domów tkaczy, ratusz. Istnieją także stanowiska archeologiczne.

Obszary i obiekty objęte ścisłą ochroną konserwatorską lokalnie mogą stanowić ograniczenie rozwoju systemów energetycznych (przy planowaniu infrastruktury technicznej należy pamiętać o ich ominięciu), jak również mogą powodować ograniczenie działań termomodernizacyjnych związanych z poprawą termoizolacji ścian.

Tereny zamknięte

Decyzją Ministra Infrastruktury tereny, na których usytuowane są linie kolejowe uznaje się za tereny zamknięte, zastrzeżone ze względu na obronność i bezpieczeństwo państwa.

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

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.

4. System zaopatrzenia w ciepło

4.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw

W Turku potrzeby cieplne ogółem pokrywane są ze źródła zasilającego miejski system ciepłowniczy (m.s.c.), źródła zasilającego lokalny (osiedlowy) system ciepłowniczy, źródeł przemysłowych oraz kotłowni lokalnych i źródeł indywidualnych opalanych gazem ziemnym, olejem opałowym, paliwami stałymi lub wykorzystujących inne nośniki energii.

Dla systemu zdalaczynnej dostawy ciepła na obszarze miasta podstawowym źródłem ciepła do końca 2017 r. była Elektrownia „Adamów”, która decyzją władz ZE PAK S.A. została z dniem 1 stycznia 2018 r. wygaszona.

W perspektywie braku źródła ciepła dla m.s.c., z odpowiednim wyprzedzeniem, Miasto Turek otworzyło unijny przetarg na wybór nowego dostawcy ciepła, w którym firma GETEC złożyła najbardziej atrakcyjną ofertę. W wyniku powyższego pomiędzy PGKiM Sp. z o.o. i GETEC Polska Sp. z o.o. została podpisana 30-letnia umowa na dostawę ciepła. GETEC zakupiła działkę i z własnych środków wybudowała ciepłownię, zaprojektowaną na potrzeby Miasta Turek, biorąc na siebie wszelkie obciążenia inwestycyjne.

Przedsiębiorstwa energetyczne biorące obecnie udział w procesie zaopatrzenia terenu miasta w energię cieplną scharakteryzowano poniżej.

Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.

Siedziba PGKiM Sp. z o.o. zlokalizowana jest w Turku przy ul. Polnej 4 – we wschodniej części miasta.

PGKiM jest przedsiębiorstwem, skupiającym w jednej strukturze całość usług komunalnych.

W 1991 r. firma przejęła Zakład Energetyki Ciepłej, będący wcześniej częścią składową przedsiębiorstwa „Energogaz” w Koninie oraz Zakład Wodociągów i Kanalizacji funkcjonujący do tego czasu w ramach Wojewódzkiego PWiK w Koninie. Z początkiem 1999 r. przedsiębiorstwo państwowe PGKiM przekształcone zostało w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością, której właścicielem posiadającym 100% udziałów jest Gmina Miejska Turek. Przedsiębiorstwo działa w 4 wyodrębnionych organizacyjnie wydziałach:

- Wydział Zarządzania Nieruchomościami i Zieleniakiem,
- Wydział Wodociągów i Kanalizacji,
- Wydział Transportu i Oczyszczania Miasta,
- Wydział Energetyki Ciepłej.

Wydział Energetyki Ciepłej (WEC) prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu ciepłem sieciami ciepłowniczymi stanowiącymi jego własność. Zajmuje się również eksploatacją sieci, instalacji i urządzeń ciepłowniczych, budową nowych przyłączy cieplnych oraz planowaniem budowy nowych sieci, instalacji i urządzeń ciepłowniczych.

WEC PGKiM jest głównym dostawcą energii cieplnej na terenie miasta. Dostarcza do odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta ciepło i ciepłą wodę użytkową wytworzone:

- w źródle należącym do GETEC Polska Sp. z o.o. siecią ciepłowniczą nr 1,
- we własnym lokalnym źródle siecią ciepłowniczą nr 2.

PGKiM posiada koncesje na:

- przesyłanie i dystrybucję ciepła – zgodnie z koncesją nr PCC/531/1282/U/2/98/PK (decyzja Prezesa URE z dnia 30 października 1998 r. z późn. zm.),
- obrót ciepłem – zgodnie z koncesją nr OCC/70/260/U/1/98/MJ (decyzja Prezesa URE z dnia 9 października 1998 r. z późn. zm.).

Data ważności wymienionych koncesji to 31 grudnia 2025 r.

GETEC Polska Sp. z o.o.

Siedziba GETEC Polska Sp. z o.o. zlokalizowana jest w Turku przy ul. Jedwabniczej 4/36 – we wschodniej części miasta.

GETEC Polska Sp. z o.o. jest częścią niemieckiej firmy G+E GETEC Holding GmbH. Posiada ponad 20-letnie doświadczenie w projektowaniu, budowie oraz eksploatacji ciepłowni.

Spółka wybudowała w Turku instalację, na którą składają się: budynek ciepłowni z trzema kotłami, dwa silosy na paliwo i jeden silos na popiół, filtry i komin oraz przyłączenie do sieci miejskiej.

Podmiot posiada koncesję na wytwarzanie ciepła nr WCC/2832/28414/W/OPO/2018/ASz1 (decyzja Prezesa URE z dnia 5.01.2018 r.), ważną do dnia 31 grudnia 2030 r.

MS Energy Sp. z o.o.

Siedziba MS Energy Sp. z o.o. zlokalizowana jest w Ostrowie Wielkopolskim przy ul. Staroprzygodzkiej 117.

Spółka zaopatruje w ciepło w postaci pary (po wygaszeniu Elektrowni Adamów) przedsiębiorstwo Miranda Sp. z o.o. z własnego źródła zlokalizowanego przy ul. Jedwabniczej 1 w Turku.

4.2 Źródła ciepła na obszarze miasta

4.2.1 Systemowe źródło ciepła

Głównym źródłem zasilającym system ciepłowniczy miasta jest **ciepłownia firmy GETEC Polska sp. z o.o.**

Źródło należące do firmy GETEC Polska Sp. z o.o. zlokalizowane jest w Turku przy ul. Korytkowskiej 14 – we wschodniej części miasta. Zostało uruchomione w dniu 31 grudnia 2017 r. i podłączone do m.s.c. w dniu 1 stycznia 2018 r. – po wygaszeniu Elektrowni Adamów.

Łączna moc zainstalowana ciepłowni wynosi 37,80 MW. Wytwarzane ciepło pochodzi ze spalania pyłu węgla brunatnego i gazu ziemnego w dwóch kotłach wodnych o zainstalowanej mocy cieplnej 12,50 MW każdy oraz ze spalania gazu ziemnego w jednym kotle wodnym o zainstalowanej mocy cieplnej 12,80 MW.

Instalacja pracuje pod roboczym ciśnieniem 6 bar i wytwarza gorącą wodę o temperaturze do 160°C. Parametry wody sieciowej w sezonie grzewczym wynoszą 130°C na zasilaniu i 70°C na powrocie.

Źródło pracuje na potrzeby c.o. i c.w.u.

Roczne zużycie pyłu węgla brunatnego szacuje się na ok. 41 000 Mg, a gazu ziemnego na ok. 1 mln m³ (wg danych z sierpnia 2018 r.).

Moc zamówiona w źródle przez dystrybutora ciepła (PGKiM) w 2020 r. wynosiła ok. 33,8 MW. Roczna produkcja ciepła oszacowana została na ok. 1 140 GJ. Plany właściciela źródła odnośnie mocy zamówionej zależne są od dystrybutora ciepła – Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Turku.

Źródło GETEC jest wyposażone w system oczyszczania spalin składający się z układu odsiarczania spalin z kotłów na pył węgla brunatnego z wykorzystaniem sorbentu na bazie wapna oraz instalacji odpylania z filtrem tkaninowym o skuteczności odpylania minimum 94%. Osiągane wartości emisji spalin znajdują się, wg opinii właściciela, znacząco poniżej obowiązujących norm.

Źródło posiada Pozwolenie na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza wydane przez Starostę Tureckiego o znaku OŚ.6224.9.2017 z dnia 21 lutego 2018 r., ważne do dnia 20.02.2028 r.

4.2.2 Lokalny system ciepłowniczy

Źródłem zasilającym lokalny (osiedlowy) system ciepłowniczy jest **kotłownia przy ul. Górniczej** stanowiąca własność PGKiM Sp. z o.o. dostarczająca ciepło do 6 oddalonych od centrum miasta bloków mieszkalnych.

Kotłownia przy ul. Górniczej w Turku została uruchomiona w 2018 r. (na skutek zamknięcia Elektrowni Adamów) w celu zaspokojenia potrzeb ciepłych mieszkańców 6 budynków wielorodzinnych zlokalizowanych na osiedlu Górniczym.

Łączna moc zainstalowana w kotłowni wynosi 0,45 MW. Kocioł opalany jest pelletem, którego roczne zużycie wynosi ok. 185 Mg. Sprawność kotła wynosi 87%, a jego stan ocenia jako bardzo dobry.

Nośnikiem ciepła w sieci ciepłowniczej zasilanej z kotłowni lokalnej jest woda o maksymalnej temperaturze 90°C w rurociągu zasilającym i 70 °C w rurociągu powrotnym.

Źródło pracuje na potrzeby c.o. i c.w.u.

Moc zamówiona w 2020 r. wynosiła ok. 0,29 MW, natomiast roczna produkcja ciepła ok. 2 232 GJ.

W tabeli poniżej przedstawiono wielkość produkcji i sprzedaży ciepła oraz udział strat na przesyle w latach 2018-2020 z kotłowni przy ul. Górniczej.

Tabela 4-1. Produkcja i sprzedaż ciepła oraz straty na przesyle w kotłowni przy ul. Górniczej

Wyszczególnienie	Jedn.	2018 *	2019	2020
Produkcja	GJ/rok	708	2 501	2 232
Sprzedaż	GJ/rok	599	2 212	1 868
Straty przesyłu	%	b.d	11,5	16,3

* kotłownia została uruchomiona w listopadzie 2018 r.

Źródło: PGKiM Sp. z o.o.

4.2.3 Źródło MS Energy Sp. z o.o.

Źródło należące do firmy MS Energy Sp. z o.o. wytwarza ciepło w postaci pary wodnej na potrzeby przedsiębiorstwa Miranda Sp. z o.o., po planowym wygaszeniu z końcem 2017 r. Elektrowni Adamów (ZE PAK S.A.) – dotychczasowego producenta pary na potrzeby tego zakładu. Kotłownię uruchomiono w dniu 1 stycznia 2018 r.

Łączna moc zainstalowana i osiągalna źródła wynosi 8 MW (2 kotły parowe PWC6200 firmy Fako o mocy 4 MW każdy). Całkowita nominalna moc instalacji dostarczana w paliwie wynosi ok. 9,7 MW.

Kotłownia wytwarza parę o ciśnieniu maksymalnym 10 bar i temperaturze 184°C.

Kotły opalane są węglem kamiennym. Roczne zużycie węgla szacuje się na ok. 5 230 Mg.

W tabeli poniżej przedstawiono wielkość produkcji ciepła w latach 2017-2020.

Tabela 4-2. Produkcja ciepła w źródle firmy MS Energy Sp. z o.o.

Wyszczególnienie	Jedn.	2017	2018	2019	2020
Produkcja	GJ/rok	121 000	138 000	144 000	128 000

Źródło: Miranda Sp. z o.o.

Każdy z kotłów zainstalowanych w źródle wyposażony jest w system oczyszczania spalin składający się z odpylacza przelotowego typu ZM-6x400, odpylacza cyklonowego typu CE-4x800 oraz filtra pulsacyjnego typu ZPM-240.

Źródło posiada Pozwolenie na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza wydane przez Starostę Tureckiego o znaku OŚ.6224.5.2017 z dnia 3 sierpnia 2017 r., ważne do dnia 02.08.2027 r.

4.2.4 Kotłownie lokalne

W skład źródeł lokalnych wliczane są kotłownie wytwarzające ciepło m.in. dla potrzeb własnych obiektów przemysłowych i obiektów użyteczności publicznej oraz budynków mieszkalnych wielorodzinnych.

Wykorzystując pozyskane w trakcie opracowywania niniejszej aktualizacji „Założeń...” informacje o istniejących kotłowniach lokalnych i innych źródłach ciepła eksploatowanych na terenie miasta, wyszczególniono 72 podmioty posiadające źródła ciepła (nie uwzględniając źródła systemowego), z czego niektóre eksploatują kotły na różnego rodzaju paliwo:

- w 25 źródłach ciepła eksploatuje się kotły na olej opałowy;
- w 21 źródłach ciepła eksploatuje się kotły na gaz ziemny (w tym 2 kotły gazowo-olejowe);
- w 17 źródłach ciepła eksploatuje się kotły na węgiel (w tym 1 na koks),
- w 7 źródłach ciepła eksploatuje się kotły na biomasę - drewno (w tym 1 na pellet),
- w 6 źródłach ciepła eksploatuje się kotły na gaz płynny (LPG),
- w 1 źródle ciepła eksploatuje się pompę ciepła.

Jak widać powyżej, paliwem wykorzystywanym w zinventaryzowanych kotłowniach lokalnych jest głównie olej opałowy i gaz ziemny.

Zestawienie zidentyfikowanych lokalnych źródeł ciepła (z pominięciem źródła systemowego) przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 4-3. Zidentyfikowane lokalne źródła ciepła na terenie miasta

Lp.	Nazwa	Adres		Moc całkowita kotłowni	Typ kotła	Liczba szt.	Rok zabudowy	Paliwo		
				MW				rodzaj	roczne zużycie	jedn.
1	Mleczarnia "Turek"	ul. Milewskiego	11	7,814	parowy THS 60/14	2	2005	gaz	1 330 048	m ³
2	MS Energy	ul. Jedwabnicza	1	8,000	parowy PWC6200	2	2017	węgiel	5 230	Mg
3	ZOZ – Szpital	ul. Poduchowne	1	4,800	gazowo-olejowy	2+2	1998	gaz	557 167*	m ³
4	STOLTUR Sp.J.	al. Jana Pawła II	6	1,680	biomasowy	2	2003; 2010	drewno	474	Mg
5	UNION KNOPF POLSKA sp. z o.o.	ul. Kączkowskiego	8	1,665	Viessmann	1+1+2	2014; 1997	gaz	123 967	m ³
6	SP nr 1	ul. Parkowa	3	0,920	Viessmann Vito-plex 100	2	2005	gaz	96 000	m ³
7	Turecki Inkubator Przedsiębiorczości – biura + hala produkcyjno-magazynowa	ul. Jedwabnicza	4	0,620	Buderus GE315	3	2012	olej	10 000	litr
8	PGKiM – Kotł. biomasa na os. Górnicy	os. Górnicy		0,450	MAXPell Green-Line 450	1	2018	pellet	185	Mg
	PGKiM – budynki mieszkalne			1,15	węglowe	47	b.d.	węgiel	b.d.	b.d.
				b.d.	gazowe	7	b.d.	gaz	b.d.	b.d.
	PGKiM - Budynek administracyjno-socjalny	ul. Polna	4	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	33 717	m ³
	PGKiM - Budynek administracyjno-magazynowy	ul. Polna	4	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	13,16	Mg
PGKiM - Oczyszczalnia ścieków*	ul. Graniczna	8	0,130	olejowy	1	2001	olej	17 300	litr	
9	Urząd Miejski w Turku	ul. Kaliska	59	0,405	gazowy	1	1999	gaz	42 999	m ³

Lp.	Nazwa	Adres		Moc całkowita kotłowni	Typ kotła	Liczba szt.	Rok zabudowy	Paliwo		
				MW				rodzaj	roczne zużycie	jedn.
10	Urząd Miejski w Turku - USC	ul. Szkolna	4	0,080	gazowy	1	2000	gaz	10 911	m ³
11	PKO BP*	ul. Żeromskiego	6	0,320	gazowo-olejowy	b.d.	b.d.	gaz	b.d.	m ³
12	SINTUR sp. z o.o.	ul. Kolska	19	0,200	węglowy		2005	węgiel	47,5	Mg
13	Or-Dom sp.j.*	ul. Kaliska	96	0,200	biomasowy		b.d.	drewno	b.d.	b.d.
14	Urząd Skarbowy	ul. Konińska	1	0,142	Viessmann VI-TOCROSSAL 200	1	2012	gaz	10 027	m ³
15	MDK - Kino "Tur"	ul. Żeromskiego	1	0,130	olejowy	1	2000	olej	13 000	litr
16	Urząd Gminy Turek	ul. Ogrodowa	4	0,105	Paromat-TRIPLEX-1	1	1998	olej	6 500*	litr
17	NETTO sp. z o.o.	ul. Uniejowska	28	0,082	gazowy		2006	gaz	6 250	m ³
18	Powiatowy Urząd Pracy*	ul. Komunalna	6	0,080	olejowy	1	2009	olej	9 950	m ³
19	Zespół Szkół Technicznych - Bud. D	ul. Milewskiego	3b	0,076	pompy ciepła	2	2015	-	b.d.	b.d.
20	Zarząd Dróg Powiatowych*	ul. Kolska Szosa	64	0,075	zgazowujący drewno	1	2012	drewno	33	m ³
21	RODAMED Sp. z o.o. – Poradnia*	ul. Kolska Szosa	28	0,035	olejowy	1	2017	olej	6	m ³
22	Miejski Ośrodek Pomocy Społecznej	ul. Konińska	4	0,031	Reflex S 200	1	2000	gaz	6 704	m ³
23	Flokk sp. z o.o.	ul. Górnicza	8	2,500	Bosch UMT-10	2	2018	gaz	b.d.	b.d.
24	Urząd Pocztowy Nr 1	ul. Kaliska	32	0,030	olejowy	b.d.	b.d.	olej	b.d.	b.d.
25	PP-H-U J. i D. Bednarek sp.j.*	ul. Komunalna	25	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	26 330	m ³
26	Kom. Powiatowa Państwowej Straży Pożarnej	ul. św. Floriana	2	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	18 734	m ³
27	EK Elektrokabel FABRYKA KABLI Sp.J.	ul. Chopina	15	do 5	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	165 608	m ³
			1	do 5	gazowy	b.d.	b.d.	LPG	4,6	Mg
28	Smak Piotr Elpiox	ul. Chopina	94	do 5	olejowy	b.d.	b.d.	olej	0,734	Mg
				do 5	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	12,465	Mg
29	J. Martins Polska S.A.	ul. Kaliska	63A	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	8 461	m ³
			22	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	2 544	m ³
			5	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	2,15	Mg
30	Zakład Wylęgu Drobiu*	ul. Folwarczna	14	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	7 000	m ³
31	"Lepus 2" Marian Zajac*	ul. Kaliska	65	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	6 600	m ³
32	Schade Stal Polska sp. z o.o.	ul. Kolska Szosa	60	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	LPG	31,6	Mg
				b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	2,1	Mg
33	P.P.H.U. "El-Metex-2"	ul. Komunalna	6a	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	LPG	3,38	Mg
				b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	7,4	Mg
34	OBA-TRANS Sp. z o.o.*	ul. Komunalna	1C	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	LPG	11,0	Mg
35	P.P.H. „Optim” Sp.j.	ul. Kaliska	90	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	10 982	m ³
36	Deveris Sp. z o.o.	ul. Inwestycyjna	2	b.d.	gazowy			gaz	1 100	m ³
37	CUKIERNICTWO Zdzisław Jesiotowski*	ul. Kaliska	65	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	LPG	1,8	Mg
			a	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	koks	2,0	Mg
38	Lasy Państwowe Nadleśnictwo Turek*	ul. Chopina	70	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	21,0	Mg
				b.d.	biomasowy	b.d.	b.d.	drewno	24,0	Mg
39	PPHU „Artex-t” Tadeusz Choręziak*	ul. Uniejowska	8	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	12,5	Mg
40	Polbau GmbH Sp z o.o.*	pl. Sienkiewiczza	25	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	10,5	Mg
				b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	10,5	Mg
41	Zakład Mięśny „MAS-POL”**	ul. Kolska Szosa	66	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	8,0	Mg
42	ZESIUK Zakład Produkcji i Handlu	ul. Tuwima	9	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	4,41	Mg
43	TEST-OIL S.C.*	ul. Kolska Szosa	7A	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	5,0	Mg
44	„Mardo” Strasz Marcin Norbert*	ul. Kolska	12	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	2,5	Mg
45	J.Z. Dystrybucja Produktów Naftowych „EKO-JAZ”	ul. Kolska Szosa	62	do 5.	Olejowy	b.d.	b.d.	olej	4	Mg
46	Hydroskład Grupa SBS	ul. Wyszyńskie-	2A	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	1,15	Mg

Aktualizacja Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2021)

Lp.	Nazwa	Adres		Moc całkowita kotłowni	Typ kotła	Liczba szt.	Rok zabudowy	Paliwo		
				MW				rodzaj	roczne zużycie	jedn.
	Czesław Wójcicki	go.								
47	PH-U „PINUS”	ul. Milewskiego	10 A	b.d.	biomasowy	b.d.	b.d.	drewno	291,5	Mg
				b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	4,9*	Mg
48	PU-P SOD sp.j.	ul. Komunalna	1A	do 5	biomasowy	b.d.	b.d.	drewno	9,5	Mg
49	Przedsiębiorstwo Inżynierskich Sp. z o.o.	ul. Komunalna	8	b.d.	biomasowy	b.d.	b.d.	drewno	13,38	Mg
				b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	8,5	Mg
50	Instalatorstwo Gazowe „AUTO-GAZ” Sakwa	ul. Kolska Szosa	17	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	85,44	Mg
				b.d.	biomasowy	b.d.	b.d.	drewno	25,0	Mg
				b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	1,18	Mg
51	Gminna Spółdz. „Samopomoc Chłopska”	ul. Milewskiego	10	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	29,62	Mg
52	Agrohurt Sp. j.	ul. Folwarcza	1	Do 5	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	12	Mg
54	Zakład Mięśny St. Paszak*	ul. Korytkowska	5b	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	111,5	Mg
				b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	7,5	Mg
54	Piekarnia Muchlin Kozłowski S.C.	ul. Kaliska	91	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	70,0	Mg
				b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	21,5	Mg
55	Cech Rzemiosł Różnych	ul. Kaliska	47	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	20,0	Mg
56	P.P.H.U. „Zielonym do góry”	ul. Krótka	4	do 5	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	4,4	Mg
57	Autoczęści, Rajchert Paweł*	al. Jana Pawła II	19	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	10,0	Mg
58	Mechanika Pojazdowa H.M., D.Ż. Spółka Cywilna	ul. Kolska Szosa	34	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	4	Mg
59	Mechnika Pojazdowa T.T	ul. Kaliska	76	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	4	Mg
60	Restauracja „Eden”	ul. Kaliska	90	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	20	Mg
61	PHU „WULIS” K. L.	ul. Andersa	13	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	7,5	Mg
					gazowy	b.d.	b.d.	LPG	0,187	Mg
62	SPOŁEM Powszechna Spółdzielnia Spożyców	Plac Wojska Polskiego	17	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	0,087	Mg
63	Turris Sp. z o.o.	ul. Kolska Szosa	3	b.d.	gazowy	b.d.	b.d.	gaz	32 167	Mg
64	Papirus Spółka Cywilna	ul. Górnicza	1	b.d.	biomasowy	b.d.	b.d.	drewno	24	Mg
					węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	10	Mg
65	PPKS w Turku S.A.	ul. Milewskiego	9	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	b.d.	b.d.
66	Restauracja „Sorrento”	ul. Łąkowa	20	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	b.d.	b.d.
67	P.P.H.U. „MARCO”	ul. Kolska Szosa	58	b.d.	węglowy	b.d.	b.d.	węgiel	b.d.	b.d.
68	Punkt Obsługi Klienta PZU S.A.	ul. Chopina	3	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	b.d.	b.d.
59	AWAS-SERWIS Sp. z o.o.	ul. Jedwabnicza	2a	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	b.d.	b.d.
70	Stacja paliw nr 327 ORLEN S.A.	ul. Łąkowa	2	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	b.d.	b.d.
71	Piekarnia W.L.	ul. Uniejowska	33A	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	b.d.	b.d.
72	P.P.H.U. „Unicorn” T&T	ul. Browarna	7	b.d.	olejowy	b.d.	b.d.	olej	b.d.	b.d.
	OSiR - Kryta Pływalnia	ul. Sportowa	9A	b.d.	pompa ciepła (powietrze) + s.ciepłow.	b.d.	b.d.	-	b.d.	b.d.
	SM Tęcza - nieczynna kotł. PGKiM	ul. Spółdzielców	2a	5,250	olejowo-gazowe	3	1999	Nieczynna od 2011 r.		

*dane za rok 2018

4.2.5 Źródła indywidualne – niska emisja

Źródła tzw. „niskiej emisji” dotyczą:

- ogrzewania budynków mieszkalnych i publicznych,
- dostawy c.w.u. do budynków mieszkalnych i publicznych,
- wytwarzania ciepła grzewczego i technologicznego niewielkich podmiotów działających w sferze usług i wytwórczości.

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

Podstawowym nośnikiem energii pierwotnej źródeł indywidualnych do ogrzewania budynków i obiektów zlokalizowanych w Turku, nie podłączonych do systemu ciepłowniczego, jest ciągle jeszcze paliwo stałe (głównie węgiel kamienny). Mniejszą grupę stanowią mieszkańcy zużywający jako paliwo na potrzeby grzewcze gaz ziemny sieciowy, olej opałowy, gaz płynny (LPG) lub energię elektryczną. Są to „paliwa” droższe od węgla i drewna – o ich wykorzystaniu decyduje świadomość ekologiczna, a w szczególności zamożność. Częstą praktyką jest obecnie wykorzystywanie w węglowych ogrzewaniach budynków jednorodzinnych drewna lub jego odpadów jako dodatkowego, a jednocześnie tańszego paliwa, jak również coraz częściej, spalanie drewna w kominkach z instalacją rozprowadzającą ogrzane powietrze. Procesy spalania paliw węglowych w urządzeniach małej mocy, o niskiej sprawności średniorocznej, bez systemów oczyszczania spalin (piece ceramiczne, kotły i inne), są źródłem emisji substancji szkodliwych dla środowiska i człowieka, tj.: CO, SO₂, NO_x, pyły, zanieczyszczenia organiczne, w tym kancerogenne wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WWA), włącznie z benzo(α)pirenem oraz węglowodory alifatyczne i metale ciężkie.

Ocena skali (inwentaryzacja) obiektów „niskiej emisji” sprowadza się do oszacowania ilości mieszkań i ich powierzchni ogrzewalnych. Będą to wielkości związane szczególnie z budownictwem jednorodzinym ogrzewanym indywidualnie, jak również wielorodzinnym, ale wybudowanym na terenach miasta, gdzie nie istniał system ciepłowniczy i budynkami powstałymi wcześniej (przedwojennymi), a dotychczas nie modernizowanymi.

Problem ograniczenia niskiej emisji podejmuje przyjęty Uchwałą nr XXI/391/20 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 13 lipca 2020 r. „Program ochrony powietrza dla strefy wielkopolskiej (w zakresie pyłu PM₁₀, PM_{2,5} oraz B(a)P)” będący aktualizacją Programu przyjętego przez Sejmik Województwa uchwałą nr XXXIII/853/17 z dnia 24 lipca 2017 r. opisany w rozdziale 2.1.4. Przedmiotowy POP podaje wymagane działania systemowe realizowane przez właściwe organy gminy, powiatu i wyznacza dla poszczególnych gmin wymagane efekty redukcji w wyniku podanych działań.

Rada Miejska Turku uchwałą nr XIX/141/20 z dnia 20 lutego 2020 r. przyjęła regulamin udzielania dotacji celowej na dofinansowanie wymiany niskosprawnych kotłów i pieców na niskoemisyjne źródła ciepła (Dz. U. 2020, poz. 1908). Celem uchwały jest określenie zasad udzielania, z budżetu Gminy Miejskiej Turek, dotacji celowej na dofinansowanie kosztów inwestycji, polegającej na wymianie niskosprawnych kotłów i pieców na niskoemisyjne źródła ciepła, obejmujący kryteria wyboru inwestycji do dofinansowania, tryb postępowania w sprawie udzielenia dotacji oraz sposób jej wykorzystania i rozliczania.

W ramach dofinansowania mieszkańcy mogą pozyskać dofinansowanie inwestycji polegających na podłączeniu do miejskiej sieci ciepłowniczej lub gazowej, instalacji ogrzewania gazowego, pompy ciepła, ogrzewania olejowego, ogrzewania elektrycznego lub zakupie wysokosprawnych kotłów na paliwa stałe, spełniających wymogi rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. Wysokość dofinansowania wynosi: 4.000 zł w przypadku przyłączenia domu do miejskiej sieci ciepłowniczej lub gazowej, bądź 3.000 zł dla pozostałych przedsięwzięć.

Na realizację programu przeznaczono 130.000 zł w roku 2020, pochodzących w całości ze środków budżetu Gminy Miejskiej Turek. Wnioski o przedmiotowe dofinansowanie mieszkańcy składać mogli w terminie od 15 czerwca 2020 r. do 3 lipca 2020 r. Do Urzędu Miejskiego w Turku w ww. terminie wpłynęły 73 wnioski o udzielenie dotacji celowej na wymianę źródeł ciepła (dodatkowo złożono 3 wnioski poza terminem naboru). W roku 2020 w ramach przedmiotowego programu zawarto 31 umów o dofinansowanie na łączną kwotę 114.000,00 zł.

W roku 2021 nabór powyższych wniosków zrealizowano w terminie od 22 marca 2021 r. do 26 marca 2021 r. Do Urzędu Miejskiego wpłynęło łącznie 67 wniosków.

4.3 System dystrybucji ciepła na terenie miasta

Właścicielem i eksploatatorem sieci miejskiego systemu ciepłowniczego jest Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. (PGKiM) z siedzibą w Turku.

Do 31 grudnia 2017 r. ciepło na potrzeby m.s.c. Turku wytwarzane było w Elektrowni Adamów, która decyzją ZE PAK S.A. została wygaszona w dniu 1 stycznia 2018 r.

Od 2018 r. źródłem zasilającym m.s.c. jest ciepłownia GETEC Polska Sp. z o.o. zlokalizowana na zachód od elektrowni, w sąsiedztwie magistrali 2xDn400 przy ul. Korytkowskiej 14. Ciepło przesyłane jest do odbiorców końcowych siecią ciepłowniczą nr 1 transportującą nośnik w postaci wody gorącej o zmiennej temperaturze, wynoszącej znamionowo 130°C w rurociągu zasilającym i 70°C w rurociągu powrotnym w warunkach obliczeniowych, tj. przy temperaturze zewnętrznej równej -18°C.

Obiekty na os. Górniczym obecnie ogrzewane są dzięki wybudowanej przez PGKiM Sp. z o.o. w 2018 r. kotłowni osiedlowej opalanej pelletem. Ciepło przesyłane jest do odbiorców końcowych siecią ciepłowniczą nr 2 transportującą nośnik w postaci wody gorącej o temperaturze 90°C w rurociągu zasilającym i 70°C w rurociągu powrotnym.

Natomiast firma Miranda Sp. z o.o., po wygaszeniu Elektrowni Adamów, zaopatrywana jest w ciepło przez firmę MS Energy Sp. z o.o.

Przebieg sieci ciepłowniczych na obszarze miasta został przedstawiony na załączonym do opracowania planie systemu ciepłowniczego.

Zmiany wielkości mocy zamówionej i sprzedaży ciepła przez PGKiM oraz wielkości zakupu ciepła przez Elektrownię Adamów (w 2017 r.) i w ciepłowni GETEC Polska Sp. z o.o. (w latach 2018-2020) zestawiono w poniższych tabelach.

Tabela 4-4. Moc zamówiona w latach 2017-2020 - PGKiM Sp. z o.o. w Turku

Wyszczególnienie	Jedn.	2017	2018	2019	2020
Moc zamówiona		37,40	37,18	34,78	34,10
<i>w tym przez odbiorców:</i>					
<i>z Kotłowni przy ul. Górniczej</i>	MW	0,38	0,35	0,32	0,29
<i>z węzłami należącymi do PGKiM</i>		19,22	18,52	18,44	18,10
<i>z węzłami własnymi</i>		13,80	14,87	13,36	13,18
<i>z węzłami grupowymi</i>		4,00	3,44	2,66	2,53

Źródło: PGKiM Sp. z o.o.

Tabela 4-5. Sprzedaż i zakup ciepła w latach 2017-2020

Wyszczególnienie	Jedn.	2017	2018	2019	2020
Zakup ciepła z Elektrowni Adamów	TJ	337,04	0,00	0,00	0,00
Zakup ciepła z GETEC Polska	TJ	0,00	324,88	291,30	280,56
Sprzedaż ciepła z PGKiM		299,97 *	280,12	250,39	239,13
<i>w tym:</i>					
<i>z Kotłowni przy ul. Górniczej</i>	TJ	0,00	0,60 **	2,21	1,87
<i>ze źródła GETEC Polska</i>		0,00	279,52	248,18	237,26
<i>z Elektrowni Adamów</i>		296,12	0,00	0,00	0,00

* uwzględniając sprzedaż z osiedla Górniczego – 3,85 TJ

** sprzedaż od uruchomienia kotłowni - listopad 2018 r.

Źródło: PGKiM Sp. z o.o.

Sumaryczna moc zamówiona w PGKiM Sp. z o.o. oraz ilość sprzedanego ciepła w ostatnich latach stale maleje. Spada również ilość zakupionego ciepła w GETEC Polska Sp. z o.o. Największą ilość mocy cieplnej zamawia grupa odbiorców posiadająca węzły cieplne należące do przedsiębiorstwa (18±19 MW rocznie).

W 2020 r. długość wszystkich sieci ciepłowniczych zasilających odbiorców na obszarze miasta wynosiła 41,4 km, w tym 12,1 km przyłączy. Łączna długość preizolowanych ciepłociągów na koniec 2020 r. wynosiła 15,4 km (ok. 37% łącznej długości sieci ciepłowniczych w mieście), a sieci napowietrznych – 3,25 km (ok. 8%). Reszta sieci systemu wykonana jest w tradycyjnej technologii kanałowej. Notuje się sukcesywny wzrost długości sieci – od 2017 r. przybyło 2,6 km sieci ciepłowniczej.

W systemie prowadzona jest jakościowa regulacja parametrów czynnika grzewczego.

Elementem łączącym system dystrybucji z odbiorcą ciepła są węzły cieplne. Ich zadaniem jest pokrycie potrzeb cieplnych związanych z ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej. W Turku odbiorcy końcowi zasilani są z omawianej sieci za pośrednictwem 516 węzłów cieplnych, z czego właścicielem 153 węzłów cieplnych jest Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.

W roku 2014 została uruchomiona przepompownia wody sieciowej w Rozdzielni Ciepła nr 4 przy ul. Piłsudskiego (zainstalowano 4 dodatkowe pompy). Przepompownia stworzyła nowe warunki do przyłączenia dalszych odbiorców ciepła.

PGKiM stale rozbudowuje eksploatowane sieci ciepłownicze i w miarę możliwości finansowych sukcesywnie je modernizuje. W szczególności systematycznie i konsekwentnie wymieniane są odcinki sieci wykonane w przestarzałej technologii kanałowej na nowoczesne sieci w technologii elementów preizolowanych, co korzystnie wpływa na minimalizowanie strat ciepła w przesyle, jak również przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa funkcjonowania systemu.

W tabeli poniżej przedstawiono wykonane na sieciach w latach 2017-2020 zadania inwestycyjne.

Tabela 4-6. Zadania inwestycyjne zrealizowane w latach 2017-2020

Wyszczególnienie	Jedn.	2017	2018	2019	2020
modernizacja sieci z tradycyjnej na preizolowaną	m	Dn400 – 236 DN125 – 84 DN80 - 70	DN125 – 62 Dn100 - 322 DN65 - 440	DN200 – 28 DN125 - 286	DN100 – 220 Dn80 - 122 DN65 – 108 Dn50 - 112
nowe sieci	m	426	24	138	358
nowe przyłącza	m	888	496	392	683
likwidacja sieci	m	-	334	-	-
wymiana przyłączy	m	-	102	-	-

Źródło: PGKiM Sp. z o.o.

4.4 Bilans cieplny miasta

4.4.1 Założenia do bilansu

Przy opracowywaniu szacunkowego bilansu cieplnego miasta Turku, określającego zapotrzebowanie na moc i energię cieplną przez odbiorców miasta wykorzystano następujące dane:

- zapotrzebowanie mocy i energii cieplnej z systemu ciepłowniczego określone na podstawie danych Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.;
- zużycie gazu sieciowego wg informacji PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.;
- informacje od podmiotów indywidualnych dotyczące źródeł ciepła – na podstawie rozesłanych ankiet oraz wywiadów telefonicznych;
- dane o sposobie ogrzewań budynków mieszkalnych wielorodzinnych otrzymanych od administratorów (ankiety);
- dla odbiorców indywidualnych wielkości zapotrzebowania mocy cieplnej oszacowano wskaźnikowo wg zajmowanej powierzchni użytkowej lub kubatury obiektu;
- wartości zapotrzebowania energii cieplnej dla większych odbiorców określone są wg rzeczywistej wielkości zużycia energii podanej przez odbiorcę, natomiast dla pozostałych odbiorców są wielkościami wyliczonymi w oparciu o zapotrzebowanie mocy szczytowej i przyjęty czas poboru mocy dla danego charakteru odbioru.

Wielkość zapotrzebowania ciepła u odbiorcy została określona dla następujących kategorii odbiorców:

- budownictwo mieszkaniowe,
- budynki użyteczności publicznej (urzędy, oświata, ośrodki zdrowia, przedsiębiorstwa gminne itp.),
- usługi komercyjne i wytwórczość (zakłady przemysłowe, usługowe, handel, hurtownie, składy itp.).

Dokonano również uporządkowania zapotrzebowania ciepła w zależności od sposobu jego pokrycia, wyróżniając przy tym następujące technologie:

- kategoria „system ciepłowniczy” obejmująca odbiorców zaopatrywanych w ciepło z sieci ciepłowniczych;
- kategoria „gaz sieciowy” obejmująca kotłownie lokalne i indywidualne oraz ogrzewania etażowe opalane gazem ziemnym sieciowym;
- kategoria „ogrzewania węglowe” obejmująca kotłownie z kotłami opalonymi węglem, a w przypadku mieszkań ogrzewanych indywidualnie obejmuje ona mieszkania z ogrzewaniem etażowym opalonym węglem lub piecami ceramicznymi;
- kategoria „inne paliwo” obejmująca ogrzewanie przy wykorzystaniu jako paliwa: oleju opałowego, gazu płynnego, energii elektrycznej lub tp.;
- kategoria „OZE + odzysk ciepła” obejmująca zinwentaryzowane przypadki odzysku ciepła np. z wentylacji obiektów oraz obejmująca ogrzewanie przy wykorzystaniu m.in. biomasy, biogazu, kolektorów słonecznych lub innego OZE.

4.4.2 Bilans cieplny miasta

Zapotrzebowanie na ciepło na terenie miasta określono szacunkowo na ok. 94,4 MW, w tym:

- 49,4 MW na potrzeby budownictwa mieszkaniowego;
- 10,9 MW na potrzeby obiektów użyteczności publicznej;
- 34,1 MW na potrzeby usług komercyjnych i przemysłu.

Roczne zużycie ciepła na terenie miasta oszacowano na poziomie ok. 620 TJ, w tym:

- 302 TJ dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego,
- 58 TJ dla potrzeb obiektów użyteczności publicznej,
- 260 TJ dla potrzeb usług komercyjnych i przemysłu.

W poniższych tabelach zaprezentowano szacunkowe wyliczenia zapotrzebowania ciepła oraz zużycia energii cieplnej przez odbiorców w mieście, z uwzględnieniem charakteru odbiorów i sposobu ich zaopatrzenia.

Tabela 4-7 Zapotrzebowanie mocy cieplnej dla miasta

Wyszczególnienie	Zapotrzebowanie CIEPŁA [MW]					Razem
	System ciepłowniczy (m.s.c.+ l.s.c.)	Gaz sieciowy	Ogrzewanie węglowe	Inne paliwo	OZE + odzysk ciepła	
Budownictwo mieszkaniowe	22,43	12,22	10,13	4,20	0,42	49,40
Obiekty użyteczności publicznej	5,28	4,91	0,00	0,56	0,15	10,90
Usługi komercyjne i wytwórczość	6,38	13,18	9,89 *	1,89	2,71	34,05
Razem	34,09	30,31	20,02	6,65	3,28	94,35

Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych informacji oraz wyliczeń wskaźnikowych

* w tym przedsiębiorstwo Miranda Sp. z o.o. 8 MW

Tabela 4-8 Zużycie energii cieplnej w mieście

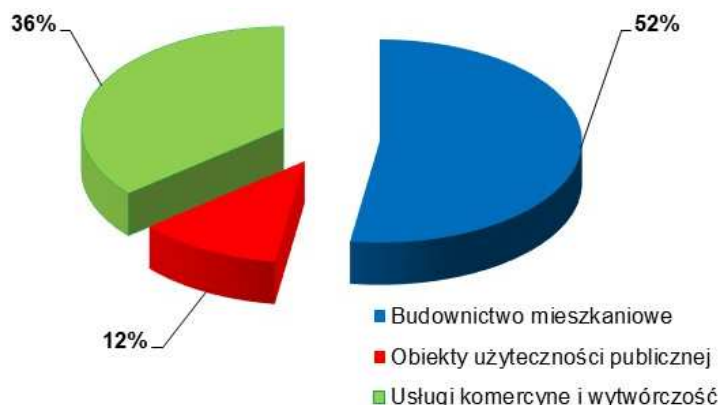
Wyszczególnienie	Zużycie ENERGII CIEPLNEJ [TJ]					Razem
	System ciepłowniczy (m.s.c.+ l.s.c.)	Gaz sieciowy	Ogrzewanie węglowe	Inne paliwo	OZE + odzysk ciepła	
Budownictwo mieszkaniowe	157,4	64,9	54,7	22,7	2,3	302,0
Obiekty użyteczności publicznej	37,0	17,8	0,0	2,8	0,8	58,4
Usługi komercyjne i wytwórczość	44,7	52,2	138,2	10,2	14,6	259,9
Razem	239,1	134,9	192,9	35,7	17,7	620,3

Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych informacji oraz wyliczeń wskaźnikowych

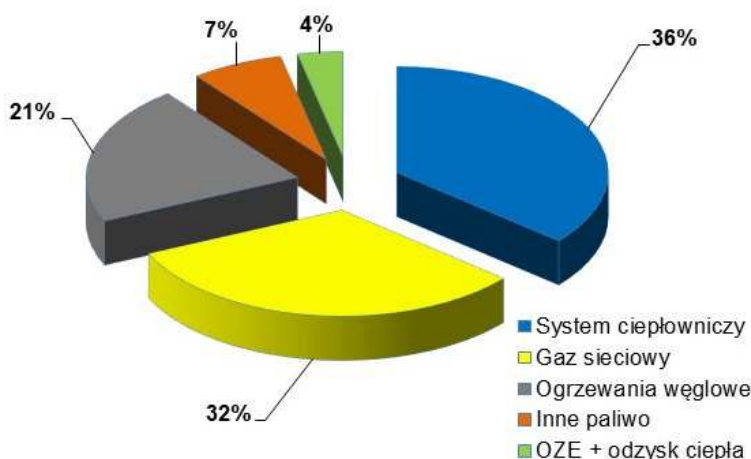
Wielkości zapotrzebowania poszczególnych grup odbiorców w układzie procentowym oraz procentowy udział sposobu zaopatrzenia odbiorców przedstawiono na wykresach poniżej.

Największą grupę odbiorców ciepła w mieście stanowi zabudowa mieszkaniowa (52%). Ciepło w ok. 36% pochodzi z systemu ciepłowniczego, a w ok. 32% z sieci gazowej. Ponadto do ogrzewania wykorzystuje się: węgiel, inne paliwa (w tym olej opałowy, energię elektryczną itp.) oraz OZE.

Wykres 4-1. Wykres udziału zapotrzebowania mocy cieplnej dla poszczególnych grup odbiorców



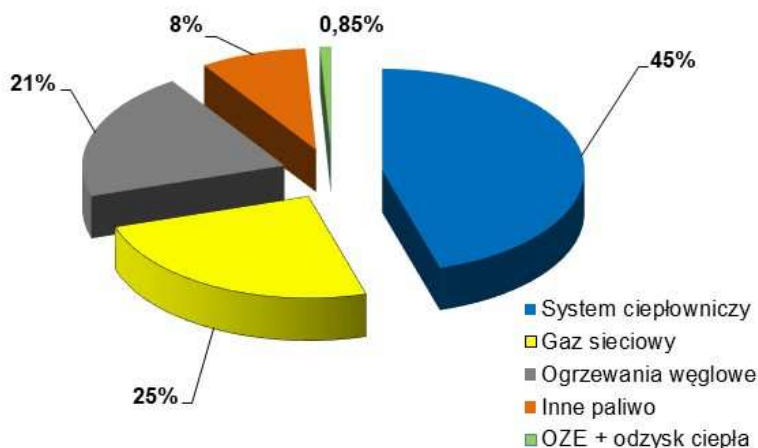
Wykres 4-2. Procentowy udział sposobu zaopatrzenia w ciepło odbiorców z obszaru Turku



Występujące działania termomodernizacyjne powodują ograniczenie mocy zamówionej przez odbiorców, szczególnie zasilanych przez system ciepłowniczy. Generalnie działania prooszczędnościowe u odbiorców wykazują wyraźny spadek średniej wartości wskaźnika zapotrzebowania ciepła na jednostkę mieszkalnej powierzchni użytkowej.

Obrazem sposobu ogrzewania mieszkań w Turku jest wykres poniżej.

Wykres 4-3. Wykres udziałów poszczególnych źródeł w pokryciu potrzeb cieplnych budownictwa mieszkaniowego



Budownictwo mieszkaniowe w mieście zaopatrywane jest w ciepło głównie przy wykorzystaniu systemu ciepłowniczego (45%), a następnie gaz ziemnego (25%) i węgla (21%).

4.5 Paliwa wykorzystywane do produkcji energii cieplnej w mieście

Węgiel brunatny

Paliwem stałym stosowanym w zlokalizowanej w Turku Elektrowni „Adamów”, do momentu jej wygaszenia, był węgiel brunatny wydobywany z 3 odkrywek KWB „Adamów” (Adamów, Koźmin i Władysławów).

Podstawowymi wielkościami określającymi jakość stosowanego węgla są jego wartość opałowa, zawartość siarki i zawartość popiołu. Węgiel brunatny wydobywany w kopalni „Adamów” posiada następujące parametry:

- wartość opałowa 8,2÷8,6 MJ/kg,
- zawartość popiołu 8,0÷9,3%,
- zawartość siarki 0,19÷0,30%,
- wilgotność 54 %.

Pył węgla brunatnego

Paliwem stałym stosowanym w źródle obecnie zasilającym system ciepłowniczy miasta, tj. Ciepłowni GETEC Polska Sp. z o.o., zlokalizowanej w Turku przy ul. Korytkowskiej 14 jest pył węgla brunatnego (BKS). Stanowi on uszlachetnione, drobnoziarniste paliwo o niewielkiej zawartości wody i niemal stałej wartości opałowej. Jest uzyskiwany z węgla brunatnego o szczególnie niskiej zawartości siarki. Przedmiotowy pył (BKS) jest pozyskiwany i uzdatniany w Łużyckim Zagłębiu Węglowym na terenie Niemiec, a jego dostawcą jest firma LEAG.

Węgiel kamienny

Paliwem stosowanym w źródłach ciepła na terenie Turku jest także węgiel kamienny o różnej granulacji i miał węglowy. Pochodzi on przede wszystkim z kopalń zlokalizowanych na terenie Górnego Śląska.

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

- wartość opałowa dla różnego asortymentu: 24,0 ÷ 27,0 MJ/kg,
dla miału węglowego: 21,0 ÷ 24,0 MJ/kg;
- zawartość popiołu: 12 ÷ 20% - dla różnego asortymentu,
19 ÷ 27% - dla miału;
- zawartość siarki: 0,5 ÷ 0,8%.

Gaz ziemny

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu dostarcza swoimi sieciami w Turku gaz ziemny wysokometanowy grupy E, spełniający wymagania normy PN-C-04753. Dostarczany gaz posiada ciepło spalania nie mniejsze od 34,0 MJ/m³ i wartość opałową nie mniejszą od 31,0 MJ/m³. 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.

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 ok. 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 do 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 obiektów i że łatwo odparowuje nawet przy mrozach, stąd wzrost jego znaczenia jako paliwa dla ogrzewania.

Tabela 4-9. Własności gazu płynnego

Wyszczególnienie	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 2 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 - ok. 42,0 MJ/kg,
- gęstość - 0,83 do 0,86 g/ml,
- punkt zapłonu - ok. 86°C,
- lepkość - 4 do 6 mm²/s,
- temperatura zamarzania - poniżej (-)20°C,
- zawartość siarki - poniżej 0,5% (dla 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 (tzw. ekologiczne)

Paliwa takie jak: słoma, drewno, biogaz zostały szczegółowo opisane w rozdziale 10, dotyczącym wykorzystania energii odnawialnej.

4.6 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwo posiada Plan zadań inwestycyjnych PGKiM na lata 2021-2023 na łączną kwotę nakładów w wysokości ok. 3,6 mln zł, który obejmuje następujące działania:

- Wymiana sieci ciepłych na preizolowane – na planowaną łączną wartość netto w ww. okresie: 540 tys. zł;
- Budowa nowych sieci ciepłych z rur preizolowanych – na planowaną łączną wartość netto w ww. okresie: 920 tys. zł;
- Budowa nowych przyłączy ciepłych – na planowaną łączną wartość netto w ww. okresie: 670 tys. zł;
- Remonty budynków stanowiących własność TEC – na planowaną łączną wartość netto w ww. okresie: 110 tys. zł;
- Modernizacja węzłów ciepłych – na planowaną łączną wartość netto w ww. okresie: 660 tys. zł;
- Rozbudowa monitoringu – na planowaną łączną wartość netto w ww. okresie: 600 tys. zł;
- Zakup elektronarzędzi i urządzeń – na planowaną łączną wartość netto w ww. okresie: 100 tys. zł;

Przedsiębiorstwo planuje finansowanie ww. zadań z własnych środków.

Ponadto PGKiM Sp. z o.o. złożyło wniosek do NFOŚiGW w ramach programu Polska Geotermia Plus na dofinansowanie wykonania drugiego otworu geotermalnego Turek-GT-2 wraz z budową ciepłowni geotermalnej, których lokalizacja planowana jest przy ul. Korytkowskiej, w sąsiedztwie pierwszego odwiertu Turek-GT-1, na działkach należących do Miasta Turek, w pobliżu istniejącej ciepłowni firmy GEPEC Polska Sp. z o.o.

4.7 Ocena stanu systemu zaopatrzenia miasta w ciepło

Zaspokojenie prawie 65% potrzeb ciepłych odbiorców w Turku zależne było w 2017 r. od ciągłości dostaw paliwa węglowego (brunatnego i kamiennego). Na ww. wielkość składał się: system ciepłowniczy (52%) oraz rozwiązania indywidualne wykorzystujące węgiel kamienny (13%).

Od 1 stycznia 2018 r. system ciepłowniczy miasta zasilany jest w ciepło z nowego źródła, spalającego pył węgla brunatnego (BKS) i gaz ziemny. Rozwiązania indywidualne zaopatrzenia w ciepło z wykorzystaniem węgla kamiennego stanowią nadal źródło powstawania „niskiej emisji” (21%). Istotne jest zatem dla miasta planowanie nowych i kontynuacja podjętych działań zmierzających do racjonalizacji w tym zakresie. W sferze indywidualnych węglowych źródeł ciepła, nie będących w posiadaniu Miasta, możliwe działania władz samorządowych są ograniczone i powinny polegać na stwarzaniu zachęty i możliwości dla podejmujących działania racjonalizacyjne – tj. zmianę sposobu ogrzewania poprzez podłączenie do sieci ciepłowniczej lub zastosowanie innego źródła ciepła. W kontekście ograniczania niskiej emisji widoczne są ze strony miasta działania w zakresie modernizacji i stymulowania termomodernizacji obiektów użyteczności publicznej i indywidualnych oraz ich ogrzewania – m.in. opracowanie Planu gospodarki niskoemisyjnej dla miasta. Utrudnieniem w przeprowadzeniu inwentaryzacji obiektów „niskiej emisji” jest fakt, że obiekty stanowiące jego źródło to głównie własność osób fizycznych. Stanowi to znaczące ograniczenie możliwości dojścia do szczegółowej i wiarygodnej informacji na temat źródeł „niskiej emisji” na terenie miasta.

System ciepłowniczy Turku to układ sieci ciepłych należących do Wydziału Energetyki Ciepłej Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. zasilanych aktualnie ze zlokalizowanego we wschodniej części miasta źródła należącego do GETEC Polska Sp. z o.o. (po podjęciu przez Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. decyzji o wygaszeniu z dniem 1 stycznia 2018 r. dotychczasowego źródła zasilającego w ciepło m.s.c. Turku – Elektrowni Adamów). Obiekty przyłączone do miejskiego systemu ciepłowniczego zasilanego z ww. nowego źródła w chwili obecnej posiadają pełne zabezpieczenie źródłowe.

Nowe, oddane do użytku w 2018 r., źródło ciepła systemowego w Turku, opalane jest pyłem węgla brunatnego sprowadzanym z terenu Niemiec i gazem ziemnym. Wg opinii właściciela źródła spalany pył posiada wysoką moc grzewczą, a jego właściwości – z wyjątkowo niską zawartością siarki i wody – podobne są do zachowania paliw płynnych i umożliwiają nieskomplikowaną i czystą obsługę.

Wg założeń Polityki Energetycznej Polski do roku 2040 85% systemów ciepłowniczych ma uzyskać status systemów efektywnych. Jako efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy przyjmuje się taki system, gdzie do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się 50% energii ze źródeł odnawialnych, lub przynajmniej 50% ciepła odpadowego, lub przynajmniej 75% ciepła pochodzącego z kogeneracji, lub przynajmniej 50% z połączenia tych źródeł.

W związku z powyższym, obecnie systemu ciepłowniczego w Turku nie można zakwalifikować jako posiadającego status efektywnego systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust 4 ustawy Prawo energetyczne. Wdrożenie przez przedsiębiorstwo programu modernizacji źródła systemowego w kierunku układów kogeneracyjnych na bazie gazu ziemnego oraz geotermii pozwoli osiągnąć status systemów efektywnych w myśl ustawy (gdzie do produkcji ciepła wykorzystuje się przynajmniej 50% z połączenia kogeneracji ze źródłem odnawialnym).

Sieci ciepłownicze dostarczające ciepło do odbiorców zlokalizowanych na terenie Turku, są eksploatowane przez Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. Długość sieci ciepłowniczych będących ich własnością wynosi ok. 41,4 km. Przedsiębiorstwo stale rozbudowuje eksploatowany system ciepłowniczy i w miarę możliwości finansowych sukcesywnie modernizuje eksploatowane ciepłociągi. W szczególności systematycznie i konsekwentnie wymieniane są odcinki sieci wykonane w przestarzałej technologii kanałowej na nowoczesne sieci w technologii elementów preizolowanych, co korzystnie wpływa na minimalizowanie strat ciepła w przesyle, jak również przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa funkcjonowania systemu. Na koniec 2020 r. ok. 37% łącznej długości ciepłociągów w mieście wykonanych było w technologii preizolacji. Ocena stanu majątku przedsiębiorstwa przesyłającego ciepło wskazuje na konieczność podejmowania dalszych działań organizacyjnych i planistycznych zmierzających do odbudowy i modernizacji poszczególnych zamortyzowanych elementów majątku sieciowego.

Na terenie miasta, szczególnie w śródmieściu, istnieją wielorodzinne budynki mieszkalne wybudowane poza zasięgiem sieci ciepłowniczych, w których ogrzewanie odbywa się jeszcze przede wszystkim za pomocą pieców węglowych, co jest źródłem zanieczyszczenia atmosfery w postaci tzw. „niskiej emisji”.

W pozostałym zakresie zaopatrzenie miasta w ciepło zależy od dostaw gazu ziemnego, oleju opałowego, gazu płynnego, drewna opałowego oraz pochodzi z wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Ww. stanowią rozwiązania ekologicznie poprawne. System gazowniczy gwarantuje niezawodność i rezerwę dostaw. Możliwy kierunek działań miasta stanowi racjonalizacja użytkowania ciepła ukierunkowana na obniżenie kosztów eksploatacyjnych.

5. System zaopatrzenia w energię elektryczną

5.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw

W procesie zapewnienia dostaw energii elektrycznej dla mieszkańców i innych odbiorców zlokalizowanych w Turku uczestniczą przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się: wytwarzaniem, przesyłaniem oraz dystrybucją tej energii. Ważną grupę stanowią przedsiębiorstwa obrotu, sprzedające energię elektryczną odbiorcom finalnym.

Poniżej przedstawiono charakterystyki formalno-prawne najważniejszych podmiotów odpowiedzialnych za niezakłóconą dostawę energii elektrycznej dla odbiorców zlokalizowanych na obszarze Turku.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej

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

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej

Na terenie miasta Turku działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadzi **ENERGA-OPERATOR S.A.** Wymienione przedsiębiorstwo energetyczne zostało wyznaczone decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz posiada ważną koncesję na okres od 18 listopada 1998 r. do 31 grudnia 2030 r. przyznaną decyzją nr PEE/41/ 2686/U/2/98/BK, z dnia 18 września 2019 r. ENERGA-OPERATOR SA to jedna z czterech największych spółek w podsektorze dystrybucji energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo eksploatuje ponad 191 tys. km linii energetycznych, zasilając ok. 3,2 mln odbiorców na obszarze ok. 75 tys. km², tj. blisko 25% powierzchni kraju (na terenach województw: wielkopolskiego, pomorskiego i warmińsko-mazurskiego oraz zachodniopomorskiego, łódzkiego, mazowieckiego i kujawsko-pomorskiego).

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną

Lista sprzedawców energii elektrycznej, którzy zawarli z ENERGA-OPERATOR SA umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, umożliwiającą tym podmiotom sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców z terenu działania wymienionego operatora systemu dystrybucyjnego, znajduje się na stronie internetowej: http://www.energa-operator.pl/uslugi/zmiana_sprzedawcy/umowy_generalne.xml i wg stanu na dzień 10.06.2021 r. zawiera 152 podmioty posiadające umowy generalne zawarte z ENERGA-OPERATOR S.A. (w tym 25 umów kompleksowych dla odbiorców w gospodarstwach domowych).

5.2 System zasilania miasta

Linie NN, WN i stacje elektroenergetyczne

Zasilanie elektroenergetycznego systemu rozdzielczego z Krajowej Sieci Przesyłowej zapewnia stacja elektroenergetyczna 220/110 kV Adamów (symbol ADA), zlokalizowana przy ul. Przemysłowej 1. Stacja wyposażona jest w autotransformator 220/110 kV o mocy 160 MVA i jest zasilana za pomocą 4 napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu 220 kV w relacjach:

- SE Adamów - SE Konin - tor I – w granicach Turku długość linii wynosi ok. 0,5 km;
- SE Adamów - SE Konin - tor II – w granicach Turku długość linii wynosi ok. 1,6 km;
- SE Adamów -SE Pabianice – w granicach Turku długość linii wynosi ok. 0,9 km;
- SE Adamów -SE Zgierz – w granicach Turku długość linii wynosi ok. 0,4 km.

Wg danych z 2018 r. wzdłuż linii obowiązuje pas technologiczny o szerokości 50 metrów, tj. po 25 metrów od osi linii w obu kierunkach. Dla terenów znajdujących się w pasie technologicznym obowiązują ograniczenia zagospodarowania i użytkowania ich terenów.

PSE S.A. w 2018 r. zrealizowało projekt dotyczący rozbudowy stacji Adamów w celu poprawy pewności zasilania sieci dystrybucyjnej 110 kV.

Energia elektryczna po transformacji z poziomu napięcia NN, rozprowadzana jest za pomocą sieci rozdzielczej WN o znamionowym napięciu 110 kV. Przez obszar miasta przebiega 7 linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia WN, których charakterystykę przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 5-1. Charakterystyka linii elektroenergetycznych WN

Lp.	Relacja linii	Rodzaj linii	Długość na terenie miasta [m]
1	Adamów - Janiszew	napowietrzna	760
2	Adamów - Koło Ruchenna	napowietrzna	807
3	Adamów -Kopalnia AKA	napowietrzna	187
4	Adamów - Poddębice	napowietrzna	188
5	Adamów -Turek Zdrojki	napowietrzna	4241
6	Adamów - Żuki	napowietrzna	190
7	Kragola-Turek Zdrojki	napowietrzna	1812

Źródło: ENERGA-OPERATOR S.A.

Energia elektryczna zasila sieć rozdzielczą średniego napięcia za pośrednictwem 2 elektroenergetycznych stacji transformatorowo-rozdzielczych WN/SN, tj.:

- GPZ Turek Zdrojki – wyposażony w 2 transformatory 110/15 kV, każdy o mocy 2x25 MVA,
- GPZ Żuki (zlokalizowany poza granicami miasta) – wyposażony w 2 transformatory 110/15 kV o mocach: 25 MVA (Transformator nr 1) i 40/40/25 MVA (Transf. nr 2).

Przedsiębiorstwo posiada zarezerwowane środki na przyłączenie nowych odbiorców. W przypadku pojawienia się na danym terenie zwiększonego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, a obecne urządzenia nie pozwalają na jej dostarczenie, to sieć ta jest rozbudowywana i przebudowywana tak, aby jej zdolności dystrybucyjne były prawidłowe. Dla potrzeb planowania pracy sieci oraz utrzymania ciągłości ruchu, ENERGA-OPERATOR S.A. przeprowadza cyklicznie oględziny linii napowietrznych i stacji elektro-

nergetycznych, pomiary, próby i badania oraz przeglądy i dokumentuje te czynności sporządzając stosowne protokoły. Na podstawie ww. dokumentów, analizy awaryjności i programu pracy sieci dokonuje się cyklicznej oceny stanu technicznego sieci, w której określa się termin i zakres prac doraźnych, a także planuje się remonty lub przebudowy urządzeń. Sieć jest monitorowana i utrzymywana przez dystrybutora w pełnej sprawności, a usterki są usuwane na bieżąco.

Elektroenergetyczna sieć SN, stacje transformatorowe SN/nN i linie nN

Główne zasilanie w energię elektryczną odbywa się za pomocą linii SN 15 kV wyprowadzonych ze wspomnianych stacji transformatorowo-rozdzielczych 110/15 kV: GPZ Turek Zdrojki i GPZ Żuki. Sieć rozdzielcza SN składa się z linii napowietrznych 15 kV o łącznej długości 16,4 km oraz linii kablowych 15 kV o łącznej długości 39,4 km.

Transformacja SN/nN odbywa się w 130 stacjach transformatorowych SN/nN, w tym 95 eksploatowanych przez ENERGA-OPERATOR S.A.

Sieć rozdzielcza nN składa się z elektroenergetycznych linii napowietrznych o łącznej długości 87,5 km oraz elektroenergetycznych linii kablowych o łącznej długości 162,3 km. Na terenie miasta Turku w sieciach SN i nN nie występują kable w izolacji z polietylenu nieusieciowanego.

Wg opinii dystrybutora w chwili obecnej nie występują zagrożenia ciągłości dostaw energii elektrycznej dla odbiorców z terenu miasta Turku. Linie średniego napięcia SN 15 kV i niskiego napięcia nN 0,4 kV oraz stacje transformatorowe SN/nN SA w dobrym stanie technicznym i posiadają rezerwy w zakresie obciążalności prądowej. Istnieją również rezerwy w mocach transformatorów SN/nN.

Przebiegi tras linii NN, WN i SN wraz z lokalizacjami stacji WN, WN/SN i SN/nN zostały przedstawione na załączonej mapie.

Zadania inwestycyjne zrealizowane przez ENERGA-OPERATOR S.A. w latach 2017-2020 związane z zaopatrzeniem miasta Turku w energię elektryczną

- ➔ Modernizacja GPZ Turek Zdrojki w zakresie:
 - Wymiany wyłącznika WN 2 szt.,
 - Wymiany urządzeń WN – obwody pierwotne i wtórne rozdzielnicy WN, szafy kablowe,
- ➔ Budowa 3,5 km kablowych linii SN 15 kV,
- ➔ Budowa 7,3 km kablowych linii nN 0,4 kV.

5.3 Odbiorcy i zużycie energii elektrycznej

Liczbę odbiorców i zużycia energii elektrycznej na terenie Turku w ostatnim czasie pokazano w poniższej tabeli.

Tabela 5-2. Odbiorcy i zużycie energii elektrycznej [MWh] z sieci ENERGA OPERATOR S.A. w okresie 2017-2020

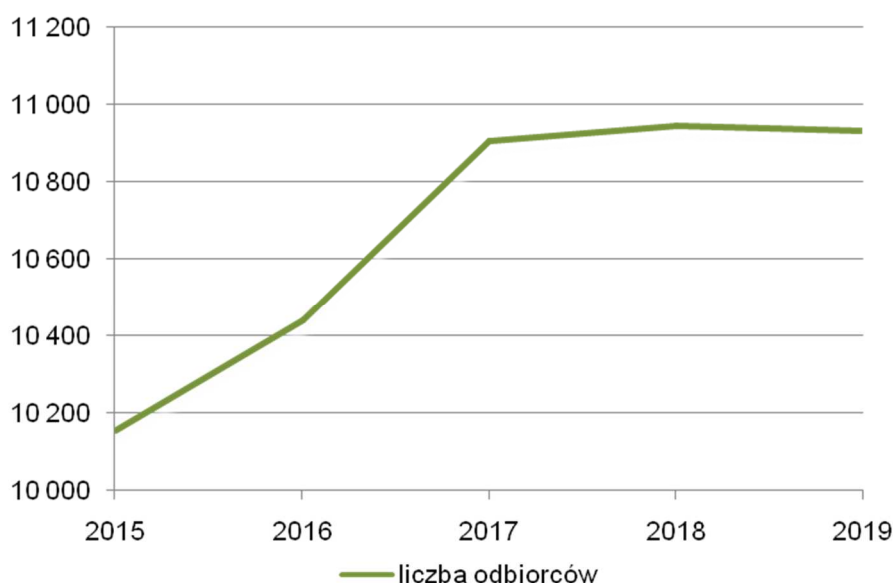
Rok	2017	2018	2019	2020
Liczba odbiorców	12 682	12 700	12 897	12 780
Zużycie energii elektrycznej	60 413	88 787	87 084	76 243

Źródło: ENERGA-OPERATOR S.A.

Na podstawie powyższej tabeli można zauważyć niewielki wzrost liczby odbiorców względem roku 2017 oraz zwiększenie zużycia energii na poziomie ok. 16 MWh.

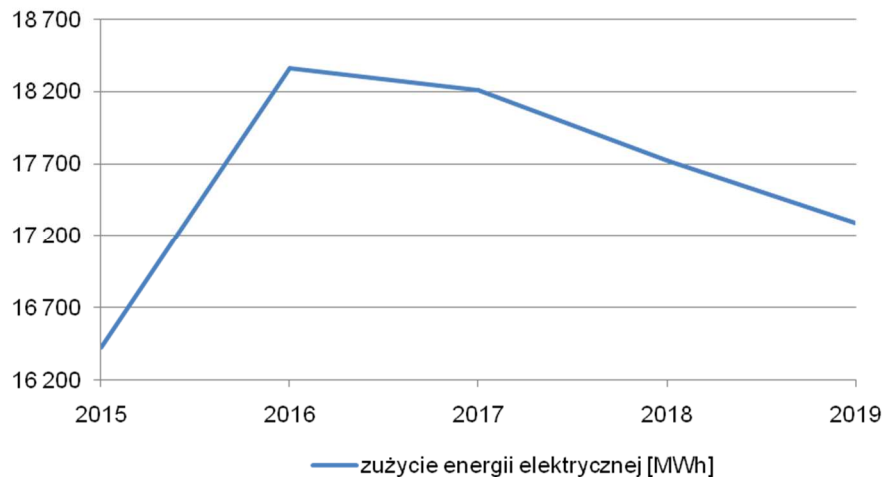
Z punktu widzenia zainteresowania władz samorządowych, odpowiedzialnych za sprawy zaopatrzenia w energię elektryczną członków wspólnoty samorządowej, najpoważniejszą grupę odbiorców stanowią gospodarstwa domowe. Charakterystykę tej grupy odbiorców, wg danych GUS - Bank Danych Lokalnych za lata 2015-2019 przedstawiono na poniższych wykresach. Ponadto na podstawie zestawień GUS-BDL w ciągu ostatnich trzech lat daje się zauważyć niewielki spadek jednostkowego zużycia energii elektrycznej na 1 mieszkańca - średnio rocznie ok. 12 kWh, jak również na 1 odbiorcę tzn. gospodarstwo domowe - średnio rocznie ok. 44 kWh.

Rysunek 5-1. Liczba odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych na niskim napięciu na obszarze Turku w latach 2015-2019



Źródło: GUS - BDL

Rysunek 5-2. Zużycie energii elektrycznej [MWh] przez odbiorców w gospodarstwach domowych na niskim napięciu na obszarze Turku w latach 2015-2019



Źródło: GUS - BDL

Dane przedstawione graficznie na powyższych wykresach, pochodzące z zasobów GUS, mogą być niekompletne. Spadek zużycia energii elektrycznej widoczny na wykresie może wynikać z faktu nie posiadania przez GUS danych od wszystkich podmiotów zajmujących się obrotem energią elektryczną na terenie miasta.

Kolejnym ważnym odbiorem z punktu widzenia samorządu gminy jest **oświetlenie uliczne**. Oświetlenie ulic jest bardzo ważnym elementem infrastruktury miejskiej a jego koszt zajmuje znaczącą pozycję w budżecie. Zadania własne gminy w zakresie oświetlenia reguluje Prawo energetyczne (t.j. Dz.U.2021, poz. 716 z późn. zm), zgodnie z którym do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną należy planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych znajdujących się na terenie gminy.

Oświetleniem miejsc publicznych w Turku jest przekazywane jako wkład niepieniężny (aport) do spółki „Oświetlenie Uliczne i Drogowe” sp. z o.o. z siedzibą w Kaliszu, przy ul. Wrocławskiej 71A. Spółka w ramach posiadanego majątku, świadczy na rzecz miasta usługę oświetleniową, polegającą na zapewnieniu dopływu energii elektrycznej do urządzeń oświetleniowych, przetworzeniu jej na światło i na utrzymaniu sieci oświetleniowej w należytym stanie technicznym. Jest odpowiedzialna za eksploatację, konserwację i modernizację sieci oświetleniowej. Działalność taka nie wymaga koncesji na sprzedaż czy dystrybucję energii elektrycznej. Spółka, w drodze przetargu, kupuje energię elektryczną do tej sieci, a usługę konserwacji powierza podmiotom zewnętrznym.

Na terenie miasta powyższa spółka posiada 3 389 szt. opraw świetlnych (wg stanu na 24.08.2021 r.). W latach 2018-2020 spółka zbudowała lub przebudowała na terenie Turku: 4 661 m linii kablowej, 1 926 m linii napowietrznej, 85 szt. opraw na linii napowietrznej, 424 szt. opraw na latarniach, 193 szt. słupów latarni i 6 szt. szafek oświetleniowych.

Pewna część urządzeń oświetleniowych na terenie Turku jest własnością Miasta, a mianowicie oświetlenie przy ul: Łąkowej, Malczewskiego, Leśnej, Witosa oraz w drodze 04L i drodze 470.

5.4 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Zgodnie z „Planem rozwoju w zakresie zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030” (PRS) **PSE S.A.** planuje dalszą modernizację stacji elektroenergetycznej 220/110 kV Adamów wraz z rozbudową rozdzielni 110 kV na potrzeby przyłączenia farm fotowoltaicznych oraz modernizację obu torów linii Adamów – Konin i modernizację linii Adamów – Zgierz. W przypadku linii Adamów – Pabianic planowana jest wymiana na całej długości linii istniejącego przewodu odgromowego.

W Planie rozwoju na lata 2020-2025 **ENERGA-OPERATOR S.A.** zawarła następujące zadania inwestycyjne planowane do realizacji na terenie Turku:

- rozbudowa sieci w celu przełączenia nowych odbiorców (przyłączenie 0,39 km linii kablowej SN, przyłączenie i budowa linii kablowej nN, budowa transformatora SN/nN oraz stacji SN/nN wewnętrznej);
- budowa 6 przyłączy źródła OZE SN o łącznej mocy 600 kW;
- wymiana odcinków linii napowietrznych SN na linie kablową o długości 12,4 km;
- instalacja łączników z telesterowaniem w stacjach wewnętrznych SN/Nn – 10 sztuk;
- wymiana kabli awaryjnych SN o długości 2,03 km
- przebudowa linii napowietrznej SN o długości 13,02 km, linii kablowej SN o długości 6,4 km oraz 0,3 km linii kablowej nN;
- wymiana transformatorów SN/nN – 93 sztuki;
- przebudowa stacji elektroenergetycznej GPZ Żuki, GPZ Turek Zdrojki, SN/nn Turek Konińska;
- budowa nowych stacji SN/nN;
- przebudowa odtworzeniowa linii kablowych nN 6,2 km.

Finansowanie modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej należącej do ENERGA-OPERATOR S.A. Oddział w Kaliszu oparte jest na środkach własnych oraz różnych źródłach finansowania zewnętrznego. Ponadto w Planie Rozwoju na lata 2020-2025 ENERGA-OPERATOR S.A. posiada zarezerwowane środki na przyłączenia odbiorców do sieci elektroenergetycznej.

W latach 2021-2022 spółka „**Oświetlenie Uliczne i Drogowe**” sp. z o.o. z siedzibą w Kaliszu planuje dokonać wymiany 207 opraw oraz 111 słupów latarni.

5.5 Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną

Elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne na obszarze miasta Turek są powiązane z Krajową Siecią Przesyłową w zlokalizowanej na terenie byłej Elektrowni Adamów Stacji Elektroenergetycznej 220/110 kV Adamów (ADA), zasilaną z 3 kierunków – Konina, Pabianic i Zgierza.

Sieć elektroenergetyczna na obszarze Turku, będąca w gestii Operatora Systemu Dystrybucyjnego (ENERGA-OPERATOR SA), jest w dobrym stanie technicznym. Występujące powiązania sieci na średnim napięciu między stacjami transformatorowymi mogą być odpowiednio konfigurowane w zależności od układu awaryjnego sieci, co gwarantuje bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

Ww. OSD dysponuje rezerwami mocy w stacjach WN/SN (Turek Zdrojki oraz Żuki) biorących udział w zaopatrzeniu obszaru miasta Turku – zapewniają one możliwość przyłączenia kolejnych odbiorców. Ponadto stacje transformatorowe SN/nN, linie: SN 15 kV i nN 0,4 kV posiadają rezerwy w zakresie obciążalności prądowej, a także istnieją rezerwy w mocach transformatorów SN/nn.

Przedsiębiorstwo energetyczne, tworząc Plany Rozwoju, uwzględnia w nich inwestycje pozwalające na zachowanie niezbędnych rezerw mocy na całym obsługiwanym obszarze. Sieć dystrybucyjna eksploatowana jest zgodnie z obowiązującymi przepisami i procedurami. W ostatnich latach prowadzono działania inwestycyjne mające na celu poprawę warunków i pewności zasilania oraz dostosowanie systemu do wzrastającego zapotrzebowania odbiorców. Na obszarze miasta jest eksploatowanych łącznie ok. 55,8 km sieci średniego napięcia 15 kV, w tym 39,4 km linii kablowych– aktualnie nie występują już kable wykonane w izolacji z polietylenu nieusieciowanego.

Wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczeniu energii elektrycznej za 2020 r., wyznaczone zgodnie z Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. 2007, Nr 93, poz. 623 ze zm.), dla Operatora Systemu Dystrybucyjnego ENERGA-OPERATOR S.A. przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 5-3. Wskaźniki czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej ENERGA-OPERATOR S.A. za 2020 r.

Wskaźniki	Wyszczególnienie	ENERGA-OPERATOR S.A.
SAIDI (minuty/ odbiorcę/ rok)	dla przerw nieplanowanych	92,9
	dla przerw nieplanowanych (z przerwami katastrofalnymi)	96,0
	dla przerw planowanych	20,8
SAIFI (ilość przerw/ odbiorcę/ rok)	dla przerw nieplanowanych	1,71
	dla przerw nieplanowanych (z przerwami katastrofalnymi)	1,71
	dla przerw planowanych	0,14
MAIFI (ilość przerw)		6,68
Liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźników		3 181 903

Źródło: ENERGA-OPERATOR S.A.

W porównaniu do roku 2017 r. wskaźniki czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej uległy znacznemu obniżeniu. Przy aktualnie większej liczbie odbiorców o ok. 6% wskaźnik SAIDI obniżył się o ok. 68% w przypadku przerw nieplanowych (z przerwami katastrofalnymi) oraz o ok. 62% dla przerw planowanych.

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

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

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

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

Czas trwania przerw przedstawia się następująco:

- dla przerw krótkich - dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3minuty,
- dla przerw długich - dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin,
- dla przerw bardzo długich - dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny,
- dla przerw katastrofalnych - dłużej niż 24 godziny.

Ponadto, mając na uwadze ustawę z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. 2021, poz. 110), w niedalekiej perspektywie może być konieczne podjęcie szerokiego zakresu działań (w tym we współpracy z dystrybutorem energii elektrycznej) odnośnie możliwości wprowadzenia w istniejącej na terenie miasta infrastrukturze elektroenergetycznej, ogólnodostępnych punktów ładowania (głównie w osiedlach mieszkaniowych) oraz infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego.

Jednakże wg obecnej treści ww. ustawy miasto Turek nie spełnia podstawowego kryterium liczby mieszkańców, które jest jednym z warunków konieczności tworzenia przez OSD programu budowy ogólnodostępnych punktów ładowania i przedsięwzięć niezbędnych do przyłączenia tych punktów do sieci, w szczególności modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci. W takim przypadku (gmin niespełniających warunku liczby mieszkańców), zgodnie z zapisami ww. ustawy, gmina powinna wystąpić normalnym trybem o określenie warunków przyłączenia punktów ładowania dla danej lokalizacji.

6. System zaopatrzenia w gaz ziemny

6.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw

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

- w zakresie przesyłu gazu – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Poznaniu,
- w zakresie technicznej dystrybucji gazu – Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. – Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu,
- w zakresie obrotu gazem – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Obrót Detaliczny sp. z o.o. Poznański Obszar Sprzedaży – jako główny podmiot działający na rynku obrotu gazem.

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. posiada koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych na lata 2004–2030, a 1.07.2005 r. uzyskał status operatora systemu przesyłowego. Oddziały Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (w tym Oddział w Poznaniu) czuwają nad bezpieczeństwem i sprawnym działaniem sieci gazociągów wysokiego ciśnienia oraz poszczególnych elementów wchodzących w skład systemu gazowniczego.

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. od 2017 r. funkcjonuje w nowej strukturze organizacyjnej, w skład której wchodzi: Oddział Wsparcia w Warszawie, Oddział Inwestycyjno-Remontowy w Krośnie oraz 17 Oddziałów Zakładów Gazowniczych, w tym Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu. PSG sp. z o.o. jest operatorem systemu dystrybucyjnego gazu i posiada koncesję wydaną przez Prezesa URE nr PPG/59/2822/W/1/2/2001/MS na dystrybucję paliw gazowych na okres od 10 maja 2001 r. do 31 grudnia 2030 r. sieciami n/c, ś/c i w/c. Do zadań PSG należy także prowadzenie ruchu sieciowego, budowa, rozbudowa, konserwacja oraz remonty infrastruktury gazowej, dokonywanie pomiarów jakości i ilości transportowanego gazu.

Za obrót gazem ziemnym na terenie miasta Turku odpowiedzialna jest przede wszystkim spółka **PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. – Poznański Obszar Sprzedaży**. Od 2014 r. rynek gazowy otworzył się także dla innych niż PGNiG sprzedawców. Aktualizowana lista sprzedawców dostępna jest na stronie www operatora systemu dystrybucyjnego.

6.2 Charakterystyka systemu gazowniczego

Do odbiorców z terenu Turku dostarczany jest gaz ziemny wysokometanowy o parametrach:

- wartość opałowa - nie mniejsza niż 31,0 MJ/m³,
- ciepło spalania – nie mniejsze niż 34,0 MJ/m³.

Parametry dostarczanego gazu są zgodne z normą PN-C-04753-E „Gaz ziemny – Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej”.

Od 2014 r. nastąpiła zmiana jednostki rozliczeniowej za dystrybucję paliw gazowych. Rozliczenia między Polską Spółką Gazownictwa, a sprzedawcami gazu (ZUD) za transportowane przez PSG paliwa gazowe odbywa się teraz w jednostkach energii (kWh), a nie jak dotychczas w jednostkach objętości (m³). Obowiązek prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii wynika aktualnie z przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. 2021, poz. 280).

Na terenie miasta funkcjonuje dość dobrze rozwinięty system gazowniczy, składający się z sieci gazowych średniego i niskiego ciśnienia oraz stacji redukcyjno-pomiarowych I-go i II-go stopnia. Stopień gazyfikacji gminy miasto Turek został określony przez PSG sp. z o.o. na ok. 19%.

Przez teren miasta przebiegają następujące gazociągi wysokiego ciśnienia eksploatowane przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.:

- Odolanów – Adamów o PN 5,4 MPa / DN 500; rok budowy 1977;
- Garki – Odolanów – Adamów o PN 5,4 MPa / DN 400; rok budowy 1971;
- Gustorzyn – Odolanów o PN 8,4 MPa / DN 700; rok budowy 2014;
- Odgałęzienie Turek o PN 6,3 MPa / DN 80; rok budowy 1991.

Miasto zasilane jest za pośrednictwem stacji redukcyjno-pomiarowej I st. będącej własnością i w eksploatacji OGP GAZ-SYSTEM S.A., zlokalizowanej przy ul. Polnej. Stacja wybudowana w 2001 r. posiada przepustowość 6 000 Nm³/h.

Z ww. stacji I stopnia paliwo gazowe rozprowadzane jest poprzez dystrybucyjną sieć gazową (sieci gazowe rozdzielcze średnio- i niskoprężne) oraz stacje redukcyjno-pomiarowe II st. Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu.

Wykaz stacji gazowych II st. zlokalizowanych na terenie miasta Turek własności PSG sp. z o.o. przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 6-1. Charakterystyka stacji gazowych II st. Miasta Turek

Lokalizacja	Rodzaj stacji	Typ	Przepustowość [m ³ /h]	Rok budowy	Stan techniczny
ul. Uniejowska	red.	sieciowa	1600	2007	dobry
ul. Parkowa 3	red-pom.	końcowa	100	2005	dobry
ul. Milewskiego 11	pom.	końcowa	400	2005	dobry
ul. Kączkowskiego 8	red-pom.	końcowa	160	2013	dobry
ul. Korytkowska dz. nr 783/24	pom.	końcowa	1600	2018	dobry
ul. Działkowa	red-pom.	końcowa	100	2017	dobry

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

Przedsiębiorstwo dystrybucyjne PSG sp. z o.o. eksploatuje na terenie Turku własne sieci gazowe średniego i niskiego ciśnienia o łącznej długości ok. 66,0 km – gazociągi (45,5 km) + czynne przyłącza gazowe (20,5 km), w tym:

- średniego ciśnienia o łącznej długości ok. 39,0 km – gazociągi (27,5 km) + czynne przyłącza gazowe (11,5 km);
- niskiego ciśnienia o łącznej długości ok. 27,0 km – gazociągi (18,0 km) + czynne przyłącza gazowe (9,0 km).

Na obszarze miasta PSG sp. z o.o. posiada 1 293 szt. czynnych przyłączy gazowych, w tym 608 na średnim ciśnieniu i 685 na niskim. Z ogółu wszystkich przyłączy gazowych 89% stanowią przyłącza do budynków mieszkalnych.

Przebieg sieci gazowniczych na obszarze miasta został przedstawiony na załączonej do opracowania mapie systemu gazowniczego.

Operator nie stwierdza bezpośrednich zagrożeń mogących mieć wpływ na ograniczenie dostaw gazu do odbiorców.

Zaopatrzenie w gaz ziemny może być realizowane poprzez budowę dystrybucyjnej sieci gazowej pod warunkiem spełnienia warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia, na zasadach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego, zgodnie z przepisami wynikającymi z ustawy Prawo budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. (tekst jednolity Dz.U. 2020, poz. 1333 z późn. zm.) oraz ustawy Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (tekst jednolity Dz.U. 2021, poz. 716 z późn. zm.).

6.3 Odbiorcy i zużycie gazu

Gaz ziemny wysokometanowy dostarczany jest do ok. 1,9 tys. odbiorców na terenie Turku siecią dystrybucyjną PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu.

Zużycie gazu ziemnego sieciowego w 2020 r. wynosiło ok. 7,5 mln m³. W ostatnich latach obserwujemy wzrost liczby odbiorców oraz zużycia gazu.

Wielkości rocznej sprzedaży gazu przez PSG sp. z o.o. w latach 2017-2020 w podziale na grupy taryfowe na terenie miasta zestawiono w poniższej tabeli.

Tabela 6-2. Liczba odbiorców oraz sprzedaż gazu w latach 2017-2020 na terenie miasta Turku

Grupa taryfowa	2017		2018		2019		2020	
	Dystrybucja gazu [m ³]	Liczba odbiorców	Dystrybucja gazu [m ³]	Liczba odbiorców	Dystrybucja gazu [m ³]	Liczba odbiorców	Dystrybucja gazu [m ³]	Liczba odbiorców
W-1.1	84 430	839	89 178	848	104 887	842	96 182	822
W-1.2	595	2	1 177	5	215	2	1 475	8
W-2.1	203 157	300	207 514	281	204 336	274	265 338	312
W-2.2	9 927	13	13 830	34	23 296	42	25 320	47
W-3.6	1 155 408	487	1 104 808	485	1 112 440	511	1 178 382	520
W-3.9	199 990	80	253 994	104	272 608	125	300 821	135
W-4	229 827	16	219 397	16	219 691	18	198 067	19
W-5.1	503 464	13	550 228	14	599 833	13	634 954	13
W-6.1	2 398 548	5	2 382 295	6	3 365 818	4	3 344 350	4
W-7.A.1	1 092 218	1	1 549 213	2	1 523 846	2	1 487 795	2
Razem	5 877 564	1 756	6 371 634	1 795	7 426 970	1 833	7 532 684	1 882

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

PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. jest jednym z wielu sprzedawców paliwa gazowego w Polsce. Poniższe dane dotyczące ilości odbiorców oraz dostarczanego paliwa mogą nie odzwierciedlać w pełni faktycznego stanu.

Sprzedaż gazu przez PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. - Poznański Obszar Sprzedaży na teren Turku kształtuje się aktualnie (za rok 2020) na poziomie ok. 37,5 GWh, tj. ok. 3,4 mln m³. Wg pozyskanych informacji w 2020 r. PGNiG OD sp. z o.o. sprzedał w mieście Turku gaz sieciowy do ponad 1,8 tys. odbiorców, w tym m.in.: do 1 730 gospodarstw domowych (ok. 95%) oraz do 11 odbiorców z kategorii „Przemysł i budownictwo”. Najważniejszą odbiorcą gazu pod względem zużycia u tego sprzedawcy w chwili obecnej są również gospodarstwa domowe zużywając w 2020 r. ok. 18,0 GWh gazu (ok. 1,6 mln m³), co stanowi ponad 48% całkowitej rocznej sprzedaży PGNiG OD sp. z o.o. Na drugim miejscu plasują się „Przemysł i budownictwo” – 9,9 GWh (ok. 0,9 mln m³ – ok. 26% całkowitej sprzedaży), a następnie „Handel i usługi” – 9,5 GWh (ok. 0,8 mln m³ – 25%).

W tabelach poniżej przedstawiono odpowiednio liczbę odbiorców gazu sieciowego i wielkość sprzedaży gazu ziemnego na terenie miasta w latach 2017-2020 wg danych z PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. - Poznański Obszar Sprzedaży, natomiast na wykresie pokazano strukturę zużycia gazu ziemnego w Turku.

Tabela 6-3. Liczba odbiorców gazu w mieście z PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w latach 2017-2020

Rok	Gospodarstwa domowe		Przemysł i budownictwo	Usługi / Handel	Pozostali	RAZEM
	ogółem	w tym ogrzewający mieszkania				
2017	1 595	948	10	67	1	1 673
2018	1 662	964	11	72	1	1 746
2019	1 691	866	11	79	1	1 782
2020	1 730	925	11	79	1	1 821

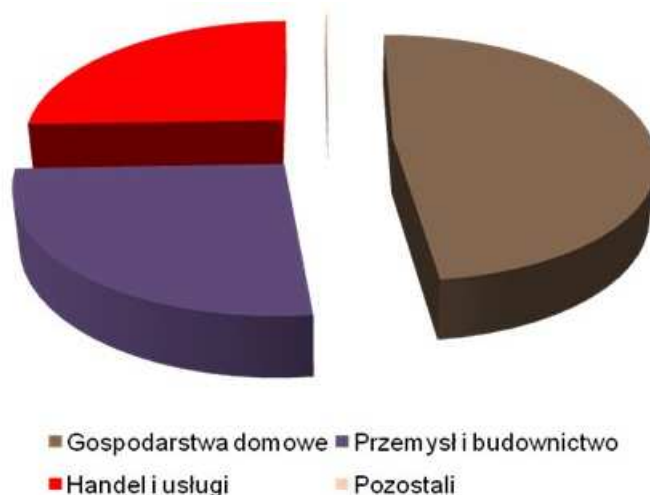
Źródło: PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Poznański Obszar Sprzedaży

Tabela 6-4. Sprzedaż gazu w mieście z PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w latach 2017-2020 [MWh]

Rok	Gospodarstwa domowe		Przemysł i budownictwo	Usługi / Handel	Pozostali	RAZEM
	ogółem	w tym ogrzewający mieszkania				
2017	15 394,0	15 293,0	3 202,8	10 179,8	75,3	28 851,9
2018	16 455,0	14 912,0	16 455,0	9 873,0	75,0	36 742,0
2019	16 311,4	9 568,4	18 855,3	10 463,8	63,5	45 694,0
2020	18 030,0	16 909,4	9 862,1	9 500,4	66,3	37 458,8

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

Rysunek 6-1. Struktura zużycia gazu ziemnego w Turku wg danych PGNiG – dane za 2020 r.



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

Obserwuje się ciągły wzrost zużycia gazu w gospodarstwach domowych – średnio na poziomie ok. 0,66 GWh rocznie, co spowodowane jest głównie zmianą sposobu ogrzewania. Sprzedaż gazu dla odbiorców z kategorii „Handel i Usługi” utrzymuje się na stałym poziomie ok. 9,5÷10,5 GWh, natomiast dla odbiorców z kategorii „Przemysł i budownictwo” sprzedaż ulega znacznym wahaniom (w 2020 r. sprzedaż spadła niemal dwukrotnie).

Wśród gospodarstw domowych na wahania zużycia gazu istotny wpływ mają warunki pogodowe, głównie w sezonie grzewczym jak również zmiany cen gazu. W grupie odbiorców kategorii „Przemysł i budownictwo” obserwuje się znaczny spadek zużycia gazu, co z dużym prawdopodobieństwem może być spowodowane zawieraniem przez przedsiębiorstwa umów z innymi sprzedawcami paliwa gazowego w związku z otwarciem rynku gazu.

Dokładna identyfikacja podmiotów przemysłowych z terenu miasta, którzy zdecydowali się na zakup gazu sieciowego u innego niż dotychczas sprzedawcy (tj. PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. - Poznański Obszar Sprzedaży) jest niestety niemożliwa. PGNiG nie dysponuje takimi informacjami.

6.4 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Uzgodniony przez Prezesa URE „Plan Rozwoju **Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.** na lata 2020-2029” zakłada realizację przebudowy odcinków gazociągów Odolanów – Adamów DN 500 oraz gazociągu Odolanów – Adamów DN 400.

W obowiązującym Planie inwestycyjnym **Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o.** nie ma zaplanowanych zadań związanych z rozbudową sieci gazowej na terenie Turka.

6.5 Ocena stanu systemu gazowniczego

Uwzględniając fakt, że system gazowniczy jest systemem ogólnokrajowym, ocena bezpieczeństwa zasilania miasta Turku 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 jest w znacznej swej części uzbrojony w sieci gazowe. System gazowniczy nie obejmuje północnych obszarów miasta (północna część obszaru jednostki bilansowej 6 Zachód oraz obszar jednostki bilansowej 7 Północ), północno-zachodniego (jednostka bilansowa 6 Zachód), południowego (jednostka bilansowa 4 Poduchowne) oraz rejonu byłej elektrowni (jednostka bilansowa 9 Elektrownia).

Zaopatrzenie odbiorców w gaz ziemny sieciowy odbywa się poprzez stację redukcyjno-pomiarową I st. oraz 6 stacji II st., dysponujących znacznymi rezerwami przepustowości, pozwalającymi na zapewnienie stabilności dostaw gazu. Zrealizowana w 2014 r. budowa gazociągu relacji Gustorzyn-Odolanów zwiększa bezpieczeństwo zaopatrzenia miasta w gaz ziemny sieciowy.

Sieć gazowa eksploatowana przez PSG sp. z o.o. posiada rezerwy przepustowości – w szczególności sieć średniego ciśnienia.

Spółka na bieżąco podejmuje działania w celu zapewnienia dostaw gazu dla zgłaszanych nowych odbiorców, jak również utrzymania ciągłości jego dostaw oraz bezpieczeństwa eksploatacji systemu. Decyzja o dalszej rozbudowie sieci gazowej na przedmiotowym terenie może zostać podjęta po zbadaniu zainteresowania potencjalnych odbiorców gazu oraz po wykonaniu analizy jej technicznej i ekonomicznej opłacalności.

Rozwój potencjalnych lokalnych układów kogeneracyjnych (lub trigeneracyjnych), dla których gaz ziemny sieciowy stanowi najczęściej podstawowe paliwo, może być podstawą dywersyfikacji układu zasilania odbiorców z terenu miasta w ciepło i energię elektryczną.

7. Analiza porównawcza cen energii i jej nośników

Analiza cen energii przyjęta w niniejszym rozdziale obejmuje taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE wg stanu na dzień 12 sierpnia 2021 r.

7.1 Taryfy dla ciepła

Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Turku poprzez Wydział Energetyki Ciepłej prowadzi działalność gospodarczą związaną z przesyłaniem, dystrybucją oraz obrotem ciepła własnymi sieciami ciepłowniczymi. WEC jest głównym dostawcą energii cieplnej i ciepłej wody użytkowej do instytucji i mieszkańców funkcjonujących na terenie miasta Turek.

Przedsiębiorstwo posiada aktualną taryfę dla ciepła zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr OPO.4210.35.2020.ASz1 z dnia 20 października 2020 r.

W chwili obecnej PGKiM Sp. z o.o. zakupuje ciepło ze źródła systemowego - Ciepłowni Getec należącej do GETEC Polska Sp. z o.o. i przesyła do odbiorców siecią ciepłowniczą nr 1. Ponadto od 2018 r. przedsiębiorstwo eksploatuje kotłownię osiedlową przy ul. Górniczej skąd ciepło przesyłane jest do odbiorców siecią ciepłowniczą nr 2.

Do dnia 31.12.2017 r. ciepło było dostarczane z Elektrowni „Adamów” (Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.), która została wygaszona z dniem 01.01.2018 r.

Poniższa tabela podaje zestawienie składników taryfowych za wytwarzanie ciepła i jego przesył dla poszczególnych grup taryfowych dla ciepła z obecnych źródeł ciepła. W tabeli podano również tzw. „uśredniony koszt ciepła” (w źródle, za przesył oraz łącznie u odbiorcy). Wielkość ta została obliczona przy następujących założeniach:

- zamówiona moc cieplna 1 MW,
- statystyczne roczne zużycie ciepła 7 000 GJ *,
- nie uwzględniono ceny nośnika ciepła.

* – przyjęto na podstawie roku 2020

Dla zobrazowania poziomu kosztów ciepła ponoszonych przez odbiorcę za ogrzewanie pomieszczeń w Turku w kolejnej tabeli porównano uśredniony koszt 1 GJ ciepła w Turku, obliczony wg założeń jw., z kosztem ciepła z wybranych systemów ciepłowniczych w Polsce, obliczonym przy założeniu sprzedaży 6 000 GJ na 1 MW mocy zamówionej – jako najbardziej zbliżonej do wielkości występującej najczęściej w znanych autorom opracowania systemach ciepłowniczych w Polsce. Koszt ciepła został obliczony wg zasad omówionych powyżej i przy założeniu, że odbiorcy zaopatrywani są w ciepło w postaci gorącej wody siecią ciepłowniczą sprzedawcy, do węzła cieplnego należącego do odbiorcy, czyli na tzw. „wysokim parametrze”. Wartości w tabeli zestawiono rosnąco wg uśrednionego kosztu łącznie u odbiorcy.

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

Tabela 7-1. Wyciąg z taryfy dla ciepła Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej sp. z o.o. w Turku (w cenach brutto)

Dystrybucja	Źródło	Grupa odbiorców		Stawka za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniony koszt ciepła w źródle	Opłata za usługi przesyłowe		Uśredniony koszt za przesył ciepła	Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy
				zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	stała	zmienna		
							zł/MW/rok	zł/GJ	zł/MW/rok	zł/GJ
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Turku	GETEC Polska Sp. z o.o.	B1	Odbiorcy ciepła wytworzonego przez wytwórcę ciepła, dostarczanego siecią ciepłowniczą nr 1 do indywidualnych węzłów cieplnych należących do sprzedawcy ciepła	199 625,85	48,40	76,92	73 751,92	17,15	27,68	104,60
		B2	Odbiorcy ciepła wytworzonego przez wytwórcę ciepła, dostarczanego siecią ciepłowniczą nr 1 do indywidualnych węzłów cieplnych należących do odbiorców i eksploatowanych przez odbiorców ciepła	199 625,85	48,40	76,92	45 770,87	16,43	22,97	99,89
		B3	Odbiorcy ciepła wytworzonego przez wytwórcę ciepła, dostarczanego siecią ciepłowniczą nr 1 do grupowych węzłów cieplnych należących do sprzedawcy ciepła	199 625,85	48,40	76,92	80 177,16	21,55	33,00	109,92
	Lokalny (osiedlowy) system ciepłowniczy przy ul. Górniczej w Turku	A1	Odbiorcy ciepła wytwarzanego w źródle ciepła należącym do sprzedawcy, dostarczanego siecią ciepłowniczą nr 2, poprzez węzły na potrzeby c.w.u. sprzedawcy oraz na potrzeby c.o. bezpośrednio do odbiorcy	227 892,79	49,05	81,61	72 635,09	17,12	27,50	109,11

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

Miasto	Przedsiębiorstwo energetyczne / Źródło	Uśredniony koszt w źródle	Uśredniony koszt za przesył	Uśredniony koszt u odbiorcy
		[zł/GJ]	[zł/GJ]	[zł/GJ]
Śrem	Ciepłownia Śrem Sp. z o.o. / źródło ciepła zlokalizowane przy ul. Staszica 1	65,85	11,14	76,99
Września	Veolia Energia Poznań S.A. / źródło ciepła zlokalizowane we Wrześni przy ul. Sikorskiego 25	63,35	16,34	79,70
Ostróda	MPEC Sp. z o.o. w Ostródzie / źródło ciepła zlokalizowane w Ostródzie przy ul. Demokracji	68,15	13,92	82,07
Bolesławiec	ZEC Sp. z o.o. z siedzibą w Bolesławcu / Ciepłownia Centralna przy ul. Gałczyńskiego	59,30	24,28	83,58
Mława	PEC w Mławie Sp. z o.o. / Kociołnia przy ul. Powstańców Styczniowych 3 w Mławie	72,55	11,48	84,03
Jasło	MPGK Sp. z o.o. w Jasle / EC Gazowa Jasło	70,42	13,71	84,13
Wadowice	PEC "TERMOWAD" Sp. z o.o. / kotłownia przy ul. Młyńskiej	62,54	25,54	88,09
Cieszyn	Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o. z siedziba w Cieszynie / źródło ciepła zlokalizowane przy ul. Mostowej	62,98	26,24	89,22
Brzeg	BPEC Sp. z o.o. z siedzibą w Brzegu / źródło ciepła zlokalizowane przy ul. Ciepłowniczej	73,03	19,83	92,86
Zgorzelec	ZPEC w Zgorzelcu Sp. z o.o. / źródło ciepła ZPEC	76,03	21,12	97,15
Konin	MPEC Konin Sp. z o.o. / ZE PAK S.A. + MZGOK Sp. z	64,33	32,91	97,24
Turek	PGKiM Sp.z o.o. w Turku / GETEC Polska Sp. z o.o.	81,67	24,06	105,73
Łowicz	ZEC w Łowiczu Sp. z o.o. / kotłownia węglowa przy ul. Kolejowej 16	103,73	35,99	139,71

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła

Z powyższych porównań dla terenu Turku wynika, że najniższym uśrednionym kosztem wytworzenia ciepła w źródle, spośród rozpatrywanych przedsiębiorstw, charakteryzuje się ciepło oferowane odbiorcom z obszaru Bolesławca przez ZEC Sp. z o.o., gdzie uśredniony koszt ciepła w źródle wynosi ok. 59 zł/GJ brutto. Natomiast najwyższym kosztem wytworzenia charakteryzuje się ciepło z kotłowni węglowej ZEC w Łowiczu Sp. z o.o. i wynosi ok. 104 zł/GJ brutto. Uśredniony koszt ciepła w źródle na potrzeby odbiorców ciepła sieciowego w Turku z GETEC Polska Sp. z o.o. plasuje się powyżej średniej i wynosi ok. 82 zł/GJ brutto.

Najniższy uśredniony koszt za przesył 1 GJ ciepła oraz całkowity koszt ciepła u odbiorcy, spośród przedsiębiorstw energetycznych poddanych analizie, oferuje Ciepłownia Śrem Sp. z o.o. Uśredniony koszt przesyłu 1 GJ ciepła wynosi tam ok. 11 zł brutto, a całkowity koszt ciepła u odbiorcy ok. 77 zł/GJ brutto. Natomiast najwyższy uśredniony jednostkowy koszt przesyłu 1 GJ ciepła (ok. 36 zł/GJ brutto) oraz całkowity koszt ciepła u odbiorcy (ok. 140 zł/GJ brutto) oferowany jest klientom z terenu Łowicza.

Uśredniony koszt przesyłu ciepła sieciowego w Turku oferowany przez PGKiM Sp. z o.o. kształtuje się powyżej średniej i wynosi ok. 24 zł/GJ brutto, a całkowity jednostkowy koszt ciepła u odbiorcy ok. 106 zł/GJ.

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

Dla porównania z kosztami ciepła z systemów ciepłowniczych, obliczono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z kotłowni gazowej, zakładając poziom mocy zamówionej w wysokości 1 MW (ok. 120 Nm³/h – grupa taryfowa W-6A PSG) i zużyciu 6 000 GJ/rok. Sprawność urządzenia przetwarzającego przyjęto na poziomie 90%, zaś wartość opałową 35,5 MJ/Nm³. Przy tak sformułowanych założeniach jednostkowy koszt ciepła z kotłowni gazowej kształtuje się na poziomie 84 zł/GJ brutto. Po analizie powyższych danych zauważyć można, że jednostkowy koszt ciepła z kotłowni gazowej jest porównywalny z ciepłem w źródle GETEC Polska Sp. z o.o. (bez uwzględnienia opłat za przesył ciepła), oferowanym przez PGKiM Sp. z o.o. w Turku.

Dla zobrazowania wysokości kosztów ponoszonych przez odbiorców ciepła w poniższej tabeli przedstawiono porównanie cen paliw dostępnych na rynku w zł za jednostkę energii dla poniżej przyjętych założeń:

- koszt gazu ziemnego wyliczono na podstawie aktualnych taryf: PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. (Taryfa w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 10 - z późn. zm.) oraz PSG sp. z o.o. (Taryfa nr 9 dla usług dystrybucji paliw gazowych). Koszt gazu ziemnego uwzględnia zarówno cenę gazu oraz stawkę opłat za usługi przesyłowe w ramach umowy kompleksowej, przy założeniu, że roczne zużycie gazu (wg grupy taryfowej W-3.6) kształtuje się na poziomie 4 000 m³ (tj. ok. 43 900 kWh/rok);
- koszt ogrzewania energią elektryczną wyliczono na podstawie aktualnych taryf: ENERGA-Operator S.A. (decyzja nr DRE.WPR.4211.9.11.2020.JSz z dnia 14 stycznia 2021 r.) oraz ENERGA-Obrót S.A. (decyzja nr DRE.WPR.4211.7.11.2020.JSz z dnia 17 grudnia 2020 r.); przy założeniu korzystania z taryfy G12, zużycia rocznego na poziomie 9 600kWh oraz 70% wykorzystywania energii w nocy i 30% w dzień;
- w przypadku pozostałych paliw cena obliczona została na podstawie aktualnych cen oferowanych na rynku przez producentów i sprzedawców danego nośnika energii;
- koszty zostały podane w kwotach brutto.

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

Nośnik energii	Cena paliwa		Wartość opałowa		Sprawność %	Koszt ciepła zł/GJ
	kwota	jedn.	-	jedn.		
węgiel groszek	620	zł/Mg	28	GJ/Mg	80	28
węgiel orzech	690	zł/Mg	30	GJ/Mg	75	31
węgiel kostka	760	zł/Mg	29	GJ/Mg	75	35
brykiet opałowy drzewny	800	zł/Mg	19,5	GJ/Mg	75	55
gaz ziemny (taryfa W-3.6 PSG)	1,928	zł/m ³	39,1	MJ/m ³	90	55
gaz płynny	3 840	zł/Mg	46	GJ/Mg	90	93
olej grzewczy Ekoterm Plus	2 600	zł/Mg	42,6	GJ/Mg	85	72
energia elektryczna (taryfa G-12)	0,411	zł/kWh	-	-	-	114

Uwaga: Odbiorcy energii elektrycznej ogrzewający mieszkania mogą skorzystać z następujących grup taryfowych: G11, G12, G12w, G12as, G13. Za świadczone usługi rozliczani będą wg stawek opłat właściwych dla stref czasowych określonych w taryfie. Do wyboru odpowiedniej taryfy należy podejść indywidualnie.

Z powyższego zestawienia wynika, że istnieją rozbieżności pomiędzy jednostkowymi kosztami ciepła uzyskanymi z poszczególnych nośników energii, które stanowią tylko jeden ze składników całkowitej opłaty za zużycie energii. W jej skład wchodzi również m.in.: koszt urządzenia przetwarzającego energię, koszt obsługi i konserwacji, koszty dostawy itp.

7.2 Taryfa dla energii elektrycznej

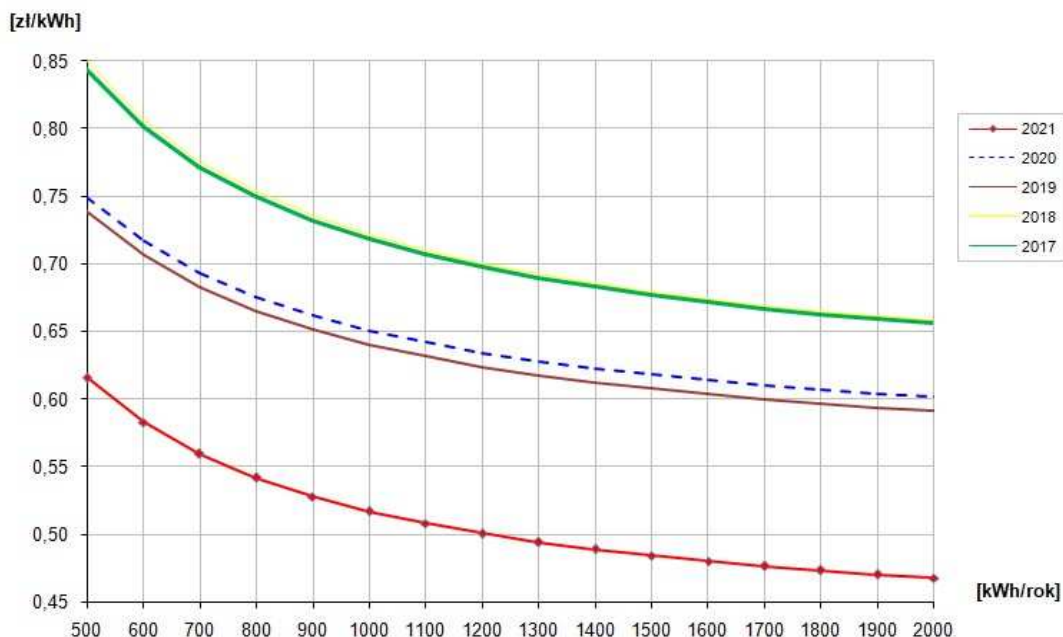
Odbiorcy energii elektrycznej są za nią rozliczani według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Podział odbiorców na grupy odbywa się przy uwzględnieniu następujących kryteriów: poziom napięcia sieci w miejscu dostarczenia energii, wartość mocy umownej, system rozliczeń, zużycie roczne energii i liczba stref czasowych. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. 2019, poz. 503 ze 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 Miasta Turek aktualnie świadczy ENERGA-Operator S.A. Oddział w Kaliszu. Spółka posiada aktualną taryfę dla dystrybucji energii elektrycznej zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 14 stycznia 2021 roku o nr DRE.WPR.4211.9.11.2020.JSz.

Sprzedazą energii elektrycznej, na omawianym terenie, zajmuje się ENERGA-Obrót S.A. Ostatnia taryfa dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G została zatwierdzona Decyzją Prezesa URE nr DRE.WPR.4211.7.11.2020.JSz z dnia 17 grudnia 2020 r.

Na poniższym wykresie przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G11 (układ 1-fazowy bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu na przestrzeni ostatnich lat dla klientów korzystających z usług ww. przedsiębiorstw energetycznych.

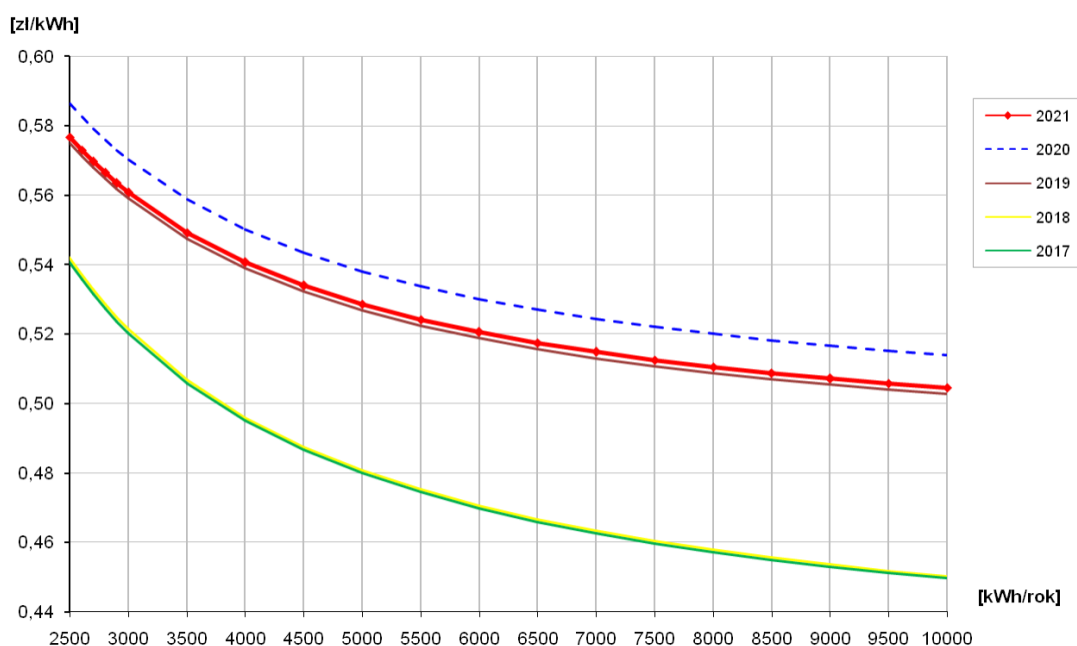
Rysunek 7-1. Zmiana jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej u odbiorcy w grupie taryfowej G11 w latach 2017-2021



W podanych latach jednostkowy koszt energii elektrycznej ulegał znacznym wahaniom, jednakże w roku 2021 r. zauważalny jest znaczny spadek cen względem roku 2017/2018. Dla rocznego zużycia na poziomie 2000 kWh koszt w 2021 r. wynosił ok. 47 gr/kWh co stanowi ok. 71% ceny w roku 2017.

Poniżej przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G12 (układ 3-fazowy bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2017-2021 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych ENERGA-Operator S.A. oraz kupujących energię elektryczną od ENERGA-Obrót S.A. Założono wykorzystanie energii na poziomie 70% w nocy i 30% w dzień.

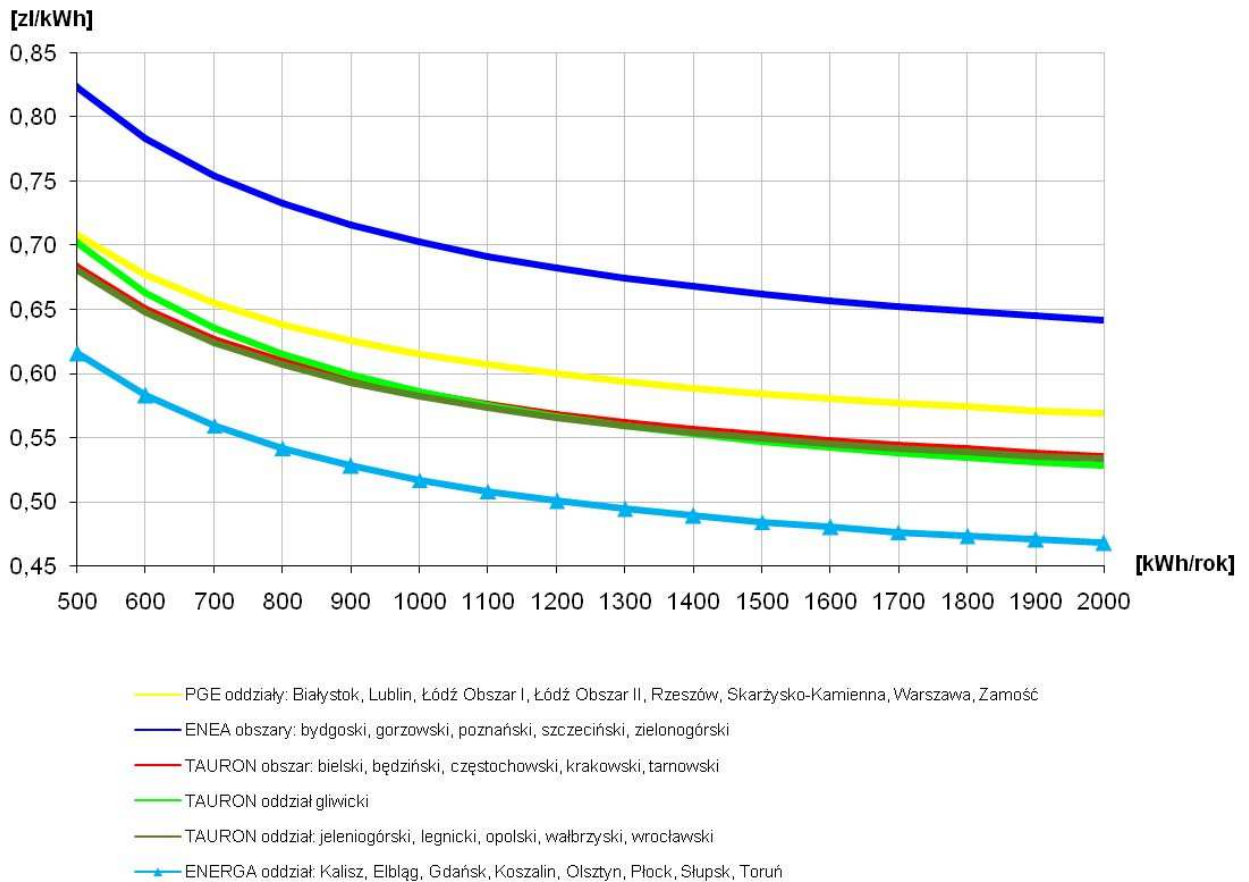
Rysunek 7-2. Zmiana jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej u odbiorcy w grupie taryfowej G12 w latach 2017-2021



W grupie taryfowej G12 w latach 2017-2020 koszt zakupu energii elektrycznej wzrastał - natomiast w 2021 r. spadł względem roku poprzedniego. Rok 2017 charakteryzował się najniższą jednostkową ceną energii elektrycznej, w porównaniu z analizowanymi latami, a 2020 najwyższą. Obniżka/wzrost cen energii dla klientów indywidualnych związana jest z cenami na rynku hurtowym.

Poniżej przedstawiono porównanie jednostkowych kosztów energii elektrycznej brutto (cena u odbiorcy) w grupie taryfowej G11 w ENERGA - Operator S.A. oraz ENERGA - Obrót S.A. na tle wybranych zakładów elektroenergetycznych w kraju.

Rysunek 7-3. Porównanie jednostkowego kosztu energii elektrycznej u odbiorcy w taryfie G11 z wybranych zakładów elektroenergetycznych w kraju



Jak z poniższego wynika, jednostkowy koszt zakupu energii elektrycznej oferowany przez ENERGE w grupie taryfowej G11 na terenie Turku dla zużycia większego niż ok. 500 kWh jest najniższy spośród analizowanych przedsiębiorstw energetycznych. Jednostkowy koszt zakupu energii elektrycznej brutto, w zależności od rocznego zapotrzebowania, wynosi:

- przy rocznym zapotrzebowaniu na poziomie 500 kWh dla ENERGA – ok. 62 gr
- przy rocznym zapotrzebowaniu na poziomie 2 000 kWh dla ENERGA – ok. 47 gr.

7.3 Taryfa dla paliw gazowych

Gaz ziemny wysokometanowy dostarczany jest odbiorcom na terenie Turku przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu, która zajmuje się dystrybucji gazu, zaś za handlową obsługą klientów odpowiada PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. – Poznański Obszar Sprzedaży.

Aktualną wysokość opłat za gaz ziemny wysokometanowy dla poszczególnych grup taryfowych przedstawiono w „Taryfie PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 10” zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr DRG.DRG-2.4212.31.2020.ASk2 z dnia 17 grudnia 2020 r., zmieniona dnia 16 lipca 2021 r. oraz w „Taryfie PSG Sp. z o.o. nr 9 dla usług dystrybucji paliw gazowych” zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr DRG. DRG – 2.4212.30.2020.AIK z dnia 13 stycznia 2021 r.

Odbiorcy za dostarczone paliwo i świadczone usługi płacą stawki zdefiniowane poprzez grupy taryfowe. Kwalifikacja odbiorców do grup taryfowych dokonywana jest indywidualnie dla każdego miejsca odbioru w oparciu m.in. o następujące kryteria: rodzaj paliwa gazowego, moc umowną, roczną ilość pobieranego paliwa gazowego oraz system rozliczeń. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 12 lutego 2021 r. (t.j., Dz. U. 2021, poz. 280) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Opłata za dostarczony gaz stanowi sumę:

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

Zgodnie z postanowieniami ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (t.j., Dz.U. 2020, poz. 722, ze zm.), począwszy od dnia 1 listopada 2013 r. sprzedaż paliwa gazowego podlega opodatkowaniu akcyzą. Stawki akcyzy dla paliwa gazowego są zróżnicowane ze względu na jego przeznaczenie. Istotne z punktu widzenia konsumenta jest zwolnienie z akcyzy sprzedaży paliwa gazowego przeznaczonego do celów opałowych przez gospodarstwa domowe. Celem opałowym jest np. wykorzystanie paliwa gazowego do ogrzewania pomieszczeń, ogrzewania wody użytkowej lub podgrzewania posiłków.

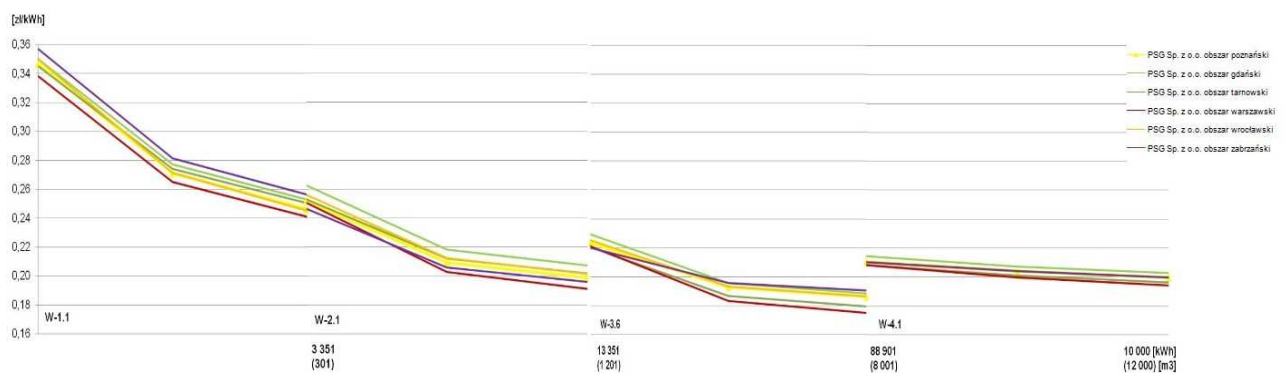
Ponadto od 2014 r. zmianie uległa jednostka rozliczenia zużycia gazu ziemnego, w związku z czym przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz wykonujące usługę przesyłu i dystrybucji dokonują rozliczenia z odbiorcami w jednostkach energii – kilowatach [kWh].

Ilość energii zawartej w paliwie gazowym stanowi iloczyn ilości paliwa gazowego [m³] i współczynnika konwersji [kWh/m³], który dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E wynosi ok. 11 kWh/m³.

Pomimo ww. zmian jakie nastąpiły w ostatnim czasie, na wykresach poniżej (w celu porównania z wcześniejszymi latami) przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu w latach 2017-2021 w jednostkach objętości [zł/Nm³].

Na poniższym wykresie przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu w latach 2017-2021 r. dla grup taryfowych W-1.1 do W-4 (dla gospodarstw domowych zwolnionych z akcyzy) dla wartości granicznych rocznego zużycia gazu w poszczególnych grupach. Koszt zakupu gazu podano w zł/m³ przeliczając stawki podane w zł/kWh za pomocą współczynnika konwersji wg taryf przedsiębiorstw gazowniczych. Wartości na wykresach uwzględniają podatek od towarów i usług VAT w wysokości 23%.

Rysunek 7-4. Jednostkowa cena zakupu gazu wysokometanowego dla grup taryfowych W-1.1 do W-4

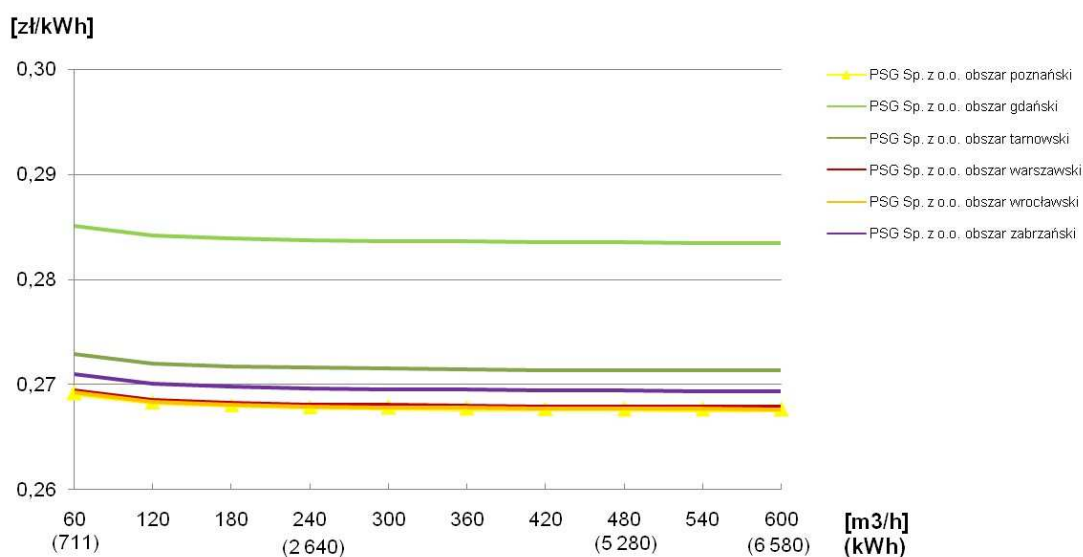


Wnioskiem nasuwającym się po analizie powyżej przedstawionego wykresu jest zauważalna różnica w opłatach za gaz zużywany przez odbiorców, którzy znajdują się „na granicy” grup taryfowych, np. odbiorca będący w grupie taryfowej W-3.6 i zużywający rocznie 8 100 Nm³/rok gazu zapłaci rocznie o ok. 2,4 tys. zł mniej niż odbiorca z grupy W-4 zużywający 8 101 Nm³/rok. Zasadnym jest więc, aby odbiorcy gazu, którzy znajdują się „na granicy” grup taryfowych, dokładnie przeanalizowali swoje zużycie i jeżeli jest taka możliwość, ograniczyli je tak, by znaleźć się w niższej grupie taryfowej.

Na poniższym wykresie ukazano wielkość jednostkowego zakupu gazu wysokometanowego dla grupy taryfowej W-6.1(A) w oddziałach PSG sp. z o.o.

Cena gazu dla wszystkich oddziałów PSG sp. z o.o. jest stała i dla taryfy W-6A wynosi ok. 0,16 zł/kWh (w przeliczeniu: 1,75 zł/m³).

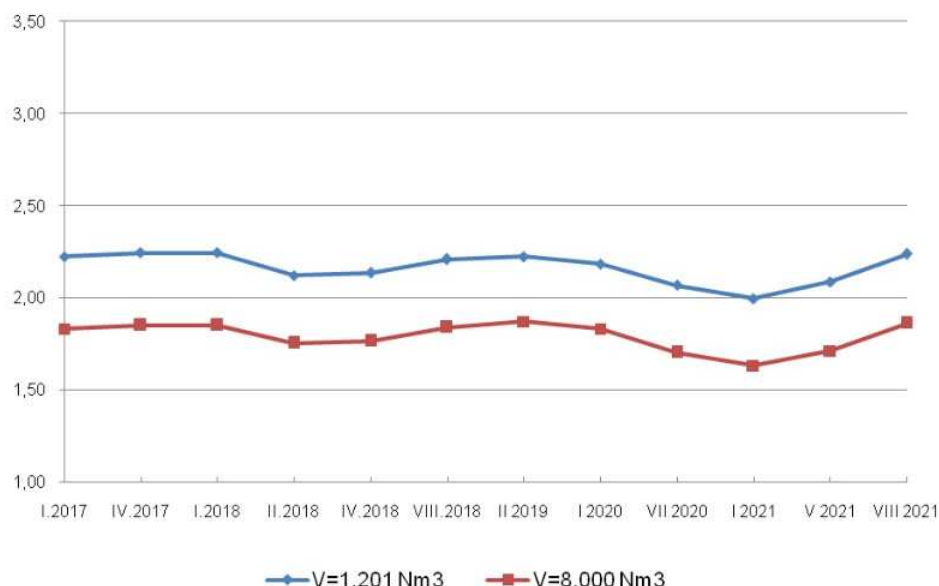
Rysunek 7-5. Jednostkowy koszt brutto gazu u odbiorcy w grupie taryfowej W-6.1A



Powyższy wykres pokazuje, że ceny gazu w grupie taryfowej W-6A, w obszarze poznańskim i warszawskim, są na najniższym poziomie w porównaniu z pozostałymi oddziałami w kraju. Jednostkowy koszt brutto gazu u odbiorcy w tej grupie taryfowej dla obszaru miasta Turku wynosi ok. 27 gr przy zużyciu 120 000 Nm³/rok.

Na poniższym wykresie przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu w latach 2017-2021 dla grupy taryfowej W-3.6 (dla gospodarstw domowych zwolnionych z akcyzy) dla wartości granicznych rocznego zużycia gazu w obszarze taryfowym poznańskim.

Rysunek 7-6. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie taryfowej W-3.6 [zł/Nm³]



W latach 2017-2021 jednostkowy koszt gazu w grupie taryfowej W-3.6 ulegał wahaniom – można zaobserwować spadek cen w roku 2018 oraz 2020. W połowie roku 2021 koszt zakupu gazu ponownie wzrósł – o ok. 11% w porównaniu z początkiem roku.

8. Ocena przewidywanych zmian zapotrzebowania na nośniki energii

8.1 Wprowadzenie

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

W analizie uwzględniono obowiązujące miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego oraz studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta. Ponadto w ramach określenia nowych obszarów rozwoju oparto się na konsultacjach z Urzędem Miejskim w Turku.

Podane w niniejszym opracowaniu zestawienia wielkości bilansowych mają określony szacunkowy stopień dokładności wynikający z uzyskanych informacji. Dotyczy to głównie wielkości związanych z możliwościami terenowymi i oceną realności ich wykorzystania. Ten szacunkowy bilans daje podstawę do oceny, czy nie występują zagrożenia ze strony źródeł zasilania oraz zdolności przesyłowych głównych systemów zaopatrzenia w energię. Jednocześnie przeprowadzone analizy pozwalają dokonać oceny atrakcyjności wskazywanych do rozwoju obszarów.

Głównym czynnikiem warunkującym zaistnienie zmian w zapotrzebowaniu na wszelkiego typu nośniki energii jest dynamika rozwoju miasta ukierunkowana w wielu płaszczyznach. Elementami wpływającymi bezpośrednio na rozwój miasta są:

- zmiany demograficzne uwzględniające zmiany w ilości oraz strukturze wiekowej i zawodowej ludności, migracja ludności;
- rozwój zabudowy mieszkaniowej;
- rozwój szeroko rozumianego sektora usług obejmującego m.in.:
 - działalność handlową, usług komercyjnych i komunikacyjnych,
 - 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 miasta;
- konieczność likwidowania zagrożeń ekologicznych.

Sporządzanie długoterminowych 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 takich czynników jak: temperatura zewnętrzna, stan pogody, pora dnia, dzień tygodnia, sezony wakacyjne, warunki ekonomiczne. W znaczeniu długoterminowym należy ująć oszacowanie poziomów zapotrzebowania szczytowego, na podstawie prognoz przyrostu gęstości zabudowy, dokonując pełnej oceny możliwych rozkładów przyszłych wartości zapotrzebowania, ważnych z punktu widzenia prognozy oraz niezbędnych dla oceny i zabezpieczenia ryzyka finansowego związanego ze zmiennością zapotrzebowania i niepewnością prognozy. Określone szczytowe zapotrzebowanie mocy w danym czasie jest związane z zakresem niepewności powodowanym błędami prognoz rozwoju czynników takich jak: wielkość populacji, przemiany technologiczne, warunki ekonomiczne, przeważające warunki pogodowe, jak również z ogólną przypadkowością właściwą dla określonego zjawiska.

Prognozy krótkoterminowe sporządzane są na okres jednego roku lub krótszy, nie są nadmiernie obciążone ryzykiem regulacyjnym lub technologicznym, jednakże pojawienie się lub nagła upadłość dużego odbiorcy przemysłowego, może mieć na nią znaczny wpływ.

Prognozy średnioterminowe sporządzane są na okres od roku do pięciu lat, wykorzystywane są do określenia niezbędnych aktywów cechujących się krótkim czasem niezbędnym do ich zaprojektowania i budowy, takich jak źródła lokalne.

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 jest: określenie wielkości zapotrzebowania, ocena wpływu rozwoju technik energooszczędnych i programów wzrostu sprawności energetycznej. Wynikają z tego dwie kwestie: kiedy dany program wpłynie na wartość zapotrzebowania i w jakim stopniu na zachowanie odbiorców. Elementem decydującym jest cena energii: jeśli wykazuje ciągły wzrost, odbiorcy mogą być motywowani do odpowiedzialności za efektywność wykorzystania energii i chętniej przyłączą się do udziału w realizacji programów oszczędnościowych, jeżeli natomiast wprowadzi się opłaty zależne od pory dnia, większość odbiorców podejmie starania, aby zużyć jak najwięcej energii, w okresach o niższych cenach. Uwzględnienie zachowań odbiorców oddziaływać będzie na trafność prognozy. Prognozy długoterminowe zawsze obarczone są wyższym poziomem ryzyka niż prognozy średnioterminowe. Tak więc trudność oceny wpływu przedsięwzięć oszczędnościowych wzrasta z wydłużeniem horyzontu czasowego prognozy.

Bilansowanie potrzeb energetycznych miasta Turku wynikających z rozwoju budownictwa mieszkaniowego oraz zagospodarowania nowych terenów pod rozwój strefy usług i wytwórczości przeprowadzono dla dwóch okresów – średnioterminowego do roku **2025** i długoterminowego w latach **2026- 2036**.

8.2 Uwarunkowania do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii

8.2.1 Prognoza demograficzna

W latach 2017-2020 obserwujemy spadek liczby mieszkańców miasta średnio o ok. 290 osób/rok, co spowodowane jest głównie migracją ludności oraz ujemnym przyrostem naturalnym. Obecnie miasto zamieszkuje ok. 26,4 tys. osób. Wg prognoz GUS w 2025 r. miasto zamieszkiwać będzie ok. 25,2 tys. osób, natomiast w okresie docelowym w 2036 r. liczba mieszkańców spadnie do ok. 21,9 tys. osób (spadek o ok. 17% w porównaniu ze stanem aktualnym).

Nadmienić należy, że zmiany liczby ludności nie przekładają się wprost na rozwój budownictwa mieszkaniowego. Mają na to również wpływ takie czynniki jak np. postępujący proces poprawy standardu warunków mieszkaniowych i związana z tym rosnąca liczba gospodarstw jednoosobowych.

8.2.2 Rozwój zabudowy mieszkaniowej

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

- 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.

Na terenie miasta obserwuje się relatywnie niską intensywność rozwoju budownictwa mieszkaniowego, przy czym głównie realizowana jest zabudowa jednorodzinna.

Dla budownictwa mieszkaniowego w Turku przewiduje się:

- działania zmierzające do restrukturyzacji i rewitalizacji istniejącej zabudowy,
- wprowadzenie nowej zabudowy jednorodzinnej i wielorodzinnej,
- dogęszczanie istniejącej zabudowy mieszkaniowej.

Zapotrzebowanie na ciepło występujące przy realizacji uzupełnienia ulic zabudową „plom-bową” zredukowane będzie przez działania renowacyjne i modernizacyjne, w trakcie któ-rych dąży się m.in. do zminimalizowania potrzeb cieplnych. Wystąpią również zmiany co do charakteru odbioru i nośnika energii, uwzględniające poprawę standardu warunków mieszkaniowych. Wielkości te są trudne do określenia pod kątem sprecyzowania odpo-wiedzi na pytania w jakiej skali miejscowej i czasowej, gdzie i kiedy realizowane będą wy-mienione zamierzenia. Związane jest to bowiem głównie z możliwościami finansowymi właścicieli budynków, a także Miasta – w przypadku własności komunalnej.

Podstawą do wyznaczenia obszarów przewidywanych pod rozwój zabudowy mieszkaniowej, które generować mogą znaczny przyrost zapotrzebowania na energię, określenia chłonności tych obszarów, jak również szacowanego tempa zabudowy było przeprowa-dzenie analizy aktualnie obowiązujących dokumentów miasta oraz informacji i materiałów przekazanych przez Urząd Miejski. Obszary te zostały przedstawione w tabeli poniżej oraz wskazano je na załączonej do opracowania mapie.

Na terenie miasta znajdują się również obszary - nie uwzględnione w tabeli oraz na mapie terenów rozwoju, ze względu na niewielkie powierzchnie i duże rozproszenie – stanowiące dogęszczenie istniejących obszarów zabudowy mieszkaniowej. Obszary te wymagają je-dynie budowy dodatkowych przyłączy do istniejących sieci energetycznych.

Do obszarów przewidywanych pod rozwój zabudowy mieszkaniowej, ze wskazaniem na rodzaj zabudowy w mieście zaliczamy:

- MW - tereny pod zabudowę mieszkaniową wielorodzinną,
- MN - tereny pod zabudowę mieszkaniową jednorodzinną,
- MW/U - tereny pod zabudowę mieszkaniową wielorodzinną z dopuszczeniem usług,
- MN/U - tereny pod zabudowę mieszkaniową jednorodzinną i usługową.

Tereny pod nową zabudowę mieszkaniową jednorodzinną miasta Turku zlokalizowane są głównie w północnych, a także w południowych i zachodnich rejonach miasta oraz w przy-padku budownictwa wielorodzinnego – we wschodniej części jednostki bilansowej nr 2.

Całkowita powierzchnia nowych obszarów rozwoju budownictwa mieszkaniowego wynosi prawie 200 ha i uległa zagospodarowaniu w ok. 23% względem aktualizacji z 2018 r.

Możliwy łączny przyrost zasobów mieszkaniowych, wynikający z rezerw chłonności wyty-powanych terenów, obecnie może wynieść łącznie ok. 2,3 tys. mieszkań, w tym: ponad 2 tys. budynków jednorodzinnych i prawie 300 mieszkań w zabudowie wielorodzinnej.

Tabela 8-1. Obszary rozwoju budownictwa mieszkaniowego

Lp.	Jedn. bilans.	Ozn. na mapie	Rodzaj zabudowy	Pow. do zagospodarowania	Szacunkowa pełna chłonność ternu (gosp. dom.)		Szacunkowa ilość mieszkań oddanych do użytku w latach	
				ha	jednorod.	wielorodz.	do 2025	2026-2036
1	1	MN.16	mieszkaniowa jednorodzinna	1,1	9		1	2
2	2	MN.23a	mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	16		4	10
3	2	MN.24a	mieszkaniowa jednorodzinna	1,4	20		4	10
4	2	MW.2	mieszkaniowa wielorodzinna	1,0		115	12	12
5	2	MW/U.1	mieszkaniowa wielorodzinna z dopuszczeniem usługowej	1,4		174	0	12
6	3	MN.18	mieszkaniowa jednorodzinna	2,0	21		1	2
7	3	MN.19	mieszkaniowa jednorodzinna	0,9	9		1	2
8	3	MN.21	mieszkaniowa jednorodzinna	1,1	11		1	1
9	3	MN.22	mieszkaniowa jednorodzinna	0,8	8		1	2
10	3	MN/U.8	mieszkaniowa jednorodzinna i usługowa	4,5	48		1	1
11	3	MN/U.9	mieszkaniowa jednorodzinna i usługowa	4,1	43		1	2
12	3	MN/U.10	mieszkaniowa jednorodzinna i usługowa	3,1	32		1	1
13	4	MN.13	mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	11		1	2
14	4	MN.14	mieszkaniowa jednorodzinna	9,1	73		2	1
15	4	MN.15	mieszkaniowa jednorodzinna	2,1	22		1	1
16	4	MN.17a	mieszkaniowa jednorodzinna	17,3	184		4	10
17	4	MN.17b	mieszkaniowa jednorodzinna	17,1	182		4	10
18	4	MN.17c	mieszkaniowa jednorodzinna	5,0	53		4	10
19	5	MN.12	mieszkaniowa jednorodzinna	1,0	10		1	2
20	6	MN.1	mieszkaniowa jednorodzinna	13,3	111		1	1
21	6	MN.2	mieszkaniowa jednorodzinna	26,5	220		1	2
22	6	MN.7	mieszkaniowa jednorodzinna	5,8	61		0	1
23	6	MN.8	mieszkaniowa jednorodzinna	4,9	45		0	1
24	6	MN.9	mieszkaniowa jednorodzinna	4,5	42		0	1
25	6	MN/U.1	mieszkaniowa jednorodzinna i usługowa	1,0	7		1	1
26	6	MN/U.2	mieszkaniowa jednorodzinna i usługowa	1,5	12		1	2
27	6	MN/U.3	mieszkaniowa jednorodzinna i usługowa	4,6	23		1	2
28	7	MN.3a	mieszkaniowa jednorodzinna	11,4	143		0	1
29	7	MN.3b	mieszkaniowa jednorodzinna	15,4	192		0	1
30	7	MN.4	mieszkaniowa jednorodzinna	2,7	33		0	1
31	7	MN/U.4a	mieszkaniowa jednorodzinna i usługowa	10,1	126		0	1
32	7	MN/U.4b	mieszkaniowa jednorodzinna i usługowa	12,9	161		0	1
33	7	MN/U.5	mieszkaniowa jednorodzinna i usługowa	6,5	81		1	1
34	8	MN/U.7	mieszkaniowa jednorodzinna i usługowa	1,0	9		1	2
Razem				198,1	2018	289	52	112

Uwaga: Tereny: MN/U.6, MW/UC.1, MW.1a, MW.1b, MW/U.2, MN.19a, MN.19b, MN.20, MN.5, MN.6, MN.10 o powierzchni ok. 9,5 ha, względem aktualizacji założeń z 2018 r. zostały zagospodarowane i nie uwzględniono ich w obecnej aktualizacji

Lokalizacja obszarów nowej ww. zabudowy mieszkaniowej zaznaczona została na mapie znajdującej się w załączniku do opracowania

Wg Banku Danych Lokalnych GUS w ostatnich 5 latach w Turku oddano do użytku 40 mieszkań (budynków) w zabudowie jednorodzinnej oraz 12 mieszkań w zabudowie wielorodzinnej. Na podstawie powyższego dla dalszych analiz przyjęto, że w zrównoważonym wariantcie rozwoju miasta przyrost zabudowy mieszkaniowej odbywać się będzie ze średnim tempem 8 oddawanych rocznie mieszkań (budynków) w zabudowie jednorodzinnej oraz raz na 5 lat 1 budynku wielorodzinnego z 12 mieszkaniami. Utrzymanie takiego tempa rozwoju przełoży się na oddanie do użytku ok. 164 mieszkań w okresie docelowym (do 2036 r.), wykorzystując ok. 7% rezerw pod zabudowę mieszkaniową.

Powierzchnię użytkową mieszkań w przyszłym budownictwie mieszkaniowym przyjęto wg Banku Danych Lokalnych GUS dla obszaru miasta Turku, jako średnią z ostatnich 5 lat dla nowo wybudowanych mieszkań:

- w budownictwie wielorodzinnym – 65 m²,
- w domach jednorodzinnych – 150 m².

Obserwując dynamikę zmian ilości mieszkań oddawanych do użytku w ostatnich latach przyjęto w wariantcie optymistycznym możliwe przyspieszenie rozwoju zabudowy mieszkaniowej o ok. 20% w stosunku do wariantu zrównoważonego. Należy liczyć się również z możliwością wystąpienia spowolnienia tempa realizacji zabudowy mieszkaniowej. W związku z czym, w wariantcie stagnacyjnym przyjęto, że spowolnienie to może doprowadzić do spadku ilości oddawanych mieszkań nawet o 50%.

Czynnikiem decydującym o tempie rozwoju budownictwa mieszkaniowego będzie popyt na mieszkania wynikający z zasobności mieszkańców. Znacząca rezerwa terenowa przewidywana pod budownictwo mieszkaniowe oraz tzw. dogęszczenia zabudowy, stanowią o trudności w jednoznacznym wskazaniu, które obszary i w jakim stopniu będą zagospodarowywane w analizowanym przedziale czasowym.

Przewiduje się, że większa intensywność zabudowy koncentrować się będzie na terenach już uzbrojonych w niezbędną infrastrukturę energetyczną, w pobliżu przebiegu sieci ciepłowniczej lub gazociągu, jednak istotne jest określenie czy istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia tych terenów do sieci.

Ponadto wg informacji Urzędu Miejskiego przewiduje się w pierwszej kolejności zagospodarowanie na cele mieszkaniowe terenów w rejonach: os. Wyzwolenia (jednostka bilansowa nr 2) oraz ul. Leśnej (jednostka bilansowa nr 4).

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.

8.2.3 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. Obiekty te mogą mieć charakter punktowy, charakter zwartej kompleksu lub tworzyć zespół budynków i budowli należących do grupy (kategorii) usług.

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

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

Wyznaczone obszary działalności gospodarczej winny być atrakcyjne jako oferty przestrzenne, a wznoszone na nich obiekty nie mogą być uciążliwe dla otoczenia i środowiska. Rozwój przemysłu ma służyć rozwojowi gospodarstwu miasta oraz realizacji idei „przeniesienia” działalności przemysłowo-składowej z obszarów śródmiejskich do rejonów oddalonych od osiedli mieszkaniowych – lecz dobrze z nimi powiązanych komunikacyjnie.

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.

Podstawą do wyznaczenia obszarów przewidywanych pod rozwój strefy usług i wytwórczości, które generować mogą znaczny przyrost zapotrzebowania na energię, określenia chłonności tych obszarów, jak również szacowanego tempa zabudowy było przeprowadzenie analizy aktualnie obowiązujących dokumentów miasta oraz informacji i materiałów przekazanych przez Urząd Miejski. Obszary te zostały przedstawione w tabelach poniżej oraz wskazano je na załączonej do opracowania mapie.

Do obszarów przewidywanych pod rozwój strefy usług i wytwórczości w mieście zaliczamy:

- U – tereny pod zabudowę usługową,
- P – tereny pod zabudowę przemysłową,
- UPu – tereny usług publicznych,
- US – tereny sportu i rekreacji,
- HW/U – handel wielkopowierzchniowy i/lub usługi.

Przewidywane procentowe zainwestowanie poszczególnych terenów rozwoju przedstawione w poniższych tabelach należy traktować jako szacunkowe. Dokładniejsze określenie czasu jak i rzeczywistego stopnia zagospodarowania terenu, określenie rodzaju zabudowy i charakteru działalności oraz związane z tym sprecyzowanie wielkości zapotrzebowania na energię, będzie zależne od decyzji inwestorów i uzależnione od przyszłej sytuacji w gospodarce. Należy także brać pod uwagę, że do zainwestowania zostaną wykorzystane tylko niektóre z ww. terenów.

Tereny pod nową zabudowę usługową zlokalizowane są głównie w północnej i zachodniej części miasta.

Całkowita powierzchnia nowych obszarów rozwoju strefy usługowej wynosi obecnie ponad 40 ha i uległa zagospodarowaniu w ok. 30% względem aktualizacji z 2018 r.

Tabela 8-2. Obszary rozwoju sfery usługowej

Lp.	Jedn. bilans.	Ozn. na mapie	Rodzaj zabudowy	Pow. do zagospodarowania	Maksymalny prognozowany stopień zagospodarowania [%]	
				ha	do 2025	2026-2036
1	1	U.21	usługi i/lub stacja paliw	0,8	0%	50%
2	1	HW/U.1	handel wielkopowierzchniowy (pow. 2000 m ²) i/lub usługi	4,2	25%	25%
3	3	U.19	usługi	1,5	30%	30%
4	4	U.12	usługi komercyjne	8,5	5%	5%
5	4	U.15	usługi	1,4	30%	30%
6	4	U.16	usługi	1,0	0%	50%
7	5	U.11	usługi komercyjne	1,7	25%	25%
8	5	US.1	usługi sportu i rekreacji	1,4	30%	30%
9	6	U.5	usługi komercyjne	3,0	15%	15%
10	6	U.6	usługi komercyjne	4,4	0%	10%
11	6	U.8	usługi komercyjne	2,2	0%	20%
12	6	UPu.1	usługi publiczne	1,8	0%	25%
13	6	UPu.2	usługi publiczne	2,4	0%	20%
14	7	U.4	usługi	3,2	0%	15%
15	7	US.2a	usługi sportu i rekreacji	2,1	20%	45%
16	7	US.2b	usługi sportu i rekreacji	2,2	20%	45%
Razem				41,8		

Uwaga: Tereny: U.17a, U.18a, U.20, U.13, U.14, U.2, U.3, U.9, U.1, U.7 o powierzchni ok. 10,0 ha, względem aktualizacji założeń z 2018 r., zostały zagospodarowane i nie uwzględniono ich w obecnej aktualizacji

Lokalizacja obszarów nowej ww. zabudowy usługowej zaznaczona została na mapie znajdującej się w załączniku do opracowania

Na podstawie przeprowadzonych analiz, oszacowano do 2036 r., zainwestowanie ok. 13 ha z wyżej wskazanych obszarów rozwoju na terenie miasta z przeznaczeniem na usługi (tj. do 2025 r. - 10% terenów, w latach 2026-2036 kolejne 20%).

Wg informacji Urzędu Miejskiego na terenie Turku do 2036 r. nie jest planowana budowa obiektów użyteczności publicznej.

Tereny pod zabudowę przemysłową zlokalizowane są głównie we wschodniej części miasta.

Całkowita powierzchnia nowych obszarów rozwoju strefy usługowej wynosi obecnie prawie 150 ha i uległa zagospodarowaniu w ok. 12% względem aktualizacji z 2018 r.

Tabela 8-3. Obszary rozwoju przemysłu i wytwórczości

Lp.	Jedn. bilans.	Ozn. na mapie	Rodzaj zabudowy	Pow. do zagospodarowania ha	Maksymalny prognozowany stopień zagospodarowania [%]	
					do 2025	2026-2036
1	1	P.21	usługi, wytwórczość	0,9	0%	100%
2	3	P.13	usługi, produkcja, bazy, składy	7,6	0%	15%
3	3	P.14	usługi, produkcja, bazy, składy	2,2	0%	50
4	5	P.19a	produkcja, bazy, składy, usługi	22,0	5%	5%
5	6	P.15	produkcja, bazy, składy, usługi	2,2	0%	45%
6	6	P.16	produkcja, bazy, składy, usługi	1,4	0%	75%
7	6	P.17	produkcja, bazy, składy, usługi	1,6	0%	65%
8	7	P.9	zorganizowana działalność gospodarcza – produkcja, bazy, składy, usługi	4,5	0%	25%
9	7	P.10	zorganizowana działalność gospodarcza – produkcja, bazy, składy, usługi	5,4	20%	20%
10	8	P.1	produkcja, bazy, składy, usługi - Łódzka SSE	15,7	10%	20%
11	8	P.2	produkcja, bazy, składy, usługi	13,2	5%	10%
12	8	P.3a	produkcja, bazy, składy, usługi	5,5	15%	20%
13	8	P.5	produkcja, bazy, składy, usługi	43,4	0%	5%
14	8	P.6	produkcja, bazy, składy, usługi	4,1	25%	25%
15	8	P.7a	produkcja, bazy, składy, usługi	8,3	10%	15%
16	8	P.8	produkcja, bazy, składy, usługi	7,0	0%	15%
17	8	P.11	produkcja, bazy, składy	2,2	40%	60%
Razem				147,2		

Uwaga: Tereny: P.18, P.22, P.4a, P.12a o powierzchni ok. 8,0 ha, względem aktualizacji założeń z 2018 r. zostały zagospodarowane i nie uwzględniono ich w obecnej aktualizacji

Lokalizacja obszarów nowej ww. zabudowy przemysłowej zaznaczona została na mapie znajdującej się w załączniku do opracowania

Na podstawie przeprowadzonych analiz, oszacowano do 2036 r., zainwestowanie ok. 30 ha z wyżej wskazanych powierzchni na terenie miasta z przeznaczeniem na rozwój przemysłu i wytwórczości (tj. do 2025 r. - 5% terenów, w latach 2026-2036 kolejne 15%).

Terenami szczególnie predystynowanymi i przygotowywanymi do umożliwienia wzrostu przedsiębiorczości oraz zwiększenia zatrudnienia w Turku są obszary Tureckiej Strefy Inwestycyjnej, z czego obszar P.1 (zlokalizowany w granicach jednostki bilansowej nr 8) o powierzchni ok. 15,7 ha posiada status Łódzkiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej.

8.3 Potrzeby energetyczne dla nowych obszarów rozwoju

Dla przedstawionych powyżej kierunków rozwoju zabudowy mieszkaniowej oraz rozwoju usług i wytwórczości na obszarze miasta przyjęto wskaźniki, które pozwoliły na określenie potrzeb energetycznych. Zakłada się, że lokalizowana na przedmiotowym obszarze zabudowa realizowana będzie zgodnie z tendencjami w zakresie rozwoju technologii energooszczędnych.

W celu zbilansowania potrzeb energetycznych miasta Turku, wynikających z zagospodarowania nowych terenów przyjęto następujące założenia:

- określenie potrzeb energetycznych dla pełnej chłonności wytypowanych obszarów rozwoju,
- określenie potrzeb energetycznych z podziałem na okresy realizacji:
 - do 2025 r.,
 - na lata 2026 do 2036 – okres docelowy.

Do analizy bilansu przyrostu zapotrzebowania na ciepło przyjęto następujące założenia:

- średnia powierzchnia użytkowa (ogrzewana) mieszkania:
 - 150 m² – dla budynku jednorodzinnego,
 - 65 m² – w bloku wielorodzinnym;
- nowe budownictwo będzie realizowane jako energooszczędne – wskaźnik jednostkowego zapotrzebowania mocy cieplnej na ogrzewaną powierzchnię użytkową mieszkania będą wynosiły:
 - dla zabudowy mieszkaniowej: 50 W/m²;
 - dla zabudowy usługowej: 75÷150 kW/ha;
 - dla zabudowy produkcyjnej: 100÷200 kW/ha;w zależności od charakteru zabudowy;
- 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.

Wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny wyznaczono:

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

Wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną wyznaczono przy następujących założeniach:

- dla budownictwa mieszkaniowego określono dwa warianty:
 - minimalny – przy wykorzystaniu potrzeb na oświetlenie i korzystanie ze sprzętu gospodarstwa domowego;
 - maksymalny – gdzie dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców na wytwarzanie c.w.u.
- wskaźniki zapotrzebowania na energię elektryczną dla zabudowy mieszkaniowej przyjęto zgodnie z normą N SEP-E-002 na 1 mieszkanie na poziomie:
 - 12,5 kW dla pokrycia potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego,
 - 30,0 kW dla pokrycia potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego oraz wytworzenie ciepłej wody użytkowej.
- zapotrzebowanie na energię elektryczną dla strefy usług i wytwórczości wyznaczono wskaźnikowo wg przewidywanej powierzchni zagospodarowywanego obszaru i potencjalnego charakteru odbioru w zakresie od 120÷200 kW/ha.

Powyższe wielkości przyjęto na podstawie analiz istniejących obiektów tego typu w mieście oraz analogicznych w innych miastach, dla których wykonano tego rodzaju opracowania.

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

Szacunkowy bilans potrzeb energetycznych nowych odbiorców, tj. zapotrzebowanie ciepła na ogrzewanie, zapotrzebowanie na gaz ziemny i zapotrzebowanie na energię elektryczną, przy założeniu wykorzystania chłonności terenów oraz maksymalny przewidywany przyrost potrzeb energetycznych, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności, dla obszarów rozwoju w poszczególnych jednostkach bilansowych przedstawiono w Załączniku do opracowania.

Natomiast w tabeli poniżej przedstawiono sumaryczne wielkości potrzeb energetycznych nowych odbiorców na terenach rozwoju określonych w niniejszej aktualizacji „Założeń...” w skali całego miasta (moc szczytowa bez uwzględnienia współczynników jednoczesności), z wyszczególnieniem głównych grup odbiorców.

Tabela 8-4. Potrzeby energetyczne dla obszarów rozwoju – dla pełnej chłonności terenów

Charakter odbiorcy	Ilość odbiorców (mieszkań)		Zapotrzebowanie na			
	jednorodz.	wielorodz.	ciepło MW	gaz ziemny m ³ /h	energię elektryczną	
					min. kW	max (50% c.w.u.) kW
Budownictwo mieszkaniowe	2 018	289	16,1	2 550 *	28 840	49 025
Strefa usług	-	-	5,5	655	7 860	
Strefa wytwórczości	-	-	19,1	2 295	29 430	

* - na potrzeby: c.o. + c.w.u. + kuchnia

Tabela 8-5. Zestawienie zbiorcze potrzeb energetycznych perspektywy średnio- i długoterminowej (do roku 2036) dla wariantu zrównoważonego

Okres rozwoju	Zapotrzebowanie ciepła [MW]	Zapotrzebowanie na gaz ziemny [m ³ /h]	Zapotrzebowanie na energię elektryczną [kW]	
			min	max (50% cwu)
dla nowych zasobów budownictwa mieszkaniowego				
			min	max (50% cwu)
do 2025	0,34	55 *	650	1 105
2026 - 2036	0,74	120 *	1 400	2 380
Sumarycznie do 2036	1,08	175 *	2 050	3 485
dla obszarów rozwoju strefy usług				
do 2025	0,59	70	835	
2026 - 2036	1,16	140	1 590	
Sumarycznie do 2036	1,75	210	2 425	
dla obszarów strefy wytwórczości				
do 2025	1,04	125	1 595	
2026 - 2036	2,84	340	4 380	
Sumarycznie do 2036	3,88	465	5 975	

* - na potrzeby: c.o. + c.w.u. + kuchnia

W celu oceny przyszłościowego bilansu zapotrzebowania na nośniki energii dla miasta na poziomie źródłowym dla poszczególnych systemów energetycznych należy uwzględnić zarówno współczynniki jednoczesności jak i zmiany zachowań odbiorców w przewidywanym horyzoncie czasowym, w tym w szczególności działania związane z poprawą efektywności energetycznej (ograniczenie zapotrzebowania mocy i zużycia energii).

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

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

8.4 Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło

8.4.1 Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło

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

- potrzeb ciepłych nowych odbiorców z terenu miasta Turku 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:
 - dla wariantu zrównoważonego na 0,1% średniorocznie do roku 2025 i 0,2% w skali roku w okresie 2026÷2036;
 - dla wariantu optymistycznego na 0,1% średniorocznie do roku 2025 i 0,3% w skali roku w okresie 2026÷2036;
 - dla wariantu stagnacji na 0,5% średniorocznie do roku 2025 i 0,2% w skali roku w okresie 2026÷2036,
 - uwzględnieniu ubytku zasobów mieszkaniowych na poziomie 10 mieszkań rocznie oraz 1% średniorocznie dla obiektów strefy usług i wytwórczości do roku 2025 i 0,5% w okresie 2026-2036,
 - uwzględnieniu planowanych zmian potrzeb energetycznych wskazanych przez ankietowane podmioty gospodarcze.

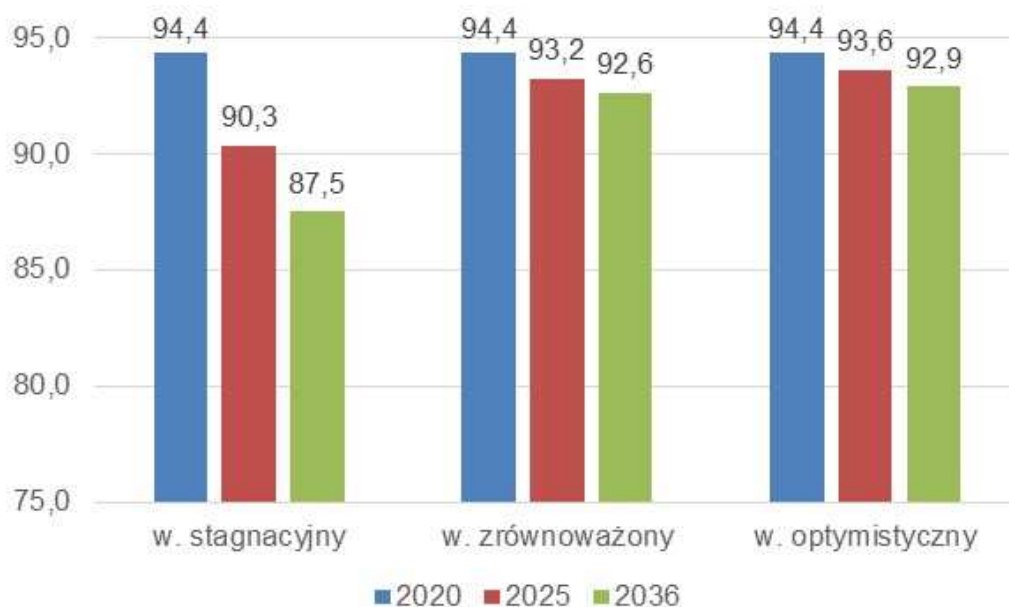
Poniżej przedstawiono zestawienie bilansowe dla zrównoważonego wariantu rozwoju, uwzględniając zarówno przyjętą dynamikę rozbudowy nowych obszarów rozwoju, jak również zróżnicowane tempo zmian dla obiektów istniejących (np. tempo działań termomodernizacyjnych czy realizacji planów rozwoju podmiotów gospodarczych).

Tabela 8-6. Przyszłościowy bilans ciepły miasta [MW] – wariant zrównoważony

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	do 2025	2026-2036
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	49,4	49,1
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	0,6	2,0
	przyrost związany z nowym budownictwem	0,3	0,7
	stan na koniec okresu	49,1	47,8
Strefa usług i wytwórczości	stan na początku okresu	45,0	44,1
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	2,5	3,4
	przyrost związany z rozwojem	1,6	4,0
	stan na koniec okresu	44,1	44,7
Miasto Turek	stan na początku okresu	94,4	93,2
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	3,1	5,4
	przyrost związany z rozwojem miasta	1,9	4,7
	stan na koniec okresu	93,2	92,5
<i>zmiana w stosunku do stanu z 2020 r.</i>		-1,21%	-1,85%

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

Rysunek 8-1. Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło [MW] dla miasta Turku



Zwraca uwagę fakt, że we wszystkich ww. wariantach sumaryczna wielkość zapotrzebowania na ciepło maleje. Wynika to z faktu, iż spadki zapotrzebowania na ciepło w mieście spowodowane realizacją działań termomodernizacyjnych oraz ubytkami zasobów mieszkaniowych i likwidacją podmiotów gospodarczych przeważają wzrost zapotrzebowania związany z realizacją nowej zabudowy.

Sumarycznie w wariantcie optymistycznym szacuje się, że przez cały analizowany okres wielkość zapotrzebowania na ciepło może spaść o ok. 1,5 MW (1,6%), natomiast w wariantcie stagnacyjnym szacuje się, że zapotrzebowanie na ciepło może obniżyć się o ok. 6,9 MW (7,3%).

Najbardziej stabilne i przewidywalne zmiany zapotrzebowania na ciepło w mieście występują w sferze budownictwa mieszkaniowego oraz usług. Dużą niewiadomą są natomiast potrzeby energetyczne obiektów wchodzących w skład sektora „przemysł”, gdyż nagłe pojawienie się bądź likwidacja znaczącego odbiorcy przemysłowego może spowodować trudne do oszacowania wzrosty bądź spadki konsumpcji energii.

8.4.2 Prognoza zmian w strukturze zapotrzebowania na ciepło

Lokalizacja obszarów rozwoju i przewidywany charakter zabudowy tych obszarów sugeruje konieczność indywidualnego podejścia dla każdego obszaru i każdorazowo przeprowadzenia analizy opłacalności zastosowania konkretnego sposobu.

Oprócz przyrostu zapotrzebowania ciepła wynikającego z rozwoju miasta i pojawiania się nowych odbiorców, w rozpatrywanym okresie wystąpi również zjawisko zmiany struktury pokrycia zapotrzebowania na ciepło w istniejącej zabudowie. Miasto winno dążyć do likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań bazujących na spalaniu węgla kamiennego (szczególnie ogrzewań piecowych) i zamianie ich na rzecz:

- przyłączenia odbiorców do miejskiego systemu ciepłowniczego;
- paliw niskoemisyjnych (gaz ziemny, olej opałowy, gaz płynny);
- źródeł energii odnawialnej (kolektory słoneczne, instalacje fotowoltaiczne, pompy ciepła);
- energii elektrycznej.

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

- budownictwo mieszkaniowe - 10,1 MW;
- usługi komercyjne i wytwórczość - 9,9 MW

(nie wliczając źródła systemowego).

W świetle powyższych proporcji, jako odbiorców, dla których powinna nastąpić zmiana sposobu ogrzewania, należy praktycznie wymienić przede wszystkim 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 ok. 14 MW.

8.4.3 Możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na ciepło

Obszary, dla których istnieje możliwość zaopatrzenia w ciepło z miejskiego systemu ciepłowniczego wskazane zostały w rozdz. 9, dotyczącym scenariuszy zaopatrzenia miasta Turku w nośniki energii.

Wielkość mocy cieplnej wytypowana do zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (nieefektywne ogrzewania węglowe) wynosi ogółem ok. 14 MW. Z czego ok. połowę (tj. 7,0 MW) przewiduje się do modernizacji w perspektywie 2036 r. Natomiast przyrost potrzeb cieplnych w okresie do roku 2036, wynikających z rozwoju miasta szacuje się na ok. 6,7 MW. Sumaryczną wielkość mocy cieplnej do rozdysponowania na poszczególne nośniki energii, tj. system ciepłowniczy, inne paliwo (gaz ziemny sieciowy, olej opałowy, gaz płynny, pompy ciepła oraz wspomagająco do przygotowania c.w.u. kolektory słoneczne i inne) oraz energię elektryczną do roku 2036 oszacowano na ok. 13,7 MW.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że potrzeby cieplne w mieście wynikające z jego rozwoju będą w dalszym ciągu w znacznej części równoważone przez działania termomodernizacyjne realizowane na istniejącej zabudowie oraz ubytki wynikające ze zmniejszania się (z różnych przyczyn – np. wyburzenia starych zasobów mieszkaniowych lub zaprzestanie działalności przez podmioty gospodarcze) dotychczasowej liczby odbiorców. Lokalizacja nowych odbiorów będzie ściśle związana z warunkami, które w znacznym stopniu zostaną określone przez przyszłych inwestorów, a to będzie determinowało wybór dostępnego w otoczeniu danej lokalizacji sposobu zaopatrzenia w ciepło. W ogólnych założeniach budownictwo mieszkaniowe wielorodzinne wskazuje się do zasilenia w ciepło zdalaczynne, natomiast budownictwo jednorodzinne za pomocą gazu sieciowego.

Z uwagi na opisane szerzej relacje cen nośników energii (Rozdział 7) należy liczyć się z faktem, że znaczna ilość energii cieplnej produkowana będzie nadal na bazie węgla, przy założeniu jego efektywnego i ekologicznego użytkowania w niskoemisyjnych instalacjach. Osiągnięcie ww. wskaźników zmian sposobu ogrzewania możliwe jest przy założeniu wydatnego zaangażowania władz samorządowych w proces propagowania i wspomagania procesów modernizacji ogrzewania obiektów. W celu ujęcia rozbudowy sieci ciepłowniczych i gazowniczych oraz uzbrojenia terenu przeznaczanego pod nowe budownictwo w planach rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych, po uchwaleniu zaktualizowanych „Założeń ...”, Miasto powinno sukcesywnie koordynować umieszczanie stosownych zadań w planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

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

W przypadku odbiorców zlokalizowanych w takich odległościach od systemów ciepłowniczego i gazowniczego, że nieopłacalna jest rozbudowa sieci dla ich obsługi, należy stosować rozwiązania indywidualne (głównie gaz płynny, olej opałowy oraz energia elektryczna, jak również dostępne źródła odnawialne – OZE).

Analizując stan istniejącego systemu zaopatrzenia miasta w ciepło należy stwierdzić, że Miasto powinno przede wszystkim:

- w przypadku nowego budownictwa – akceptować, w procesie poprzedzającym budowę, tylko niskoemisyjne źródła ciepła, tj. system ciepłowniczy oraz kotłownie opalane gazem sieciowym, gazem płynnym, olejem opałowym, ogrzewanie elektryczne lub pompy ciepła oraz wspomagająco kolektory słoneczne;
- 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;
- dążyć do modernizacji i rozbudowy systemu dystrybucyjnego ciepła zdalaczynnego i gazu ziemnego w mieście, tak aby w przyszłości dawały one możliwość zaopatrzenia prognozowanych odbiorców, przy założeniu samofinansowania się sektora energetycznego;
- każdorazowo dla nowego odbiorcy o zapotrzebowaniu mocy cieplnej ≥ 50 kW zlokalizowanego w obrębie oddziaływania systemu ciepłowniczego proponuje się rozważyć podłączenie go do tego systemu lub przeprowadzenie analizy uzasadniającej opłacalność innego rozwiązania;
- przy planowanym podłączeniu nowego znaczącego odbiorcy wskazane jest przeprowadzenie analizy hydraulicznej dla oceny rezerw przepustowości dla danego kierunku zasilania,
- istotnym jest podjęcie intensywnych działań w kierunku likwidacji „niskiej emisji” w mieście poprzez przeanalizowanie możliwości podłączenia budynków wielorodzinnych na osiedlach, które obecnie nie są zasilane w ciepło zdalaczynne.

8.5 Prognoza zmian zapotrzebowania na gaz ziemny

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. Do wyliczenia orientacyjnych wielkości zapotrzebowania szczytowego na gaz ziemny przyjęto szczytowe potrzeby uwzględniające wykorzystanie paliwa gazowego na cele c.o., c.w.u. oraz przygotowanie posiłków dla wszystkich terenów przewidywanych pod zabudowę.

Tabela 8-7. Przyrost zapotrzebowania gazu sieciowego dla nowych odbiorców [m³/h]

Rodzaj zabudowy	Wariant zrównoważony			Wariant optymistyczny			Pełna chłonność terenu
	do 2025	2026+2036	Łącznie do 2036	do 2025	2026+2036	Łącznie do 2036	
Budownictwo mieszkaniowe	55	120	175	65	145	210	2 550
Usługi i przemysł	195	480	675	235	575	810	2 950

Maksymalny możliwy przyrost zapotrzebowania na gaz ziemny w mieście wg przedstawionych wyżej założeń wyniósłby dla całości potrzeb w perspektywie 2036 r. ok. 1020 m³/h (dla wariantu optymistycznego, szczytowo, bez zapotrzebowania w sferze usług i przemysłu na cele technologiczne i bez uwzględnienia współczynników jednoczesności odbioru). Lokalizacja nowych odbiorów związana będzie ściśle z warunkami, które w znacznym stopniu zostaną określone przez przyszłych inwestorów. Należy zaznaczyć, że część ww. określonego przyrostu zapotrzebowania na gaz ziemny występuje na terenach jeszcze nie zgazyfikowanych. W zestawieniu nie uwzględniono mogących wystąpić spadków zużycia przez odbiorców istniejących.

Nadmienić należy, że określenie zapotrzebowania na gaz sieciowy na cele technologiczne nie jest możliwe bez znajomości rodzaju zabudowy i charakteru przyszłej produkcji. Informacja o takich potencjalnych odbiorcach możliwa jest w momencie występowania inwestorów: o decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz do przedsiębiorstwa gazowniczego o warunki przyłączenia.

Zaopatrzenie odbiorców w gaz ziemny sieciowy odbywa się poprzez stację redukcyjno-pomiarową I st. (o przepustowości 6000 Nm³/h) i 6 stacji II st., dysponujących znacznymi rezerwami przepustowości, które pozwalają na zapewnienie stabilności dostaw gazu. Zrealizowana w 2014 r. budowa gazociągu relacji Gustorzyn-Odolanów zwiększa bezpieczeństwo zaopatrzenia miasta w gaz ziemny sieciowy. Sieć gazowa eksploatowana przez PSG posiada rezerwy przepustowości – w szczególności sieć średniego ciśnienia.

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

8.6 Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną

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

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

Wielkość zmian zapotrzebowania na energię elektryczną wyznaczono przyjmując założenie, że podstawowe zapotrzebowanie dla odbiorców pozaprzemysłowych to: oświetlenie, sprzęt gospodarstwa domowego, sprzęt elektroniczny i ewentualnie wytwarzanie c.w.u. Składniki infrastruktury elektroenergetycznej zapewniającej dostawę energii elektrycznej do zabudowy mieszkaniowej winny zatem 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 pożądanego 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 ww. normy. Z punktu widzenia obciążeń sieci rozdzielczej i stacji transformatorowej dla zabudowy mieszkaniowej współczynnik ten 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) zgodnie z ww. normą przyjmuje się wartości współczynnika jednoczesności jak dla 100 mieszkań, tj. 0,086 dla mieszkań z centralnym zaopatrzeniem w ciepłą wodę oraz 0,068 dla mieszkań z elektrycznymi podgrzewaczami ciepłej wody. Tak obliczone zapotrzebowanie mocy może zatem stanowić podstawę dla wyznaczenia wymaganej mocy transformatorów oraz sposobu ustalania przekrojów żył kabli sieci rozdzielczej niskiego napięcia. W niniejszym opracowaniu zakres wzrostu zapotrzebowania na szczytową moc elektryczną w budownictwie mieszkaniowym określono dla wariantów:

- minimalnego – gdzie energia zużywana jest wyłącznie na potrzeby oświetlenia oraz sprzętu gospodarstwa domowego, RTV, teletechnicznego itp. – 12,5 kW/mieszkanie;
- maksymalnego – gdzie dodatkowo 50% odbiorców korzysta z tego nośnika energii dla potrzeb wytwarzania c.w.u. – 30 kW/mieszkanie.

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

Przedstawione w poniższej tabeli wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną wyrażają potencjalne maksymalne potrzeby odbiorców dla zrównoważonego wariantu rozwoju miasta bez uwzględnienia współczynnika jednoczesności oraz bez uwzględniania pokrycia potrzeb grzewczych. Dodatkowo założono, że maksymalnie 5% potrzeb ciepłych nowych odbiorców w budownictwie mieszkaniowym będzie pokryte z wykorzystaniem energii elektrycznej. Sumaryczne zestawienie, wynikające z rozwoju gminy, wzrostu szczytowego zapotrzebowania mocy przez poszczególne grupy odbiorców, w wyżej opisanych wariantach – maksymalnym i minimalnym, przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 8-8. Szczytowe zapotrzebowanie mocy elektrycznej w nowej zabudowie

Wyszczególnienie		Przyrost zapotrzebowania [kWe]	
		do 2025	2026-2036
Budownictwo mieszkaniowe – oświetlenie + sprzęt (+ c.w.u.)	Wariant MIN	650	1 400
	Wariant MAX	1 105	2 380
Budownictwo mieszkaniowe – ogrzewanie		17	37
Strefa usług i przemysłu		2 430	5 970
RAZEM	Wariant MIN	3 097	7 407
	Wariant MAX	3 552	8 387

Jak wyżej wspomniano, powyższe wartości są wielkościami szczytowego zapotrzebowania mocy u odbiorcy. W celu oszacowania wielkości zapotrzebowania na poziomie źródłowym zastosowano odpowiednie współczynniki jednoczesności:

- 0,086 – dla gospodarstw domowych wykorzystujących energię elektryczną na oświetlenie i eksploatację sprzętu gospodarstwa domowego (wariant „MIN”),
- 0,068 – dla gospodarstw domowych korzystających ponadto z elektrycznych podgrzewaczy ciepłej wody,
- 0,077 – dla gospodarstw domowych w przypadku, gdy energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców na wytwarzanie c.w.u. (wariant „MAX”),
- 0,3 – dla pokrycia zapotrzebowania strefy usług i przemysłu,
- 1,0 – dla pokrycia potrzeb grzewczych.

Szacunkowo wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie źródłowym, tj. zasilania z poziomu WN 110 kV średnio osiągnie maksymalnie poziom:

- (0,7÷0,8) MW_e do roku 2025,
- (1,9÷2,0) MW_e łącznie do 2036 .

Wielkości powyższe wyrażają maksymalne wielkości przyrostu zapotrzebowania mocy na obszarze miasta, co ma istotne znaczenie dla planowania rozbudowy infrastruktury energetycznej w momencie rozpoczęcia zagospodarowywania poszczególnych obszarów. Natomiast ze względu na fakt, że w chwili obecnej nie można jednoznacznie określić terminu i tempa rozwoju zabudowy w poszczególnych obszarach przewidzianych do zagospodarowania przestrzennego, należy liczyć się z tym, że tempo rzeczywistego przyrostu zapotrzebowania mocy dla obszaru całej gminy będzie wolniejsze i nie będzie stanowić sumy maksymalnych przyrostów zapotrzebowania dla poszczególnych obszarów cząstkowych. Lokalizacja nowych inwestycji 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 przestrzennego w celu zarezerwowania lokalizacji tras prowadzenia sieci i sprecyzowania potrzeb docelowych dla danego terenu.

9. Zakres niezbędnych działań dla zapewnienia dostaw energii wynikających z prognoz

Lokalizacja nowego budownictwa oraz tempo jego rozwoju zależą będzie od inwestorów, dlatego przyjęte harmonogramy i wartości mają szacunkowy charakter wynikający z założeń.

Planowanie zaopatrzenia w energię rozwijającego się na terenie miasta nowego budownictwa stanowi, zgodnie z Prawem energetycznym, zadanie własne Miasta, którego realizacji podjąć się mają, za przyzwoleniem Miasta, odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne. Przystąpienie do koniecznych działań inwestycyjnych na terenach przeznaczonych pod nowe budownictwo wymaga od przedsiębiorstw energetycznych współdziałania z Miastem pod kątem przygotowania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego dla zarezerwowania lokalizacji tras sieci i innej infrastruktury oraz 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 rozwiązań opartych o wykorzystanie OZE, w tym: kolektory słoneczne i pompy ciepła oraz energii elektrycznej czy paliw niskoemisyjnych: gazu płynnego, oleju opałowego).

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

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

- realizacja takich inwestycji, które dają 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 miasta Turek, rozwiązania techniczne: system ciepłowniczy, gaz sieciowy oraz rozwiązania indywidualne oparte w głównej mierze o spalanie oleju opałowego i gazu płynnego, jak również wykorzystanie odnawialnych źródeł energii - OZE (kolektory słoneczne, pompy ciepła lub inne). W niektórych przypadkach na cele grzewcze wykorzystana może być również energia elektryczna.

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

- system ciepłowniczy:
 - budowa rozdzielczej sieci preizolowanej,
 - budowa przyłączy ciepłowniczych do budynków,
 - budowa węzłów ciepłych dwufunkcyjnych (c.o.+ c.w.u.);
- gaz sieciowy:
 - budowa sieci gazowej z przyłączami do budynków,
 - budowa kotłowni gazowych lub instalowanie dwufunkcyjnych kotłów gazowych (c.o.+c.w.u.);
- rozwiązania indywidualne oparte o spalanie oleju opałowego (gazu płynnego) dla każdego odbiorcy:
 - instalacja dwufunkcyjnego kotła (c.o.+ c.w.u.),
 - zabudowa zbiornika na paliwo;
- rozwiązania indywidualne oparte o wykorzystanie energii odnawialnej (jako element dodatkowy):
 - kolektory słoneczne,
 - pompy ciepła.

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

W zakresie pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną wskazuje się rozwiązania polegające na przyłączaniu do istniejącej na danym terenie infrastruktury elektroenergetycznej oraz rozpatrzenie możliwości zastosowania ogniw fotowoltaicznych.

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

9.1 Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w ciepło i gaz sieciowy

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

Zastosowano następujące oznaczenia dla wskazania preferowanych rozwiązań:

- 10 – wykorzystanie systemu ciepłowniczego,
- 20 – wykorzystanie systemu gazowniczego,
- 12 – możliwość wykorzystania obu systemów, ze wskazaniem na ciepłowniczy jako preferowany (w sytuacji spełnienia warunków opłacalności),
- 21 – możliwość wykorzystania obu systemów, ze wskazaniem na gazowniczy jako preferowany (w sytuacji spełnienia warunków opłacalności).

W ramach oceny możliwości zaopatrzenia poszczególnych obszarów rozwoju w nośniki energii przeprowadzono wstępne uzgodnienia z przedsiębiorstwami energetycznymi, a ich stanowiska przedstawiono w załączniku do opracowania.

9.1.1 Nowe obszary pod zabudowę mieszkaniową

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

Tabela 9-1. 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 kamienny	OZE
MW.2, MW/U.1, MN.23a, MN.24a	10	X				X
MN.2, MN.12, MN.13, MN.14, MN.15, MN.16, MN.17a, MN.17c, MN.18, MN.19, MN.21, MN.22, MN/U.2, MN/U.3, MN/U.5, MN/U.8, MN/U.9, MN/U.10	20		X			X
MN/U.7	21	(X)	X			X
MN.1, MN.3a, MN.3b, MN.4, MN.7, MN.8, MN.9, MN.17b, MN/U.1, MN/U.4a, MN/U.4b	ind			X		X

Dla pokrycia potrzeb cieplnych obszarów MW.2, MW/U.1, MN.23a i MN.24a zaleca się wykorzystanie systemu ciepłowniczego.

Natomiast dla pokrycia potrzeb cieplnych obszaru MN/U.7 zaleca się w pierwszej kolejności wykorzystanie systemu gazowniczego, a w drugiej – systemu ciepłowniczego.

Obszary przeznaczone dla nowego budownictwa mieszkaniowego: MN.2, MN.12, MN.13, MN.14, MN.15, MN.16, MN.17a, MN.17c, MN.18, MN.19, MN.21, MN.22, MN/U.2, MN/U.3, MN/U.5, MN/U.8, MN/U.9 i MN/U.10 winny być zaopatrywane w ciepło z systemu gazowniczego. Jeśli zaopatrzenie w gaz niektórych z ww. terenów, po przeanalizowaniu przez przedsiębiorstwo energetyczne szczegółowych warunków techniczno-ekonomicznych przedsięwzięcia, okazałoby się niekorzystne, należy je zaopatrzyć w ciepło przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych.

Obszary przeznaczone dla budownictwa mieszkaniowego znacznie oddalone od systemów sieciowych, tj. MN.1, MN.3a, MN.3b, MN.4, MN.7, MN.8, MN.9, MN.17b, MN/U.1, MN/U.4a i MN/U.4b zaleca się zaopatrywać w ciepło przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych, z dopuszczeniem wykorzystania oleju opałowego lub gazu płynnego oraz rozwiązań opartych o wykorzystanie OZE, w tym: kolektory słoneczne (do współpracy z instalacjami c.w.u.), pompy ciepła. Dla skoncentrowanej nowej zabudowy, przy występowaniu całorocznego zapotrzebowania na ciepło (i/lub chłód), należy rozważyć możliwość zastosowania układów małej lub mikrokogeneracji.

9.1.2 Nowe obszary pod zabudowę usługową

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

Tabela 9-2. Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę usługową

Oznaczenie obszaru rozwoju	Preferowane rozwiązanie	Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej				
		System ciepłowniczy	Gaz sieciowy	Rozwiązania indywidualne		
				olej opałowy, inne	węgiel kamienny	OZE
HW/U.1	12	X	(X)			X
U.5, U.6, U.11, U.12, U.15, U.19, U.21, U.Pu.1, U.Pu.2, US.1	20		X			X
U.4, U.8, U.16, US.2a, US.2b;	ind			X		X

Dla obszaru HW/U.1 zaleca się w pierwszej kolejności wykorzystanie systemu ciepłowniczego, a następnie gazowniczego.

Obszary przeznaczone pod nowe budownictwo usługowe: U.5, U.6, U.11, U.12, U.15, U.19, U.21, U.Pu.1, U.Pu.2 oraz US.1 winny być zaopatrywane w ciepło z systemu gazowniczego.

Obszary nowych inwestycji usługowych znacznie oddalone od systemów sieciowych, których zaopatrzenie w ciepło czy gaz, po przeanalizowaniu przez przedsiębiorstwo energetyczne szczegółowych warunków techniczno-ekonomicznych przedsięwzięcia, okazałyby się niekorzystne, zaleca się zaopatrywać w ciepło przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych, z dopuszczeniem wykorzystania oleju opałowego oraz ze szczególnym uwzględnieniem możliwości zastosowania OZE – np. kolektorów słonecznych (do współpracy z instalacjami c.w.u.), czy też pomp ciepła w poszczególnych obiektach lub podjęcie zagadnień wykorzystania odzysku ciepła. Dla skoncentrowanej nowej zabudowy, przy występowaniu całorocznego zapotrzebowania na ciepło (i/lub chłód) należy rozważyć możliwość zastosowania układów małej lub mikrokogeneracji.

9.1.3 Nowe obszary pod zabudowę przemysłową

Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę przemysłową (aktywności gospodarczej) przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 9-3. Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę przemysłową

Oznaczenie obszaru rozwoju	Preferowane rozwiązanie	Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej				
		System ciepłowniczy	Gaz sieciowy	Rozwiązania indywidualne		
				olej opałowy, inne	węgiel kamienny	OZE
P.1, P.2, P.3a, P.5, P.21	12	X	(X)			X
P.6, P.7a, P.9, P.10, P.11, P.19a,	20		X			X
P.8, P.13, P.14, P.15, P.16; P.17	ind			X		X

Na obszarach P.1, P.2, P.3a, P.5 i P.21 zaleca się w pierwszej kolejności wykorzystanie systemu ciepłowniczego, a następnie gazowniczego.

Dla pokrycia potrzeb cieplnych budownictwa przemysłowego w obszarach P.6, P.7a, P.9, P.10, P.11 i P.19a winien być wykorzystany system gazowniczy.

Obszary nowych inwestycji przemysłowych znacznie oddalone od systemów sieciowych, których zaopatrzenia w ciepło czy gaz przedsiębiorstwa energetyczne, po przeanalizowaniu szczegółowych warunków techniczno-ekonomicznych przedsięwzięcia, nie podejmą się zasilić, zaleca się zaopatrywać w ciepło przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych, z dopuszczeniem wykorzystania oleju opałowego oraz ze szczególnym uwzględnieniem możliwości zastosowania OZE – np. kolektorów słonecznych (do współpracy z instalacjami c.w.u.), czy też pomp ciepła w poszczególnych obiektach lub podjęcie zagadnień wykorzystania odzysku ciepła lub ciepła odpadowego. Przy występowaniu całorocznego zapotrzebowania na ciepło (i/lub chłód) w odpowiedniej ilości należy rozważyć możliwość zastosowania układów kogeneracji

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

- w przypadku nowego budownictwa – akceptować w procesie poprzedzającym budowę tylko niskoemisyjne źródła ciepła, tj. system ciepłowniczy, kotłownie opalane gazem sieciowym, gazem płynnym, olejem opałowym, wykorzystanie OZE (np. jako wspomaganie rozwiązań tradycyjnych) czy 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 należy korzystać z uprawnień zapisanych w art. 363 ustawy Prawo Ochrony Środowiska, wymuszając na właścicielu obiektu zmianę sposobu ogrzewania.

We wszystkich przypadkach należałoby:

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

9.2 Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w energię elektryczną

Scenariusze pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną dla poszczególnych obszarów rozwojowych wynikają z przyrostu zapotrzebowania wstępnie określonego w prognozie stanowiącej jeden z poprzednich rozdziałów niniejszego opracowania. Ze względu na prognozowany rozwój zabudowy, głównie mieszkaniowej, jak również przemysłowej i usługowej, rozbudowy będą wymagać sieci SN, jak również stacje transformatorowe SN/nN oraz sieć nN.

Założenia do określenia koniecznego zakresu inwestycji będą stanowić m.in.:

- wielkość zapotrzebowania na poziomie średnich napięć oszacowana we wspomnianej prognozie wg poboru mocy dla warunków maksymalnego jej wykorzystania u odbiorców – po zastosowaniu odpowiednich współczynników jednoczesności (m.in. określonych postanowieniami normy N SEP E-002 „Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w obiektach mieszkalnych. Podstawy planowania”),
- tempo postępu technicznego w zakresie wysokosprawnych źródeł światła, zgodnie z którym można by przyjąć, że w miarę postępującej modernizacji istniejących systemów oświetleniowych przyrost potrzeb w zakresie oświetlenia ulic zostanie zaspokojony przy niezmiennym zapotrzebowaniu energetycznym.

Szczegóły dotyczące niezbędnych inwestycji i układu zasilania (rozbudowy sieci SN lub nN w zależności od wnioskowanej wysokości mocy przyłączeniowej, budowy/rozbudowy stacji SN/nN) będą określone w warunkach przyłączenia, wydawanych na podstawie wpływających wniosków zawierających informacje o zapotrzebowanej mocy przyłączeniowej i lokalizacji przyłączanych odbiorców.

Terminy realizacji niezbędnych inwestycji winny być dostosowane do zmieniających się potrzeb odbiorców. Warunkiem podjęcia realizacji właściwych zadań inwestycyjnych przez lokalnego OSD (ENERGA-OPERATOR S.A. Oddział w Kaliszu) będzie zawarcie umów o przyłączenie do sieci oraz wyznaczenie docelowych terenów przeznaczonych pod zabudowę niezbędnych urządzeń elektroenergetycznych w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego.

10. Bezpieczeństwo energetyczne zaopatrzenia miasta w energię

Bezpieczeństwo energetyczne, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, stanowi stan gospodarki umożliwiającym pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Ustawa Prawo energetyczne określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią, przyznając organom gminy, określone w art 18÷20, kompetencje w zakresie planowania energetycznego. Na podstawie art. 18 ust. 1 ww. ustawy, do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy między innymi planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy jako zadanie główne związane z zapewnieniem bezpieczeństwa zaopatrzenia w nośniki energii oraz planowanie oświetlenia, jak również planowanie i organizacja działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i ocena potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych.

Gmina winna realizować to zadanie zgodnie z polityką energetyczną państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego albo ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Realizacja zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest podstawowym narzędziem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego na obszarze danej wspólnoty samorządowej.

Operatorzy systemów sieciowych (przesyłowych i dystrybucyjnych) są odpowiedzialni za:

- zapewnienie równoprawnego dostępu uczestników rynku do infrastruktury sieciowej;
- utrzymywanie infrastruktury sieciowej w stałej gotowości do pracy zgodnie ze standardami bezpieczeństwa technicznego i 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 i paliw ciekłych.

Nawiązując do powyższego winni oni dysponować środkami pozwalającymi im na wywiązywanie się z odpowiedzialności za niezawodność pracy tych systemów. Należą do nich:

- środki techniczne do zapewnienia bezpieczeństwa technicznego pracy sieciowego systemu energetycznego i jego odbudowy po ewentualnych awariach lub katastrofach;
- ustawowe upoważnienie 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 zatwierdzonych 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).

Do najważniejszych czynników, od których zależy poziom bezpieczeństwa energetycznego należą:

- 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.

10.1 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w ciepło

Istotnym zadaniem władz miasta jest identyfikacja uwarunkowań i ograniczeń związanych z zapewnieniem dostaw ciepła, zwłaszcza sieciowego, koniecznego dla zaspokojenia potrzeb komunalnych. Analiza zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia w ciepło rozpatrywana jest z uwzględnieniem uwarunkowań związanych ze sposobem jego zaopatrzenia, poprzez zapewnienie ciągłości pracy miejskiego systemu ciepłowniczego oraz lokalnych systemów ciepłowniczych dla odbiorców z nich zasilanych oraz zapewnienie dostaw lub dostępności paliw w przypadku odbiorców korzystających z indywidualnego sposobu pokrycia tego zapotrzebowania.

Obecnie miejski system ciepłowniczy swoim zasięgiem obejmuje ok. 36% potrzeb cieplnych odbiorców ciepła z terenu miasta. Stopień rozwoju systemu zdalaczynnej dostawy ciepła powoduje, że wykorzystując istniejącą akumulacyjność ogrzewanych obiektów oraz systemu sieci, możliwe jest minimalizowanie zagrożenia poważnym ograniczeniem dostaw ciepła dla użytkowników, nawet w przypadku wystąpienia poważnych awarii, zarówno sieciowych jak i występujących w urządzeniach wytwórczych producenta. Duże znaczenie funkcjonowania systemu ciepłowniczego ma utrzymywanie przez wytwórców ciepła zapasów paliw na odpowiednim poziomie. W tym aspekcie niezbędne jest zabezpieczenie odpowiednich uwarunkowań handlowych i utrzymanie dobrej kondycji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstwa. Obecnie brak jest przesłanek wystąpienia ewentualnych zagrożeń. Problem stanowić może ciągłość produkcji na rynku krajowym poszczególnych nośników energii.

W pozostałym zakresie ciągłość dostaw ciepła zależna jest od dostawców nośników energii: gazu ziemnego, energii elektrycznej, oleju opałowego, paliw stałych itp. Rozwiązania indywidualne zaopatrzenia w ciepło oparte o paliwa dostarczane drogą kołową, kolejową lub inną zależne są w swojej ciągłości od działającego bez przeszkód transportu oraz dostępności surowców energetycznych. Sprawy ciągłości dostaw związane z transportem nośników energii jw. są uzależnione od czynników głównie poza energetycznych.

Systemowe źródło ciepła, firmy GETEC Polska Sp. z o.o., jest opalane pyłem węgla brunatnego i gazem ziemnym. Pył węgla brunatnego (BKS) jest pozyskiwany i uzdatniany na terenie Niemiec i dostarczany transportem samochodowym w stanie przygotowanym do spalania w palnikach kotłów. Źródło ma zapewnioną długoterminową dostawę ww. paliwa. Dla źródła zostało wydane przez Starostę Tureckiego Pozwolenie na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza ważne do dnia 20.02.2028 r.

Lokalny system ciepłowniczy miasta posiada rezerwę mocy cieplnej (ok. 0,16 MW), co umożliwi przyłączenie nowych odbiorców na osiedlu Górnicy.

W zakresie pokrycia zapotrzebowania na energię cieplną na bazie gazu ziemnego istnieją dostateczne rezerwy w systemie zaopatrzenia miasta w gaz ziemny wysokometanowy. Stacje redukcyjno-pomiarowe posiadają znaczne rezerwy przepustowości i zasadniczo zabezpieczają ewentualne zapotrzebowanie na gaz ziemny w Turku dla okresu docelowego. Na terenach, gdzie rozbudowana jest dystrybucyjna sieć gazowa średniego i niskiego ciśnienia, istnieje możliwość zapewnienia pokrycia zwiększonego zapotrzebowania na gaz na potrzeby istniejących i nowych odbiorców, na bazie istniejącej infrastruktury.

10.2 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w energię elektryczną

Z uwagi na powszechność zapotrzebowania na energię elektryczną i fakt, że jej dostępność jest wymagana dla każdego rodzaju działalności – zarówno dla odbiorców komunalnych, jak i pełnego spektrum usług i wytwórczości, podsystem elektroenergetyczny powinien się charakteryzować największą pewnością zasilania.

Podstawowym podmiotem odpowiedzialnym za bezpieczeństwo zasilania w energię elektryczną jest lokalny Operator Systemu Dystrybucyjnego, tj. ENERGA-OPERATOR S.A. OSD dysponuje rezerwami mocy w stacjach WN/SN (Turek Zdrojki oraz Żuki) i SN/nN, biorących udział w zaopatrzeniu obszaru miasta Turku, które zapewniają możliwość przyłączenia kolejnych odbiorców. Istnieją powiązania sieci między tymi stacjami na średnim napięciu, które mogą być odpowiednio konfigurowane w zależności od stanu awaryjnego sieci.

System elektroenergetyczny zaspakaja potrzeby wszystkich dotychczasowych odbiorców energii elektrycznej i aktualnie na terenie miasta nie zidentyfikowano obszarów wymagających wzmocnienia pewności zasilania. W przypadku zwiększonego zapotrzebowania przedsiębiorstwo posiada zarezerwowane środki.

Znaczna część sieci SN i nN w Turku wykonana jest jako sieci napowietrzne.

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.

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. Konsekwencją ich występowania może być w ekstremalnych przypadkach wystąpienie tzw. „*blackoutu*”, tj. rozległej awarii systemu elektroenergetycznego. Systematyczna realizacja właściwych przedsięwzięć modernizacyjnych w systemie dystrybucyjnym jest warunkiem utrzymania dotychczasowego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, a co za tym idzie, bezpieczeństwa energetycznego miasta.

Cenne ze względu na poziom lokalnego bezpieczeństwa energetycznego są równocześnie 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.

10.3 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w gaz ziemny

Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w gaz ziemny to zdolność do zaspokojenia na warunkach rynkowych popytu na gaz pod względem ilościowym i jakościowym, po cenie wynikającej z równowagi podaży i popytu. Na poziom tego bezpieczeństwa składa się przede wszystkim jego dostępność źródłowa i zdolność przesyłowa zarówno w układzie technicznej możliwości doprowadzenia gazu do obszaru, jak i jego rozprowadzenie do odbiorców.

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,
- nadzór nad niezawodnością 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.

Zaopatrzenie odbiorców gazu wysokometanowego w mieście realizowane jest przez PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu z rurociągów średniego i niskiego ciśnienia poprzez stację redukcyjno-pomiarową I st. Polna (własność OGP GAZ-SYSTEM SA – Q=6 000 m³/h) oraz 6 stacji SR-P II st. o łącznej przepustowości około 3,96 tys. m³/h, dysponujących znacznymi rezerwami przepustowości, pozwalającymi na zapewnienie stabilności dostaw gazu. Sieć dystrybucyjna średnioprężna jest zasadniczo siecią pierścieniową z elementami sieci rozgałęznej, zwiększając lokalnie bezpieczeństwo zasilania poszczególnych obszarów. Zrealizowana w 2014 r. budowa gazociągu relacji Gustorzyn-Odolanów zwiększa bezpieczeństwo zaopatrzenia miasta w gaz ziemny sieciowy.

11. Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych - efektywność energetyczna

Ze względu na miejsce realizacji działania racjonalizujące użytkowanie energii można podzielić, na:

- działania w poszczególnych systemach energetycznych zaopatrujących miasto,
- działania związane z produkcją, przesyłem i konsumpcją energii.

Istotnym kryterium jest również podział na działania inwestycyjne i edukacyjne.

Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie nośników energii na obszarze miasta mają szczególnie na celu:

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

Końcowym efektem przedsięwzięć racjonalizujących zużycie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych oraz stosowania środków poprawy efektywności energetycznej jest przede wszystkim oszczędność energii, rozumiana jako ilość zaoszczędzonej energii ustalona poprzez pomiar lub oszacowanie zużycia przed i po wdrożeniu jednego lub kilku środków poprawy efektywności energetycznej. Dodatkowym efektem tych działań jest obniżenie emisji gazów cieplarnianych, w tym CO₂, oraz pozostałych zanieczyszczeń gazowych i pyłowych wprowadzanych do powietrza.

11.1 Racjonalizacja wytwarzania i użytkowania ciepła

Zgodnie z art. 16 ustawy Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek planowania i podejmowania działań mających na celu racjonalizację produkcji i przesyłu ciepła ze skutkiem w postaci korzystniejszych warunków dostawy energii dla odbiorcy końcowego.

Systemowe źródło ciepła

Charakterystyka wraz z oceną stanu technicznego źródeł ciepła zlokalizowanych na terenie miasta Turku została przeprowadzona w rozdziale 4 niniejszego opracowania.

Po wygaszeniu w 2018 r. Elektrowni Adamów – kogeneracyjnego źródła zaopatrującego w ciepło system ciepłowniczy w Turku, w wyniku ogólnoeuropejskiego przetargu na dostawę ciepła do ogrzewania dla prywatnych gospodarstw domowych i budynków publicznych w Turku, jej rolę przejęło nowo wybudowane przez Getec Polska Sp. z o.o. źródło eksploatujące kotły opalane pyłem węgla brunatnego (BKS) oraz gazem ziemnym, zacho-

wujące wg opinii właściciela najwyższe standardy technologiczne i środowiskowe. Źródło przejęło dostawę ciepła dla m.s.c. w Turku na okres 30 lat.

System dystrybucyjny

Działania racjonalizacyjne w obrębie systemu dystrybucji powinny być ukierunkowane na poprawę efektywności przesyłu ciepła poprzez ograniczenie strat przesyłowych oraz na redukcję ubytków wody sieciowej.

Redukcję strat ciepła na przesyłe uzyskać można szczególnie 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,
- zabudowę układów automatyki pogodowej w węzłach ciepłowniczych i sterowania sieci.

Redukcji ubytków wody sieciowej dokonać można przede wszystkim w wyniku:

- modernizacji odcinków sieci o wysokim współczynniku awaryjności,
- zabudowy rurociągów ciepłowniczych z instalacją nadzoru przecieków i zawilgoceń pozwalającą na szybkie zlokalizowanie i usunięcie awarii,
- modernizacji węzłów ciepłowniczych bezpośrednich na wymiennikowe,
- modernizacji i wymiany armatury odcinającej.

Zgodnie z rozdziałem 4 niniejszego opracowania system ciepłowniczy Turku jest systematycznie modernizowany. Aktualnie udział sieci preizolowanych w całkowitej długości sieci wynosi ok. 37% (stan na koniec 2020 r.).

Przy prowadzonej wymianie wyeksploatowanej sieci ciepłowniczej należy każdorazowo przeprowadzić analizę doboru średnicy pod kątem jej optymalizacji, celem uniknięcia nadmiernych strat.

Kotłownie lokalne oraz indywidualne źródła ciepła

Racjonalizacja działań w przypadku kotłowni lokalnych powinna być ukierunkowana na likwidację niskosprawnych lokalnych źródeł oraz podłączenie ich obecnych użytkowników do systemu ciepłowniczego bądź gazowego. W przypadku znacznego oddalenia tych źródeł od systemu ciepłowniczego czy gazowego należy dokonać wymiany niskosprawnych kotłowni węglowych na nowoczesne kotły o wysokim poziomie sprawności. W miarę możliwości należałoby zmienić paliwo tam, gdzie tylko to jest możliwe i wprowadzić dodatkowe instalacje umożliwiające wspomaganie wykorzystania odnawialnych źródeł energii (kolektory słoneczne, fotowoltaika, pompy ciepła).

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.

Przed podjęciem powyższych działań inwestycyjnych celowym jest przeprowadzenie audytu energetycznego budynków, aby określić dokładne zapotrzebowanie na moc cieplną, która przekłada się na wielkości i koszty projektowanych urządzeń.

Indywidualne źródła ciepła zlokalizowane na terenie Turku stanowią w znacznej części niskosprawne kotły opalane paliwem stałym, takim jak węgiel czy miął węglowy. Taki stan rzeczy jest przyczyną występowania zjawiska tzw. niskiej emisji.

Miasto Turek udziela dotacji celowej na dofinansowanie wymiany niskosprawnych kotłów i pieców na niskoemisyjne źródła ciepła w ramach programu przyjętego Uchwałą nr XIX/141/20 Rady Miejskiej Turku z dnia 20 lutego 2020 w sprawie przyjęcia regulaminu udzielania dotacji celowej na dofinansowanie wymiany niskosprawnych kotłów i pieców na niskoemisyjne źródła ciepła (Dz. U. 2020 poz. 1908). Mieszkańcy gminy mogą pozyskać dofinansowanie inwestycji polegających na podłączeniu do miejskiej sieci ciepłowniczej lub gazowej, instalacji ogrzewania gazowego, olejowego lub elektrycznego, pompy ciepła bądź przy zakupie wysokosprawnych kotłów na paliwo stałe – spełniających wymogi rozporządzenia Komisji UE 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. Wysokość dofinansowania wynosi 4 tys. zł w przypadku przyłączenia domu do miejskiej sieci ciepłowniczej lub gazowej, a dla pozostałych przedsięwzięć 3 tys. zł. W tym celu w 2020 r. przeznaczono 130 tys. zł. ze środków budżetu Gminy Miejskiej Turek, z czego zawarto 31 umów o dofinansowanie na łączną kwotę 114 tys. zł. W 2021 r. wypłynęło już 67 wniosków.

Właściciele lub współwłaściciele jednorodzinnych budynków mieszkalnych, lub wydzielonych w budynkach jednorodzinnych lokali mieszkaniowych z wyodrębnioną księgą wieczystą mogą otrzymać dofinansowanie na wymianę niskosprawnych kotłów również dzięki udziale w programie „Czyste Powietrze”.

Według „Programu ochrony powietrza dla strefy wielkopolskiej” szacowana liczba kotłów, które powinny zostać wymienione na terenie miasta Turku wynosi:

- 1 120 sztuk w roku 2021;
- 1 307 sztuk w roku 2022;
- 1 307 sztuk w roku 2023;
- 363 sztuk w roku 2024;
- 363 sztuk w roku 2025;
- 181 sztuk w II kw. roku 2026.

Łączny koszt wymiany kotłów w latach 2021-2026 ma wynieść 69 615 tys. zł.

Budynki

Podstawowymi przepisami określającymi wymagania dotyczące energooszczędności budynków jest ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. D. U. 2020, poz. 1333) i wydane na jej podstawie rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (t.j. Dz.U. 2019 poz. 1065 z póź. zm.). Rozporządzenie to wskazuje, iż budynek i jego instalacje: c.o., klimatyzacyjne, c.w.u., a w przypadku budynków użyteczności publicznej, zamieszkania zbiorowego, produkcyjnych, gospodarczych i magazynowych również oświetlenia wbudowanego, powinny być zaprojektowane i wykonane w taki sposób, aby ilość ciepła, chłodu i energii elektrycznej, potrzebnych do użytkowania budynku zgodnie z jego przeznaczeniem, można było utrzymać na racjonalnie niskim poziomie, który został określony w załączniku do tego rozporządzenia. Poziom ten dotyczy zarówno wartości izolacyjności termicznej przegród budowlanych, wyrażonej jako współczynnik przenikania ciepła U [$W/(m^2 \cdot K)$], jak i kształtowania odpowiednio niskiej wartości wskaźnika zapotrzebowania na energię pierwotną EP [$kWh/m^2/rok$].

Wymagania (wskaźniki) dotyczące energooszczędności budynków będą sukcesywnie zastrzane, zgodnie z harmonogramem zmian:

- od dnia 31 grudnia 2020 r. wszystkie nowe budynki o niemal zerowym zużyciu energii;
- po dniu 31 grudnia 2018 r. nowe budynki zajmowane przez władze publiczne oraz będące ich własnością - budynkami o niemal zerowym zużyciu energii.

Dla zobrazowania skali zmian jakie winny nastąpić w najbliższych latach, poniżej zestawiono wybrane kryteria izolacyjności przegród zewnętrznych określone w załączniku 2 do ww. rozporządzenia.

Tabela 11-1. Przykładowe zmiany wartości współczynnika przenikania ciepła

Lp.	Rodzaj przegrody	Współczynnik przenikania ciepła $U_{C(max)}$ [$W/(m^2 \cdot K)$]		
		od 01.01.2014 r.	od 01.01.2017 r.	od 01.01.2021 r. *
1	Ściany zewnętrzne	0,25	0,23	0,20
2	Dachy, stropodachy i stropy pod nieogrzewanymi poddaszami lub nad przejazdami	0,20	0,18	0,15
3	Stropy nad pomieszczeniami nieogrzewanymi i zamkniętymi przestrzeniami podpodłogowymi	0,25	0,25	0,25
4	Okna, drzwi balkonowe, powierzchnie przezroczyste nieotwieralne	1,30	1,10	0,90
5	Okna połaciowe	1,50	1,30	1,10

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

* dla budynków zajmowanych przez władze publiczne i będących ich własnością od 01.01.2019 r.

Natomiast na maksymalną wartość wskaźnika EP składają się cząstkowe maksymalne zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną: na potrzeby ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody użytkowej (EP_{H+W}); na chłodzenie (EP_C) i oświetlenie (EP_L) budynku.

Niska wartość wskaźnika EP oznacza, że użyty nośnik energii w małym stopniu wpływa na degradację środowiska naturalnego, a w szczególności na efekt cieplarniany. Jednak na poziom energochłonności budynku wskazuje wartość energii użytkowej, którą należy dostarczyć do pomieszczeń w budynku, by funkcjonował on zgodnie z założeniami projektowymi. O jej wartości decyduje m.in. izolacyjność cieplna przegród przezroczystych i nieprzezroczystych, mostki cieplne, kształt budynku czy strumień powietrza wymienianego w procesie wentylacji. Maksymalne dopuszczalne wartości wskaźnika EP_{H+W} na potrzeby ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla poszczególnych rodzajów budynków, określone w ww. rozporządzeniu, zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 11-2 Częstkowe maksymalne wartości wskaźnika EP_{H+W} na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej

Lp.	Rodzaj budynku	Częstkowe maksymalne wartości wskaźnika EP _{H+W} na potrzeby ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody użytkowej [kWh/(m ² ·rok)]		
		od 01.01.2014 r.	od 01.01.2017 r.	od 01.01.2021 r.*
1	Budynek mieszkalny jednorodzinny	120	95	70
2	Budynek mieszkalny wielorodzinny	105	85	65
3	Budynek zamieszkania zbiorowego	95	85	75
4	Budynek użyteczności publicznej – opieka zdrowotna	390	290	190
5	Budynek użyteczności publicznej - pozostałe	65	60	45
6	Budynek gospodarczy, magazynowy i produkcyjny	110	90	70

* dla budynków zajmowanych przez władze publiczne i będących ich własnością od 01.01.2019 r.

Przykłady możliwych do zastosowania działań służących poprawie charakterystyki energetycznej budynków, w tym dostosowania i utrzymania ich zapotrzebowania na energię na racjonalnie niskim poziomie, określa w szczególności załącznik 3 do „Krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej dla Polski”. Wyciąg z tego załącznika przedstawiono w kolejnym rozdziale.

Od 9 marca 2015 r. funkcjonuje nowy system oceny energetycznej budynków, wprowadzony ustawą z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (t.j. Dz. U. 2021 poz. 497). Nakłada on na właścicieli i zarządców nieruchomości, którzy chcą je sprzedać albo wynająć, obowiązek sporządzenia świadectwa charakterystyki energetycznej. Wymóg ten dotyczy również osób posiadających spółdzielcze prawo własnościowe do lokalu. Momentem, w którym świadectwo charakterystyki energetycznej powinno zostać przekazane nabywcy lub najemcy, jest zawarcie umowy sprzedaży lub umowy najmu. Jeśli zbywca albo wynajmujący nie wywiąże się z tego obowiązku, nabywca albo najemca może w terminie 14 dni od dnia zawarcia umowy wezwać pisemnie zbywcę lub wynajmującego do przekazania świadectwa charakterystyki energetycznej w terminie 2 miesięcy od dnia doręczenia wezwania. Nabywca lub najemca nie może zrzec się prawa do tego wezwania. W przypadku, gdy świadectwo charakterystyki energetycznej nie zostanie przekazane w ww. terminie, nabywca albo najemca może – w terminie nie dłuższym niż 6 miesięcy w przypadku umowy najmu oraz 12 miesięcy w przypadku umowy sprzeda-

ży – zlecić sporządzenie świadectwa charakterystyki energetycznej na koszt zbywcy albo wynajmującego.

Świadectwo charakterystyki energetycznej jest wymagane także w przypadku obiektów użyteczności publicznej, tj. budynków o powierzchni użytkowej przekraczającej 250 m² zajmowanych przez: organy wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę oraz administrację publiczną, w których obsługiwani są interesanci. W tych budynkach należy ponadto w widocznym miejscu umieścić kopię świadectwa. Obowiązek jej umieszczenia dotyczy także budynków o powierzchni użytkowej przekraczającej 500 m², w których są świadczone usługi dla ludności, i dla których wykonano takie świadectwa.

Nowe przepisy zakładają, że z przygotowania świadectw charakterystyki energetycznej zwolnione będą domy budowane na własny użytek. Obowiązek sporządzania świadectw nie będzie też dotyczył m.in. zabytkowych kamienic, kościołów, a także budynków mieszkalnych przeznaczonych do użytkowania nie dłużej niż cztery miesiące w roku.

Osoby posiadające lub zarządzające budynkami/lokalami, dla których sporządzono świadectwa, będą także zobowiązane do przeprowadzania okresowych kontroli instalacji grzewczych i klimatyzacyjnych polegających na:

- ➔ sprawdzeniu stanu technicznego systemu ogrzewania, z uwzględnieniem efektywności energetycznej kotłów oraz dostosowania ich mocy do potrzeb użytkowych:
 - co najmniej raz na 5 lat - dla kotłów o nominalnej mocy cieplnej od 20 kW do 100 kW,
 - co najmniej raz na 2 lata - dla kotłów opalanych paliwem ciekłym lub stałym o nominalnej mocy cieplnej ponad 100 kW,
 - co najmniej raz na 4 lata - dla kotłów opalanych gazem o nominalnej mocy cieplnej ponad 100 kW,
- ➔ ocenie efektywności energetycznej zastosowanych urządzeń chłodniczych o mocy chłodniczej nominalnej większej niż 12 kW, co najmniej raz na 5 lat.

Kontrolą objęty został cały system ogrzewania, tj. kotły wraz z urządzeniami instalacyjnymi. Ponadto kontrolowane również muszą być urządzenia zasilane paliwem odnawialnym, a nie jak do tej pory, tylko paliwem nieodnawialnym.

Kolejnym instrumentem wspomagającym racjonalne użytkowanie ciepła w zabudowie mieszkaniowej oraz budynkach stanowiących własność jednostek samorządu terytorialnego jest rządowy program wsparcia remontów i termomodernizacji, który działa w oparciu o przepisy ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (t.j. Dz. U. 2021, poz. 554). Jego celem jest poprawa stanu technicznego istniejących budynków ze szczególnym uwzględnieniem zmniejszenia rocznego zapotrzebowania na energię, zmniejszenia rocznych strat energii, zmniejszenia rocznych kosztów pozyskania ciepła, zamiany źródła energii na źródło odnawialne lub zastosowania wysokosprawnej kogeneracji.

Beneficjentami tego programu są właściciele zasobów mieszkaniowych (gminy, spółdzielnie mieszkaniowe, właściciele mieszkań zakładowych i prywatni właściciele), właściciele budynków zamieszkania zbiorowego oraz jednostki samorządu terytorialnego. Program ten obejmuje wsparcie przedsięwzięć termomodernizacyjnych i remontowych udzielane w postaci tzw. premii, czyli spłaty części kredytu wykorzystanego na realizację przedsięwzięcia. Spłata jest dokonywana ze środków Funduszu Termomodernizacji i Remontów, obsługiwanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego i zasilanego ze środków budżetu państwa.

Jednym z narzędzi możliwych do wykorzystania w celu określenia opłacalnych pod kątem kosztów sposobów termomodernizacji dla konkretnego budynku jest audyt energetyczny, wykonany na podstawie rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. ws. szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego (Dz. U. 2009 nr 43 poz. 346 z późn. zm.). W audycie energetycznym analizowane są wszystkie możliwe techniczne procesy prowadzące do obniżenia zapotrzebowania ciepłego przez dany obiekt budowlany. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń mogą być wybrane te działania, które powodują największe oszczędności energii przy krótkim czasie zwrotu poniesionych nakładów.

Instrumentem wsparcia dla budownictwa są programy związane z ochroną atmosfery uruchomione przed NFOŚiGW, w tym:

Program priorytetowy: Budownictwo energooszczędne

Ograniczenie lub uniknięcie emisji CO₂ poprzez zmniejszenie zużycia energii w budownictwie oraz zwiększenie produkcji energii z odnawialnych źródeł. Program skierowany jest dla podmiotów prowadzących: działalność leczniczą (np. szpitale), muzea, domy studenckie, właścicieli budynków wpisanych do Rejestru zabytków oraz kościołów. Dofinansowanie udzielane jest w formie dotacji i pożyczki lub tylko samej dotacji lub samej pożyczki.

Program priorytetowy: Czyste Powietrze

Zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych poprzez wymianę źródeł ciepła i poprawę efektywności energetycznej budynków mieszkalnych jednorodzinnych. Celem programu jest m.in. wymienienie nieefektywnych źródeł ciepła na niskoemisyjne, umożliwienie dodatkowej zdolności do wytworzenia energii dzięki montażu mikroinstalacji fotowoltaicznej, ograniczenie: zużycia energii końcowej do 37 500 000 MWh/rok, emisji pyłu o średnicy mniejszej niż 10 mikrometrów (PM10) do 210 000 Mg/rok, emisji benzo- α -pirenu do 140 Mg/rok oraz zmniejszenie emisji CO₂. Dofinansowanie udzielane jest w formie dotacji, pożyczki dla gmin, termomodernizacyjnej uldze podatkowej i kredytów. Nabór wniosków jest prowadzony w trybie ciągłym w latach 2018-2029.

Obecnie w trakcie przygotowania jest Program Priorytetowy „Wzrost efektywności energetycznej lokali w budynkach wielorodzinnych”.

Budownictwo wielorodzinne

Działania termomodernizacyjne na budynkach wielorodzinnych w Turku zostały częściowo zrealizowane, a ich stan u poszczególnych administratorów zasobów mieszkaniowych jest zróżnicowany. Zgodnie z rozdziałem 3 niniejszego opracowania na terenie Turku w 2019 roku zasoby mieszkaniowe wynosiły ok. 10,3 tys. mieszkań. Zarządcami nieruchomości, którzy udzielili informacji na temat swoich zasobów są następujące podmioty:

- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Tęcza”,
- Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej sp. z o.o.

Spółdzielnia Mieszkaniowa „Tęcza”

Spółdzielnia posiada w swoim administrowaniu 58 budynków mieszkalnych wybudowanych w latach 1960-2000 (3 738 mieszkań o łącznej powierzchni ok. 184,5 tys. m²). Od 2011 r. wszystkie budynki wyposażone są w instalację c.o. zasilaną z miejskiej sieci ciepłowniczej. W latach 2017-2021 wykonano następujące działania termomodernizacyjne:

- zamontowano/wymieniono zawory termoregulacyjne - w 43 budynkach;
- zamontowano podzielniki - w 41 budynkach;
- zmodernizowano instalację wewnętrzną c.o - w 43 budynkach.

Na bieżąco wymieniana jest stolarka okienna i drzwiowa – dotychczas zrealizowano:

- całkowicie – okienna w 38 budynkach i drzwiowa w 50 budynkach,
- w 90% – okienna w 9 budynkach,
- w 80% – okienna w 11 budynkach,
- w 50% – drzwiowa w jednym budynku.

Do 2021 roku docieplono ściany zewnętrzne w 51 budynkach, a dach bądź strop dachu w 57 budynkach.

W najbliższym czasie, w budynkach przy ul. Kościuszki i Wyzwolenia, zaplanowane jest docieplenie ścian i wymiana drzwi zewnętrznych (w 4 budynkach) oraz montaż podzielników i wymiana termostatów (w 2 budynkach). W 2021 r. na osiedlu Piłsudskiego planuje się instalacje fotowoltaiczne o mocy 25 i 40 kW zasilające biurowiec oraz węzeł c.o.

Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.

PGKiM posiada w swoim administrowaniu 160 budynków mieszkalnych (o łącznej powierzchni użytkowej ok. 145,1 tys. m²). Aktualnie w instalację c.o. zasilaną z m.s.c. wyposażonych jest 100 budynków, 47 budynków eksploatuje piece węglowe, a 7 indywidualne piece gazowe. W pozostałych budynkach wykorzystywana jest biomasa. Budynki zostały wybudowane w latach 1850 do 2018 (po roku 2000 do użytkowania oddano 6 budynków wielorodzinnych).

W latach 2017-2020 wykonano następujące działania termomodernizacyjne:

- docieplono ściany zewnętrzne - w 46 budynkach;
- ocieplono dach lub strop dachu - w 28 budynkach;
- wymieniono drzwi - w 16 budynkach;
- zmodernizowano instalacje wewnętrzną c.o. - w 29 budynkach;
- zmodernizowano/wymieniono węzeł cieplny - w 1 budynku;
- zmieniono sposób ogrzewania budynków:
 - na piece spalające pellet – w 6 budynkach,
 - na piece gazowe – w 3 budynkach,
 - na zasilanie z miejskiego systemu ciepłowniczego – w 1 budynku.

W najbliższym czasie nie są zaplanowane nowe inwestycje modernizacyjne.

Budynki użyteczności publicznej

Zlokalizowane na obszarze miasta obiekty użyteczności publicznej 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 i firm zlokalizowanych na terenie Turku, w których dokonano działań termomodernizacyjnych, zmniejszając tym samym obciążenie środowiska, jak również obciążenia finansowe władz miasta czy też powiatu z tytułu kosztów ogrzewania pomieszczeń.

Tabela 11-3. Zestawienie przeprowadzonych działań termomodernizacyjnych w obiektach użyteczności publicznej i firmach w Turku w latach 2017-2021

Lp.	Nazwa	Adres	Działania termomodernizacyjne	
			Rok	Zakres
1	Urząd Skarbowy w Turku	Konińska 1	2017/2018	- docieplenie stropu, - docieplenie dachu przybudówki, - docieplenie ścian, - wymiana stolarki okiennej i drzwiowej, - modernizacja oświetlenia na LED, - montaż ogniw fotowoltaicznych, - wymiana instalacji c.o. wraz z izolacją, - wymiana grzejników c.o., - wymiana zaworów termostatycznych.
2	STOLTUR Spółka Jawna	Al. Jana Pawła II	-	- montaż paneli fotowoltaicznych, - modernizacja oświetlenia na LED, - modernizacja stacji odpylania pyłów, - rozbudowa magazynu oraz budynku biurowo-magazynowego (w trakcie).
3	Środowiskowy Dom Samopomocy w Turku	3-go Maja 8	2018	- docieplenie ścian i stropodachu, - montaż stolarki drzwiowej, - montaż częściowej stolarki okiennej, - wymiana grzejników instalacji c.o.

W Inspektoracie zakładu ubezpieczeń społecznych w Turku planuje się wykonanie dwufunkcyjnego węzła cieplnego c.o. i c.w.u, natomiast Flokk sp. z o. o. od 2023 r. zakłada rozpoczęcie rozbudowy swojego zakładu o ok. 17 tys. m².

11.2 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.

Miasto Turek nie ma wpływu na długodystansowy przesył energii elektrycznej w krajowym systemie energetycznym i z tego względu zagadnienie to pominięto w dalszych analizach. Pozostałe problemy powinny być analizowane z punktu widzenia polityki energetycznej miasta, stąd też zostały omówione w kolejnych podrozdziałach.

Ograniczenie strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym – działania dystrybutorów

Najważniejszymi kierunkami zmniejszania strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym są:

- zmniejszenie strat przesyłowych w liniach energetycznych;
- zmniejszenie strat jałowych w stacjach transformatorowych.

Zagadnienie zmniejszania strat w stacjach transformatorowych rozwiązywane jest poprzez monitorowanie stanu obciążeń poszczególnych stacji transformatorowych i gdy jest to potrzebne, wymienianie transformatorów na inne, o mocy lepiej dobranej do nowych okoliczności. Generalnie należy stwierdzić, że podmiotami w całości odpowiedzialnymi za zagadnienia związane ze zmniejszeniem strat w systemie dystrybucji energii elektrycznej na obszarze miasta jest przedsiębiorstwo dystrybucyjne ENERGA-OPERATOR S.A. Oddział w Kaliszu.

Ograniczenie strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym – wykorzystanie energii elektrycznej

Najistotniejsze sposoby wykorzystania energii elektrycznej to:

- napędy silników elektrycznych,
- oświetlenie,
- ogrzewanie elektryczne,
- zasilanie urządzeń elektronicznych.

Z punktu widzenia poprawy efektywności wykorzystania energii elektrycznej działania dotyczące modernizacji samych silników elektrycznych są mało atrakcyjne. Należy zwracać uwagę raczej na wymianę całego urządzenia, które jest napędzane tym silnikiem, co zaliczamy do działań związanych z poprawą efektów stosowania energii elektrycznej.

W przypadku napędów elektrycznych należy zwrócić uwagę na możliwość oszczędzania energii elektrycznej poprzez zastosowanie napędów z regulacją obrotów silnika w zależności od aktualnych potrzeb (np. przy pomocy falowników) oraz na dbałość, aby napędy elektryczne nie były przewymiarowane i pracowały z optymalną sprawnością.

Okresy pracy większych odbiorników energii elektrycznej należy, w miarę możliwości, przesunąć na godziny poza szczytem – w strefach pozaszczytowych zmniejszają się koszty ponoszone w związku z użytkowaniem energii elektrycznej.

Poprawa efektywności wykorzystania energii elektrycznej

Zgodnie z postanowieniami tzw. trzeciej dyrektywy klimatycznej („Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych”) państwa członkowskie były zobowiązane do zainstalowania 80% tzw. inteligentnych systemów pomiaru do roku 2020. Na mocy dyrektywy obowiązek wprowadzenia inteligentnych systemów uzależniony jest od przeprowadzenia ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie wdrożenie jest wykonalne.

Można wyróżnić dwa systemy inteligentnego wykorzystywania energii:

- Smart Grid - technologia pozwalająca na integrację sieci elektroenergetycznych z sieciami IT w celu poprawy efektywności energetycznej, aktywizacji odbiorców, poprawy konkurencji, zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego i łatwiejszego przyłączenia do odnawialnych źródeł energii.
- Smart Metering - wprowadza nowoczesne urządzenia pomiarowe, w tym wymianę istniejących systemów liczników na liczniki wyposażone w możliwość dwustronnej komunikacji. Zaletą jest naliczanie kosztów za rzeczywiście zużytą ilość energii (nie na podstawie prognoz). Umożliwia elastyczne dostosowanie taryfy dla indywidualnych potrzeb odbiorców oraz pozwala na sprawną zmianę dostawcy energii elektrycznej, wpływając na wzrost poziomu konkurencji rynku elektroenergetycznego.

Analiza i ocena możliwości wykorzystania energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania

Ogrzewanie elektryczne polega na bezpośrednim wykorzystaniu przemiany energii elektrycznej na ciepło. W ostatnim czasie jest ono szeroko propagowane i zdobywa sobie coraz więcej zwolenników. Jego zastosowanie pociąga za sobą wysokie koszty eksploatacyjne przy relatywnie niskich nakładach inwestycyjnych.

Na rynku dostępnych jest wiele urządzeń grzewczych wykorzystujących energię elektryczną (grzejniki elektryczne, listwy przypodłogowe, ogrzewanie podłogowe lub sufitowe za pomocą kabli czy mat grzewczych). Decydując się na ogrzewanie elektryczne należy zwrócić uwagę na odpowiedni dobór mocy. Istotne jest nie tylko zapewnienie komfortu cieplnego, ale również najniższych kosztów inwestycyjnych.

Wśród zalet, jakie posiada ogrzewanie elektryczne, należy wymienić:

- powszechną dostępność źródła energii (np. na terenach, gdzie rozwija się budownictwo jednorodzinne, a brak tam uzbrojenia w gaz lub sieci ciepłownicze);
- niskie nakłady inwestycyjne – instalacja elektryczna musi być wykonana w każdym budynku; ogrzewanie elektryczne wyklucza konieczność budowy dodatkowych pomieszczeń na kotłownię, składowanie paliwa i popiołu, brak także potrzeby ochrony komina przed działaniem spalin (jak np. w przypadku kotłowni gazowych);
- komfort i bezpieczeństwo użytkowania (nie występuje zagrożenie wybuchem lub zaccadzeniem, brak potrzeby gromadzenia materiałów łatwopalnych – paliwa);
- bezpośrednio i dokładne opomiarowanie zużytej energii;
- możliwość optymalizacji zużycia energii – duża możliwość regulacji temperatury, również osobno dla poszczególnych pomieszczeń w mieszkaniu;
- brak strat ciepła na doprowadzeniach, zarówno wewnątrz budynku, jak i do budynku;
- możliwość zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych mieszkańców budynku za pomocą jednego nośnika energii;
- stała gotowość eksploatacyjna - możliwość zaspokojenia potrzeby ogrzewania poza sezonem grzewczym;
- możliwość instalowania grzejników o różnych gabarytach, zależnie od potrzeb występujących w danym pomieszczeniu;
- niskie koszty naprawy i obsługi;
- instalacje ogrzewania elektrycznego wymagają rzadszych działań konserwacyjnych;
- duża sprawność i trwałość urządzeń;
- „ekologiczność” ogrzewania – emisja zanieczyszczeń odbywa się w miejscu wytwarzania energii elektrycznej.

Do wad ogrzewania elektrycznego należy zaliczyć wysokie koszty eksploatacji (średnie koszty są wyższe niż dla ogrzewania gazowego, olejowego, czy w przypadku opalania drewnem). Zakłady elektroenergetyczne czynią starania w celu zwiększenia konkurencyjności ogrzewania elektrycznego w stosunku do innych mediów. Służy temu szeroka akcja marketingowa poparta tworzeniem specjalnych grup taryfowych.

Możliwość wykorzystania energii elektrycznej jako nośnika ciepła w budownictwie mieszkaniowym musi wiązać się z istnieniem odpowiednich rezerw w systemie elektroenergetycznym na danym terenie. Istotny czynnik stymulujący stanowić może stworzenie przez ENERGA-OPERATOR SA grup taryfowych preferujących w większym stopniu, niż dotychczasowa taryfa dwustrefowa, odbiorców korzystających z ogrzewania elektrycznego. Aktualnie nie wydaje się być zbyt racjonalnym propagowanie stosowania w nowej zabudowie ogrzewania opartego na wykorzystaniu energii elektrycznej, głównie z uwagi na jego wysokie koszty eksploatacyjne.

Celowym wydaje się wykorzystanie tego rodzaju ogrzewania na obszarach, na których dokonuje się rewitalizacji zabudowy, czy też modernizacji istniejącego sposobu ogrzewania będącego często źródłem „niskiej emisji” (zmiany sposobu ogrzewania mieszkań za pomocą pieców ceramicznych i etażowych ogrzewań węglowych). Zastosowanie energii elektrycznej jako źródła energii cieplnej podyktowane może być również brakiem możliwości technicznych zastosowania innego nośnika energii (np. obiekt zabytkowy). Przy podejmowaniu działań zmierzających do wykorzystania ogrzewania elektrycznego należy brać pod uwagę możliwości istniejącej w danym rejonie infrastruktury elektroenergetycznej.

W przypadku zmiany sposobu ogrzewania z węglowego na system elektroenergetyczny konieczne jest wykonanie inwestycji (w najprostszej formie) obejmujących:

- przygotowanie sieci elektroenergetycznych do zwiększonego poboru mocy; wymianę liczników jednofazowych na liczniki trójfazowe, dwu- lub trójstrefowe;
- zamontowanie w mieszkaniach grzejników elektrycznych wraz z regulatorami temperatury lub zabudowa w istniejących piecach kaflowych grzałek elektrycznych z regulatorami temperatury.

Przed wykonaniem inwestycji polegającej na konwersji ogrzewania z węglowego na system elektroenergetyczny celowym jest potwierdzenie wielkości energetycznych budynku dla określenia jego dokładnego zapotrzebowania na moc cieplną i rocznego zużycia ciepła (najlepiej poprzez wykonanie audytu energetycznego).

Biorąc pod uwagę wielkość kosztów eksploatacyjnych oraz zakres występowania ogrzewań elektrycznych w istniejącej zabudowie, zakłada się, że energia elektryczna będzie stanowiła alternatywne źródło energii cieplnej w mieście w ograniczonym zakresie. Jej zastosowanie będzie uzależnione od dyspozycyjności sieci elektroenergetycznej w danym obszarze. Głównymi odbiorcami energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania mają być modernizowane budynki mieszkalne i usługowe.

Racjonalizacja zużycia energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia ulicznego

Racjonalizacja zużycia energii na potrzeby oświetlenia ulicznego jest możliwa dzięki:

- wymianie opraw i źródeł świetlnych na energooszczędne,
- kontroli czasu świecenia – zastosowanie wyłączników przekaźnikowych, które dają lepszy efekt (niż zmierzchowe), w postaci dokładnego dopasowania czasu pracy do warunków świetlnych,
- dbałość o regularne przeprowadzanie prac konserwacyjno-naprawczych i czyszczenia opraw.

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.

Obecnie na obszarze miasta Turku oświetlenie uliczne w większości użytkowane jest przez firmę „Oświetlenie Uliczne i Drogowe” sp. z o.o. w Kaliszu na , którym spółka dokonuje zadań modernizacyjnych. Pozostała część (53 sztuki) należy do Gminy Turek.

Kaliszka spółka od II kwartału 2021 r. realizuje projekt pn. „Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej poprzez modernizację infrastruktury oświetlenia zewnętrznego na terenach gminnych województw: wielkopolskiego, łódzkiego i dolnośląskiego”. Projekt współfinansowany i organizowany jest przez NFOŚiGW w ramach Programu Priorytetowego „SOWA – oświetlenie zewnętrzne”, a miasto Turek jest jednym z beneficjentów tego przedsięwzięcia.

W ramach pierwszego etapu projektu w Turku zmodernizowano 95 opraw i zastąpiono je lampami LED oraz wymieniono 82 słupy. Przebudowa obejmowała ulice: Spółdzielców, Słoneczną, Sucharskiego i Młodych. Drugi etap projektu planowany jest na II kwartał 2022 roku. Po przeprowadzonej inwestycji szacuje się zmniejszenie zużycia energii elektrycznej o co najmniej 50% w stosunku do stanu pierwotnego (a co za tym idzie obniżenie kosztów opłat za energię) oraz zmniejszenie emisji CO₂ o blisko 400 ton/rok.

Istnieją możliwości znacznego obniżenia kosztów związanych z dostawą energii wymaganej do zasilania oświetlenia ulicznego i innych obiektów miejskich, wynikające zarówno ze zobowiązania jednostek sektora publicznego do pełnienia wzorcowej roli, jak również ze wspólnotowych unormowań dotyczących udzielania zamówień publicznych oraz z doboru optymalnej organizacji zakupów i wykorzystania korzystnych uwarunkowań handlowych związanych z wprowadzeniem powszechnego rynku energii. W wyniku utworzenia grupy zakupowej i dokonania zakupu energii elektrycznej na potrzeby zrzeszonych w tej grupie jednostek samorządowych, w trybie przetargu, można uzyskiwać znaczne zmniejszenie kosztów w stosunku do kwoty zaplanowanej w przypadku dokonania zakupów w warunkach niekonkurencyjnych. Firma „Oświetlenie Uliczne i Drogowe” sp. z o.o. w drodze przetargu, kupuje energię elektryczną do sieci oświetleniowych na rzecz Gmin-wspólników, w tym dla miasta Turek.

11.3 Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych

Przy rozpatrywaniu działań związanych z racjonalizacją użytkowania paliw gazowych 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.

Pozyskanie paliw pozostaje całkowicie poza zasięgiem Turku (pod względem geograficznym i organizacyjno-prawnym), a co więcej poza granicami Polski, stąd kwestia ta została pominięta. Również problemy związane z długodystansowym przesyłem gazu stanowią zagadnienie o charakterze ponadlokalnym, które powinno być analizowane w skali ponadwojewódzkiej. Pozostałe problemy są natomiast zagadnieniami, które winny być analizowane z punktu widzenia polityki energetycznej miasta, stąd też zostały 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 przez:

- nieszczelności na armaturze – dotyczą armatury i jej połączeń z gazociągami (połączenia gwintowane lub przy większych średnicach kołnierzowe), zmniejszenie przecieków gazu na armaturze będzie wiązało się z jej wymianą;
- awariami (nagłymi nieszczelnościami) i remontami (gaz wypuszczany do atmosfery ze względu na prowadzone prace) – modernizacja sieci wpłynie na zmniejszenie prawdopodobieństwa awarii.

Zmniejszenie strat gazu ma następujące znaczenie:

- efekt ekonomiczny – zmniejszenie strat gazu powoduje zmniejszenie kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa, co powinno skutkować obniżeniem kosztów u odbiorcy;
- metan jest gazem powodującym efekt cieplarniany, a jego negatywny wpływ jest większy niż CO₂ – stąd 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.

Niemal całość odpowiedzialności za działania związane ze zmniejszeniem strat gazu w jego dystrybucji spoczywa na PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu. W warunkach zabudowy miejskiej (śródmiejskiej), duże znaczenie mają koszty związane z zajęciem pasa terenu, uzgodnieniem prowadzenia instalacji podziemnych oraz z odtworzeniem nawierzchni. Ważne jest więc, aby wymiana instalacji podziemnych (gaz, woda, kanalizacja, kable energetyczne i telekomunikacyjne itd.) była prowadzona kompleksowo.

Racjonalizacja wykorzystania paliw gazowych

Paliwo gazowe na terenie miasta Turek wykorzystywane jest do następujących celów:

- wytwarzanie ciepła (w postaci gorącej wody lub pary);
- bezpośrednio przygotowywanie ciepłej wody użytkowej;
- przygotowywanie posiłków w gospodarstwach domowych i obiektach zbiorowego żywienia;
- cele bezpośrednio technologiczne.

Sprawność wykorzystania gazu 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 m.in. 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 (małych kotłów gazowych stosowanych jako indywidualne źródła ciepła) – przy mniejszych obciążeniach cieplnych kotła;
- lepszy dobór wielkości kotła – unikanie przewymiarowania;
- stosowanie kotłów kondensacyjnych pozwalających na odzyskanie ze spalin ciepła parowania pary wodnej zawartej w spalinach (ich stosowanie wymaga niskotemp. układu odbioru ciepła oraz układu do neutralizacji i odprowadzenia kondensatu).

W przypadku przygotowywania c.w.u. w podgrzewaczach przepływowych największe możliwości oszczędności należy wiązać z lepszym rozwiązaniem układu palnikowego i układu powierzchni ogrzewalnych podgrzewacza oraz ze stosowaniem zapalaczy iskrowych.

Udział gazu zużywanego na przygotowywanie posiłków w gospodarstwach domowych i obiektach zbiorowego żywienia jest stosunkowo wysoki (duża ilość mieszkań, gdzie kuchnia gazowa jest jedynym odbiornikiem gazu). Określenie możliwych oszczędności związanych z poprawą sprawności tych urządzeń jest trudne, jednak jego efekt będzie i tak dużo mniejszy niż skutki zmniejszania 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, będą jednak mniejsze od zmian związanych z wahaniami produkcji.

Najważniejsze kierunki zmian zapotrzebowania gazu będą polegały na kontynuacji:

- działań racjonalizujących zużycie gazu na cele ogrzewania u istniejących odbiorców;
- przechodzenia odbiorców korzystających z innych rodzajów ogrzewania na ogrzewanie gazowe;
- odchodzenia od wykorzystania gazu tylko do celów przygotowania posiłków;
- przyłączania odbiorców nowo wybudowanych.

11.4 Racjonalizacja – kierunki działań gminy

Podstawowym zadaniem samorządu lokalnego w procesie stymulowania działań racjonalizacyjnych jest pełnienie funkcji centrum informacyjnego oraz bezpośredniego wykonawcy i koordynatora działań racjonalizacyjnych, szczególnie tych, które związane są z obiektami bezpośrednio podlegającymi miastu (szkoły, domy kultury, budynki komunalne itp.).

Funkcja centrum informacyjnego winna przejawiać się poprzez:

- uświadamianie konsumentom energii korzyści płynących z jej racjonalnego użytkowania;
- promowanie opłacalnych ekonomicznie i ekologicznie rozwiązań w dziedzinie zaopatrzenia w ciepło;
- uświadamianie możliwości związanych z dostępnym dla mieszkańców miasta preferencyjnym finansowaniem niektórych przedsięwzięć racjonalizacyjnych.

Dla przyspieszenia przemian w zakresie przechodzenia na nośniki energii bardziej przyjazne dla środowiska oraz prowadzenia działań zmniejszających energochłonność potrzebne są dodatkowe zachęty organizacyjno-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 z wykorzystaniem energetyki odnawialnej jako najbardziej korzystnych z punktu widzenia ochrony środowiska naturalnego;
- stworzenie możliwości finansowania 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% premii wykorzystanej kwoty kredytu (nie więcej niż 16% kosztów);
- stosowanie przez określony czas dopłat dla odbiorców budujących w swoich domach wysokiej jakości kotły na paliwo stałe, ciekłe, gazowe lub biomasę, gwarantując obniżenie wskaźników emisji.

Większość możliwych działań związanych z racjonalizowaniem użytkowania energii na terenie miasta (np. termomodernizacja budynków) wymaga znacznych nakładów. W celu zmaksymalizowania udziału środków zewnętrznych w finansowaniu zadań z zakresu racjonalizacji układu zaopatrzenia w energię, przedsięwzięcia tego rodzaju mogą zostać ujęte w dokumentach strategiczno-operacyjnych miasta, jak na przykład – Plan Gospodarki Niskoemisyjnej.

11.5 Możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej

Działania wynikające z ustawy o efektywności energetycznej

Sejm przyjął nową ustawę o efektywności energetycznej w dniu 20 maja 2016 r. (t. j. Dz. U. 2021, poz. 468). Ustawa zawęża obowiązkowe stosowanie przez jednostkę sektora publicznego środków poprawy efektywności energetycznej z dwóch do jednego. Dokonuje również zmian w wykazie środków poprawy efektywności energetycznej wykreślając z niego sporządzenie audytu energetycznego, a wprowadzając wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, potwierdzone uzyskaniem wpisu do rejestru EMAS. Zastosowanie danego środka poprawy efektywności energetycznej będzie mogło się odbyć na podstawie umowy o poprawę efektywności energetycznej, natomiast nakłady inwestycyjne przeznaczone na realizację przedsięwzięcia powinny być spłacane w zależności od poziomu uzyskiwanych oszczędności energii.

W celu poprawy charakterystyki energetycznej budynków stanowiących własność instytucji rządowych, ustawa nakłada na organy władzy publicznej obowiązek nabywania efektywnych energetycznie produktów lub budynków lub zlecenia wykonania usług albo wynajmowania efektywnych energetycznie budynków lub ich części, albo, w użytkowanych budynkach należących do Skarbu Państwa poddawanych przebudowie zapewnienia wypełnienia zaleceń, o których mowa w ustawie o charakterystyce energetycznej budynków.

Ustawa wprowadza następujące zmiany, m.in.:

- zakres obowiązku dotyczącego realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej lub uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa efektywności energetycznej określono, jako uzyskanie w każdym roku oszczędności energii finalnej w wysokości 1,5%;
- dopuszczono możliwość realizacji obowiązku nałożonego na podmioty zobowiązane, w zakresie wyższym niż: 20% tego obowiązku za rok 2021 i 2022 oraz 10% tego obowiązku w roku 2023, 2024 i 2025 poprzez uiszczanie opłaty zastępczej;
- określono stałą wielkość jednostkowej opłaty zastępczej: 1 000 zł za rok 2016 oraz 1 500 zł za rok 2017 - za tonę oleju ekwiwalentnego. Wysokość opłaty za rok 2018 i z każdym kolejnym rokiem zwiększa się o 5% w stosunku do wysokości jednostkowej opłaty zastępczej obowiązującej za rok poprzedni;
- wskazano, iż świadectwa efektywności energetycznej nie będą wydawane za przedsięwzięcia, które zostały już zrealizowane;
- zniesiono obowiązek przeprowadzania przetargu, w wyniku którego Prezes URE dokonywał wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można było uzyskać świadectwa. Wydawanie przez Prezesa URE świadectw będzie się odbywać na wniosek podmiotu realizującego przedsięwzięcie.

Środki poprawy efektywności energetycznej budynków

Największy potencjał w zakresie oszczędności energii wskazano w sektorze budynków. Szczegółowy opis środków służących poprawie efektywności energetycznej budynków, które prowadzą do redukcji rocznego zapotrzebowania na energię końcową na cele związane z ogrzewaniem i wentylacją, przygotowaniem c.w.u., chłodzeniem oraz oświetleniem, przedstawia załącznik do „Krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej”.

Rekomendowane komponenty instalacji c.o., c.w.u. i wentylacji przedstawia tabela poniżej.

Tabela 11-4. Komponenty instalacji c.o., c.w.u. i wentylacji (bez klimatyzacji) w podziale na rodzaj zabudowy według „Krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej”

Rodzaj zabudowy	Instalacja c.o.	OZE	Instalacja c.w.u.	Wentylacja
Budynki mieszkalne jednorodzinne	Ogrzewanie wodne niskotemperaturowe: - grzejniki podłogowe lub podłogowo – konwekcyjne, - parametry instalacji: 55/45°C lub 40/30°C, - urządzenia regulacyjne grzejnikowe o dokładności regulacji 1K, - źródło ciepła: kocioł kondensacyjny gazowy, pompa ciepła PC COP 6,0, kocioł niskotemperaturowy	Kolektory słoneczne termiczne	Zasilana przez zasobnik biwalentny, instalacja bez cyrkulacji	Mechaniczna, nawiewno-wywiewna z wysokosprawnym odzyskiem ciepła, regulowana obciążeniowo
Budynki mieszkalne wielorodzinne	Ogrzewanie wodne niskotemperaturowe: - grzejniki konwekcyjne lub podłogowo – konwekcyjne, - parametry instalacji: 55/45°C, 45/35°C lub 40/30°C, - urządzenia regulacyjne grzejnikowe o dokładności regulacji 1K, - źródło ciepła: kocioł kondensacyjny gazowy, węzeł cieplny, mini – CHP – kogeneracja (skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej), pompa ciepła PC COP 4,2, kocioł niskotemperaturowy	Kolektory słoneczne termiczne w rozwiązaniach z zasobnikiem	Zasilana przez zasobnik biwalentny, instalacja z cyrkulacją lub instalacja c.w.u. zasilana z ministacji mieszkaniowych (instalacje mieszkaniowe bez cyrkulacji)	Mechaniczna, nawiewno-wywiewna z wysokosprawnym odzyskiem ciepła min. 75%, regulowana obciążeniowo
Budynki użyteczności publicznej	Ogrzewanie wodne niskotemperaturowe: - grzejniki konwekcyjne lub ogrzewanie płaszczyznowe, - parametry instalacji: 55/45°C, 45/40°C lub 40/30°C, - urządzenia regulacyjne grzejnikowe o dokładności regulacji 1K, - źródło ciepła: kocioł kondensacyjny gazowy, węzeł cieplny, pompa ciepła PC COP 4,5, kocioł niskotemperaturowy	Kolektory słoneczne termiczne z zasobnikiem	Zasilana przez zasobnik biwalentny lub zasobnik pośredni, instalacja z cyrkulacją lub instalacja c.w.u. zasilana z ministacji lub bezpośrednio (instalacje bez cyrkulacji)	Mechaniczna, nawiewno-wywiewna z wysokosprawnym odzyskiem ciepła min. 70% lub wentylacja zdecentralizowana z odzyskiem ciepła o przepływie powietrza zmiennym według potrzeb

Źródło: załącznik do „Krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej”

W zakresie stosowania instalacji klimatyzacji ww. plan rekomenduje następujące metody chłodzenia tj.: chłodzenie nocne, wykorzystanie energii gruntu, free cooling, chłodzenie pasywne, układy z bezpośrednim odparowaniem oparte o indywidualne klimatyzatory. Natomiast dla obniżenia zużycia energii dla potrzeb oświetlenia pomieszczeń ww. plan wskazuje na konieczność zastosowania systemów: regulacji (czujniki obecności i jasności) i „oświetlenia dynamicznego” (diody LED), który stymuluje aktywność człowieka przez modelowanie poziomu natężenia oświetlenia i temperatury barwowej światła w ciągu dnia.

11.6 Propozycja działań organizacyjnych w zakresie zarządzania i racjonalizacji zużycia energii

Energetyk miejski

Zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne do zadań samorządu terytorialnego należy planowanie i organizacja zaopatrzenia w nośniki energii. W tym celu Burmistrz Miasta Turku powołał wyspecjalizowanego pracownika ds. energetyki tzw. Energetyka Miejskiego, który wraz z zespołem pracowników w oparciu o fachowo przygotowane planowanie energetyczne prowadzi działania mające na celu poprawę racjonalizacji i efektywności użytkowania energii.

Do głównych zadań energetyka miejskiego należy:

1. Planowanie i zarządzanie gospodarką energetyczną:
 - ogólny nadzór na realizacją polityki energetycznej na obszarze miasta, określonej w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”;
 - monitorowanie danych dla oceny realizacji Założeń do planu;
 - opiniowanie rozwiązań przyjętych do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
 - uzgadnianie rozwiązań wnioskowanych przez odbiorców lub określonych w trybie ustalania warunków zabudowy lub pozwoleń na budowę, w zakresie gospodarki energetycznej dla nowych inwestycji lub zmiany użytkowania obiektów;
 - opiniowanie - uzgadnianie z odbiorcami energii wyboru nośnika do celów grzewczych dla nowych inwestycji lub obiektów modernizowanych, których projektowana moc cieplna jest większa od 50 kW.
2. Zarządzanie energią w miejskich obiektach użyteczności publicznej:
 - gromadzenie oraz aktualizowanie danych o miejskich obiektach komunalnych użyteczności publicznej;
 - monitorowanie zużycia energii w miejskich 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 publicznych 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 i audytów energetycznych oraz udział w przygotowaniu i odbiorze założeń;
 - 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 miejskich obiektach użyteczności publicznej;
 - prezentowanie wyników pracy zespołu w formie corocznego sprawozdania, zawierającego opis istniejącego stanu energetycznego obiektów, zmian jakie nastąpiły w tym okresie wraz z opisem efektów uzyskanych w wyniku ich wprowadzenia, wskazanie niezbędnych zabiegów służących obniżeniu energochłonności obiektów i środków finansowych na ich realizację.
3. Monitorowanie systemu oświetlenia ulicznego w celu poprawy jego efektywności i racjonalnego zużycia energii elektrycznej:
- monitorowanie zużycia energii elektrycznej oraz kosztów ponoszonych na utrzymanie sieci, oświetlenia ulic i miejsc publicznych;
 - prowadzenie elektronicznej ewidencji sieci oświetlenia ulic i miejsc publicznych;
 - planowanie rozwoju sieci oświetleniowej dla obszarów o niedostatecznym oświetleniu sieci dróg oraz nowych zorganizowanych obszarów rozwoju;
 - propagowanie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych w dziedzinie oświetlenia ulic.
4. Kształtowanie spójnej polityki energetycznej w mieście:
- opiniowanie programów i planów przedsiębiorstw energetycznych;
 - współpraca z sąsiednimi gminami z zakresie polityki energetycznej, w tym opiniowanie Założeń i planów zaopatrzenia;
 - opiniowanie zamierzeń inwestycyjnych miejskich jednostek w zakresie dotyczącym przyjętych rozwiązań zaopatrzenia w energię i jej nośniki.
5. Propagowanie nowych rozwiązań w dziedzinie energetyki, w tym alternatywnych źródeł energii:
- 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 Miejskiego opierać się winna 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 odchyleń 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 przez miasto na regulowanie zobowiązań związanych z dostarczaniem mediów.

Systemem zarządzania energią można objąć również oświetlenie uliczne. Należy określić i wybrać do realizacji działania, uporządkować stan własności oświetlenia ulicznego w celu przeprowadzenia docelowo jego pełnej modernizacji i włączenia do systemu grupowego zakupu energii.

Stale 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 Miejski realizując swoje zadania powinien koordynować działania remontowe i modernizacyjne z wdrażaniem przedsięwzięć zmniejszających zużycie i koszty energii, wybierając takie obiekty, które charakteryzują się znacznymi kosztami energii oraz istotnym potencjałem dla opłacalnych przedsięwzięć energooszczędnych.

Należy stwierdzić, że sprawne funkcjonowanie systemu zarządzania energią w obiektach miejskich możliwe będzie jedynie w przypadku pełnej współpracy pomiędzy administratorami obiektów oraz jednostkami i wydziałami Urzędu Miejskiego.

Szczególnie ważną inicjatywą jest współpraca Energetyka Miejskiego z odpowiednimi komórkami Urzędu w ramach następujących procedur:

- przygotowania, opiniowania, uzgadniania dokumentów o znaczeniu strategicznym dla miasta, tj.: Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe; Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania terenu; Miejskowe plany zagospodarowania terenu; Plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe itp.;

- przygotowania, opiniowania przedsięwzięć inwestycyjnych, zarówno na etapie projektowania (studium wykonalności), jak i ich realizacji, w ramach wydawania takich decyzji jak: pozwolenie na budowę; warunki zabudowy i zagospodarowania terenu; ustalenie lokalizacji inwestycji celu publicznego itp.

Zakres współpracy Energetyka Miejskiego na danym szczeblu realizacji zadań inwestycyjnych oraz prac planistyczno-projektowych przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 11-5. Zakres współpracy Energetyka Miejskiego w działaniach planistyczno-inwestycyjnych miasta

Kategoria	Rodzaj czynności
Działania planistyczne	Czynny udział w opracowywaniu i aktualizacji dokumentów dotyczących planowania energetycznego na obszarze miasta, tj.: „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”; „Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” (opcjonalnie)
	Współpraca z sąsiednimi gminami w zakresie polityki energetycznej, w tym – opiniowanie założeń i planów zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
	Wydawanie opinii do planów rozwojowych i inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych, co do ich zgodności z zapisami ujętymi w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”
	Udział w pracach nad tworzeniem i aktualizacją studium kierunków i zagospodarowania przestrzennego gminy
	Opiniowanie przed uchwaleniem miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie możliwości zaopatrzenia w media energetyczne
	Udział w pracach nad tworzeniem dokumentacji związanej z planowaniem działań w zakresie ochrony powietrza, w tym – ograniczenia niskiej emisji
	Udział w budowaniu systemu wsparcia finansowego
	Udział w pracach nad tworzeniem wieloletnich planów inwestycyjnych – propozycje działań energooszczędnych (np. termomodernizacje)
Działania inwestycyjne	Opiniowanie wniosków przed wydaniem decyzji budowlanych, tj.: WZiZT, pozwolenia na budowę, decyzji ustalającej lokalizację celu publicznego, itp.
	Opiniowanie wniosków o dofinansowanie zadań związanych z budową lub modernizacją źródeł spalania energetycznego oraz wykorzystania OZE

Rezultat działań prowadzonych przez Energetyka Miejskiego powinien być mierzony jako uśredniony wskaźnik zmniejszenia zapotrzebowania na nośniki energii w danych typach obiektów (przedszkola, szkoły, pozostałe obiekty użyteczności publicznej).

Pomiar rezultatów może być oparty o następujące wskaźniki:

- ograniczenia średnioważonego zużycia energii elektrycznej do powierzchni obiektów,
- ograniczenia sumarycznej mocy zamówionej (energii elektrycznej) do sumy wszystkich obiektów,
- ograniczenia średnioważonego zużycia ciepła do powierzchni obiektów,
- ograniczenia sumarycznej mocy zamówionej (cieplnej) do sumy wszystkich obiektów.

Przytoczone powyżej argumenty wskazują na konieczność rozwijania w Turku dedykowanych struktur organizacyjnych miasta w celu kompleksowego zarządzania kwestiami energetycznymi i związaną z tym poprawą jakości powietrza.

11.7 Założenia programu zarządzania zużyciem i zakupem energii w obiektach miejskich – ogólne zasady i metody budowy programu

Optymalizacja dostaw nośników energii dla obiektów miejskich jest podstawowym narzędziem mającym na celu redukcję kosztów eksploatacji tych podmiotów. Każdy obiekt podległy jednostce samorządu terytorialnego indywidualnie zawiera umowy z dostawcami energii niejednokrotnie wybierając nieoptymalne warunki dostaw jej nośników. Błędne zarządzanie gospodarką energetyczną w obiektach jednostek samorządu terytorialnego prowadzić może do znacznego wzrostu kosztów, nieadekwatnego do zgłaszanego zapotrzebowania na energię. W związku z powyższym program optymalizacji kosztów nośników energii powinien być realizowany w trzech etapach:

➔ ETAP I: „Wytypowanie obiektów objętych programem”,

Etap I wyłonić powinien grupę obiektów objętych programem (przedszkola, szkoły, budynki urzędu miejskiego itp.);

➔ ETAP II: „Określenie zasad gromadzenia informacji o obiektach użyteczności publicznej”,

Etap II powinien pozwolić na dokonanie podziału obiektów na typy wg ich cech charakterystycznych. Obiekty mogą zostać podzielone wg kryterium celu jakie spełniają na obszarze Miasta (np.: przedszkola, szkoły, pozostałe obiekty użyteczności publicznej).

Przedstawiony wyżej podział obiektów miejskich 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:

- informacyjną, która dostarczy danych o parametrach umowy na dostawę energii elektrycznej oraz danych technicznych i budowlanych o wytypowanych obiektach. Wypełniana na etapie budowy bazy;
- monitorującą, która powinna stanowić źródło informacji o historycznym i bieżącym zużyciu energii oraz poniesionych kosztach. Powinna być przekazywana administratorowi w zdefiniowanych uprzednio przedziałach czasowych.

➔ ETAP III: „Gromadzenie i weryfikacja informacji o wytypowanych obiektach”,

W etapie III przekazać należy zarządcom obiektów miejskich opracowane kwestionariusze w celu ich uzupełnienia. Weryfikacja prawidłowości otrzymanych danych powinna być przeprowadzona przez administratora przed uprzednim wprowadzeniem danych do bazy. Niezbędne będzie uzyskanie od zarządcy obiektów kopii umów z dostawcami nośników energii. Na tej podstawie możliwa jest budowa prawidłowej bazy zawierającej wszystkie niezbędne informacje o obiektach oraz o generowanych przez te obiekty kosztach nośników energii. Baza informacji o obiektach powinna umożliwiać tworzenie „Raportu o stanie wykorzystania nośników energii” zarówno dla pojedynczego obiektu, jak i dla grupy, 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 karta obiektu przedstawia dane,
- wykorzystywanych nośnikach energii w obiekcie,
- jednostkowej cenie danego nośnika energii w danej jednostce czasu,
- rocznym zużyciu energii w obiekcie,
- strukturze zużycia energii według przyjętych wcześniej kryteriów.

Karta obiektu powinna umożliwiać generowanie wykresów kosztów oraz zużycia nośników energii w obiektach wraz z porównaniem z latami poprzednimi oraz z wartościami średnimi jednostkowych cen nośników energii w danym typie obiektów. W karcie obiektu powinno być również zestawienie wskaźników zapotrzebowania na energię oraz jej kosztów wg konkretnych parametrów (np.: powierzchni użytkowej, liczby użytkowników itp.).

Przedstawiona przykładowa struktura bazy danych może być modyfikowana i uzupełniana (rozszerzana) o kolejne rekordy danych, porównania, zestawienia i inne. Prawdłowo 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 odchyleń 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.

Programem optymalizacji zużycia nośników energii można objąć również punkty oświetlenia ulicznego i tym samym włączyć je do systemu grupowego zakupu energii. Na podstawie zinwentaryzowanych danych opracowane winny zostać przykładowe rankingi oparte o następujące wskaźniki:

- zużycia energii elektrycznej przypadającej na wielkość mocy zamówionej,
- zużycia energii elektrycznej przypadającej na powierzchnię obiektu,
- zużycia ciepła przypadającego na wielkość mocy zamówionej,
- zużycia ciepła przypadającego na powierzchnię obiektu,
- zużycia paliwa gazowego przypadającego na wielkość mocy zamówionej,
- zużycia paliwa gazowego przypadającego na powierzchnię obiektu.

Na podstawie opracowanych rankingów możliwe jest zidentyfikowanie konkretnych obiektów, co do których powinno zostać przeprowadzone postępowanie mające na celu weryfikację zużycia nośników energii.

Programem zarządzania zużyciem i zakupem energii w Turku powinny docelowo zostać objęte obiekty użyteczności publicznej zarówno miejskie, jak i w porozumieniu z zarządcami inne należące np. do starostwa powiatowego.

11.8 Propozycja programu ograniczenia niskiej emisji

W celu ograniczenia niskiej emisji na terenie Turku, w ramach szeroko rozumianych działań na rzecz gospodarki niskoemisyjnej, proponuje się realizację programu modernizacji nisko sprawnych systemów grzewczych węglowych z przejściem na inne systemy proekologiczne – gazowe, olejowe, elektryczne, biomasowe i węglowe niskoemisyjne oraz uzupełnienie systemów grzewczych o kolektory solarne.

Uzasadnienie celowości podjęcia realizacji takiego programu stanowi fakt, iż powiat turecki w tym miasto Turek (kod obszaru Wp18sWpB(a)Pa01) charakteryzuje się wysokim poziomem B(a)P w powietrzu, występującym w okresie grzewczym. Głównym powodem takiego stanu jest oddziaływanie emisji związanych z indywidualnym ogrzewaniem budynków. W związku z występującym przekroczeniem poziomu docelowego B(a)P (jak i również dopuszczalnego poziomu pyłu zawieszonego PM10 i PM2,5 na pozostałych obszarach województwa wielkopolskiego) został przyjęty uchwałą Sejmiku Województwa Wielkopolskiego nr XXI/391/20 z dnia 13 lipca 2020 r. „Program ochrony powietrza dla strefy wielkopolskiej”.

Celem programu jest intensywna modernizacja w Turku, należących do osób fizycznych, prawnych lub wspólnot mieszkaniowych, tradycyjnych węglowych systemów grzewczych – pieców żeliwnych, pieców kaflowych lub kotłów węglowych nieautomatycznych, charakteryzujących się bardzo dużą emisją pyłu. Należy dążyć do likwidacji ogrzewania indywidualnego wykorzystujące paliwo stałe, na rzecz ogrzewania bezemisyjnego (sieć ciepłownicza, energia elektryczna, pompa ciepła bądź inne źródła odnawialnej energii) lub niskoemisyjnego wykorzystującego kotły gazowe lub olejowe.

Bezpośredni efekt projektu może przełożyć się na redukcję emisji z instalacji grzewczych oraz unowocześnienie instalacji c.o., wpływając w ten sposób na ich komfort obsługi. Obniżenie emisji z instalacji grzewczych skutkować będzie poprawą stanu powietrza, a docelowo poprawą jakości życia lokalnej społeczności. Zmiana tradycyjnych węglowych systemów grzewczych powoduje likwidując potencjalnych możliwości nielegalnego spalania w paleniskach odpadów komunalnych.

Za funkcjonowanie instalacji po ich oddaniu do użytkowania powinni odpowiadać instalatorzy w ramach gwarancji. Wskaźniki rezultatu powinny być określane sukcesywnie po zakończeniu każdego cząstkowego etapu poczynając od roku uruchomienia programu do roku jego zakończenia. Obowiązkiem Miasta powinno być skontrolowanie wszystkich cząstkowych instalacji przez cały okres trwałości projektu.

12. Ocena warunków i możliwości wykorzystania istniejących lokalnych i odnawialnych źródeł energii oraz zasobów paliw

12.1 Możliwości wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych

Analiza lokalnych źródeł przemysłowych w mieście wskazuje na to, że dysponują one rezerwami mocy cieplnej, które 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. Jednakże realizowanie działalności związanej z wytwarzaniem lub przesyłaniem i dystrybucją ciepła wymaga uzyskania koncesji (w przypadku gdy moc zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW), która 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) oraz potrzeby zapewnienia odbiorcom warunków i pewności zasilania zgodnie z rozporządzeniem w sprawie przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczej.

W sytuacjach awaryjnych podmiot przemysłowy jest zainteresowany zapewnieniem dostawy ciepła na własne potrzeby, gdyż koszty utracone w wyniku strat na głównej działalności przedsiębiorstwa przemysłowego z reguły będą niewspółmierne do korzyści ze sprzedaży ciepła. Ponadto, obecny system tworzenia taryf za ciepło nie daje możliwości osiągnięcia zysków na kapitale własnym. W tej sytuacji, zakłady przemysłowe nie są zainteresowane rozpoczynaniem działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło odbiorców zewnętrznych.

12.2 Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej

Zasoby energii odpadowej istnieją we wszystkich tych procesach, w trakcie których powstają produkty (główne lub odpadowe) o parametrach różniących się od parametrów otoczenia, w tym w szczególności o podwyższonej temperaturze. „Jakość” odpadowej energii cieplnej zależy od poziomu temperatury, na jakim jest ona dostępna i stąd lepszym parametrem termodynamicznym opisującym zasoby odpadowej energii cieplnej jest egzergia, jako praca, którą układ może wykonać w danym otoczeniu przechodząc do stanu równowagi.

Do głównych źródeł odpadowej energii cieplnej należy zaliczyć:

- 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 średnotemperaturowe, gdzie dostępne jest ciepło odpadowe na poziomie od 50 do 100°C (np. procesy destylacji i rektyfikacji, przemysł spożywczy i inne);
- zużyte powietrze wentylacyjne o temperaturze zbliżonej do 20°C;
- ciepłe wody odpadowe i ścieki o temperaturze od 20 do 50°C.

Optymalnym rozwiązaniem jest bezpośrednio wykorzystanie ciepła odpadowego w samym procesie produkcyjnym (np. do podgrzewania materiałów wsadowych do procesu), gdyż

występuje wówczas duża zgodność między podażą ciepła odpadowego, a jego zapotrzebowaniem do procesu. Ponadto istnieje zgodność dostępnego i wymaganego poziomu temperatury. Problemem jest możliwość technologicznej realizacji takiego procesu. Decyzje związane z takim sposobem wykorzystania ciepła w całości spoczywają na podmiocie prowadzącym związaną z tym działalność.

Procesy wysoko- i 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 często powstaje nie tylko w zakładach przemysłowych, ale również w gospodarstwach domowych (np. zużyta ciepła woda), mogąc stanowić źródło ciepła dla odpowiednio dobranej pompy ciepła. Ponadto dodatkowym źródłem ciepła do ogrzewania mieszkań jest ciepło wytwarzane przez eksploatowane urządzenia techniczne, jak: pralki, lodówki, telewizory, sprzęt komputerowy i inne urządzenia powszechnie obecnie stosowane w gospodarstwie domowym.

Wykorzystanie energii odpadowej zużytego powietrza wentylacyjnego:

- dla nowoczesnych obiektów budowlanych straty ciepła przez przegrody uległy zmniejszeniu, natomiast potrzeby wentylacyjne pozostają bez zmian, udział strat ciepła na wentylację staje się coraz bardziej znaczący (dla tradycyjnego budownictwa straty wentylacji stanowią ok. 20÷25% potrzeb cieplnych, dla budynków o wysokiej izolacyjności przegród budowlanych ponad 50%; dla obiektów wielkokubaturowych wskaźnik ten jest jeszcze większy);
- odzysk ciepła z wywiewanego powietrza wentylacyjnego na cele przygotowania powietrza dołotowego jest wykorzystaniem wewnątrzprocesowym;
- w obiektach wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne (np. w większych obiektach usługowych) układ taki pozwala na odzyskiwanie chłodu w okresie letnim, zmniejszając zapotrzebowanie energii do napędu klimatyzatorów.

W związku z powyższym, proponuje się w Turku stosowanie układów rekuperacji ciepła w układach wentylacji wszystkich obiektów wielkokubaturowych, zwłaszcza wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne (m.in. sale gimnastyczne, sportowe, baseny), których modernizacji lub budowy podejmie się Miasto. Korzystne jest również promowanie tego rozwiązania w mniejszych obiektach, w tym także mieszkaniowych (na rynku dostępne są rozwiązania dla budownictwa jednorodzinne).

Biorąc pod uwagę możliwości wykorzystania energii odpadowej, należy zauważyć, że podmioty gospodarcze, dla których działalność związana z zaopatrzeniem w ciepło stanowi działalność marginalną, nie są zainteresowane jej podejmowaniem – stąd też głównymi odbiorcami ciepła odpadowego będą podmioty je wytwarzające.

Przeprowadzona na potrzeby bilansu energetycznego ankietyzacja znaczących podmiotów gospodarczych oraz obiektów użyteczności publicznej wykazała, że odzysk ciepła na terenie miasta Turku prowadzony jest przez następujące podmioty:

- Miranda Sp. z o.o., ul. Jedwabnicza 1 – odzysk wody pochłódniczej;
- Flokk sp. z o.o., ul. Górnicza 8 – odzysk ciepła ze sprężarek –podgrzanie c.w.u.,
- NETTO Sp. z o.o. – odzysk ciepła wielkości 30 kW z chłodnictwa, do celów ogrzewania (według danych z roku 2018).

12.3 Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii dla miasta

PGKiM Sp. z o.o. - Wydział Wodociągów i Kanalizacji posiada w Turku mechaniczno-biologiczną oczyszczalnię ścieków ze wspomaganiem chemicznym. Proces oczyszczania ścieków jest oparty o zmodyfikowaną technologię osadu czynnego celem prowadzenia zintegrowanych procesów usuwania węgla, azotu i fosforu. W oczyszczalni ścieków wprowadzono nowatorską metodę „Kwadrant - EkosystemEM” opartą na efektywnym sterowaniu procesami mikrobiologicznymi, której celem jest polepszanie jakości osadów pościekowych, higienizacja, osuszanie, a szczególnie likwidacja odoru – efektywne mikroorganizmy jako mieszanka wielu tlenowych i beztlenowych drobnoustrojów są sposobem rozwiązania tych kłopotliwych kwestii. Osady potraktowane ww. mieszanką bardzo dobrze nadają się do dalszego ich wykorzystania w rolnictwie, poprawiają strukturę gleby i zwiększają ilość plonów. Zastosowana metoda powoduje poprawę odwadniania, zmniejszenie ilości i ciężaru osadów pościekowych, w wyniku czego ulegają zmniejszeniu koszty zagospodarowania i dalszego wykorzystania osadów. Osad z oczyszczalni mógłby być wykorzystywany do produkcji (na jego bazie) ciepła na potrzeby oczyszczalni.

Zgodnie z Planem Gospodarki Odpadami dla województwa wielkopolskiego na lata 2019-2025 wraz z Planem inwestycyjnym przyjętym przez Sejmik Województwa Wielkopolskiego, Turek wchodzi w skład regionu X. W mieście w 2020 roku wytworzono 10 685 Mg odpadów komunalnych z czego ok. 10% stanowią odpady biodegradowalne. W Koninie, mieście znajdującym się w granicach przedmiotowego rejonu gospodarki odpadami, został utworzony Zakład Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych, w związku z czym rozważanie energetycznego przekształcania odpadów w Turku nie znajduje uzasadnienia. Nadmienić można, że wykorzystanie technologii energetycznego wykorzystania odpadów nie byłoby w stanie rozwiązać w całości problemów ciepłownictwa w mieście wielkości Turku, ponieważ wymagałoby to zabezpieczenia dostawy odpadów z obszaru w przybliżeniu porównywalnego z powierzchnią województwa wielkopolskiego.

12.4 Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w mieście jako alternatywnego źródła energii

Uwarunkowania prawne

Zgodnie z definicją określoną w art. 2 pkt 22) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. 2021 poz. 610) odnawialne źródło energii jest to źródło obejmujące energię: wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.

Racjonalne wykorzystanie energii z OZE jest jednym z istotnych elementów zrównoważonego rozwoju, który przynosi wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. OZE powinny stanowić istotny udział w ogólnym bilansie energetycznym gmin, powiatów, czy województw. Przyczynią się one do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego regionu oraz poprawy zaopatrzenia w energię na terenach o słabo rozwiniętej infrastrukturze energetycznej.

W ustawie o odnawialnych źródłach energii zawarto regulacje mające na celu wzrost udziału OZE w procesie wytwarzania energii finalnej. Najważniejszą zmianą jest nowy system wsparcia wytwórców energii OZE. Dotychczas przedsiębiorcy korzystający w procesie wytwórczym z OZE byli uprawnieni do otrzymania tzn. zielonych certyfikatów, które można było sprzedać na giełdzie. Obecnie ustawa przewiduje możliwość sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej z OZE przez 15 lat po stałej cenie (z uwzględnieniem inflacji). Warunkiem uzyskania wsparcia jest wygranie przez wytwórcę aukcji na wyprodukowanie określonej ilości energii elektrycznej z OZE w określonym czasie. Aukcje organizowane są przez URE i odbywają się za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA). Prezes URE na mocy ustawy wyznacza sprzedawców energii elektrycznej (tzw. „sprzedawca zobowiązany”), których obowiązkiem jest zakup energii elektrycznej od wytwórców, którzy wygrali aukcję. Aukcje są przeprowadzane odrębnie dla różnych technologii oraz mocy instalacji (do 1 MW oraz powyżej 1 MW). Wytwórca energii elektrycznej z OZE, który chce wziąć udział w aukcji, musi złożyć ofertę za pośrednictwem platformy aukcyjnej, która musi zawierać informacje: nt. rodzaju i mocy instalacji, ilości produkowanej energii elektrycznej oraz cenę sprzedaży. Zwycięstwo przypada uczestnikom, którzy zaoferują najkorzystniejsze warunki sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej.

Odrębne zasady dotyczą systemu wsparcia dla prosumentów (jednoczesnych producentów i konsumentów energii), którzy zgodnie z definicją, wytwarzają energię elektryczną wyłącznie z OZE w mikroinstalacji w celu wykorzystania jej na potrzeby własne. Do niedawna prosumentem mogły być wyłącznie osoby nie prowadzące działalności gospodarczej, jednak po nowelizacji ustawy definicją objęto również małe i średnie przedsiębiorstwa (pod warunkiem, że wytwarzanie energii elektrycznej z OZE nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej). Wsparcie dla prosumentów polega na możliwości skorzystania z tzw. opustów – rozliczeń różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej i z niej pobranej w stosunku ilościowym: $1 \pm 0,7$ dla wszystkich mikroinstalacji z wyjątkiem mikroinstalacji o mocy zainstalowanej do 10 kW ($1 \pm 0,8$). Ponadto prosument zwolniony jest z uiszczania opłat za usługę dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z ustawą wytwórcy energii elektrycznej mogą liczyć na wsparcie trwające 15 lat.

Powyższe wskazane mechanizmy wsparcia dotyczą wytwarzania energii elektrycznej z OZE, jednakże w ustawie zawarto również zapisy dotyczące zasad przyłączania do sieci ciepłowniczej instalacji wytwarzających ciepło z OZE oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów. Propagowanie i zwiększenie wykorzystania OZE w ciepłownictwie jest jednym z postulatów europejskiej polityki energetycznej, zaprezentowanej w „Pakiecie zimowym”.

W dniu 20 maja 2016 r. weszła w życie nowa ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tekst jednolity Dz. U. 2021, poz. 724) regulująca zasady lokalizacji elektrowni wiatrowych. Zapisy ustawy dotyczą minimalnej odległości pomiędzy elektrownią wiatrową a budynkiem mieszkalnym bądź budynkiem o funkcji mieszanej, która wynosi minimalnie „dziesięciokrotność wysokości elektrowni wiatrowej mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirnik wraz z łopatami”. Wyznaczona odległość dotyczyć ma również lokalizacji farm wiatrowych przy granicach m.in. parków narodowych, rezerwatów, parków krajobrazowych czy obszarów Natura 2000. W przypadku istniejących wiatraków, nie spełniających nowego kryterium, wprowadzony został zakaz rozbudowy elektrowni (dopuszczalne będą prace remontowe, niezbędne do eksploatacji). Ustawa dopuszcza lokalizację elektrowni wiatrowych na podstawie obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

W ustawie o OZE zawarto definicję klastra energii rozumianego jako podmiot powstały w wyniku porozumienia zawartego przez osoby fizyczne, firmy, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, którego celem jest wytwarzanie oraz równoważenie zapotrzebowania, dystrybucji i obrotu energią. Obszar działania klastra nie może przekraczać granic jednego powiatu bądź pięciu gmin. Klaster energii ma być reprezentowany przez Koordynatora, którym może być jeden z członków klastra bądź utworzona w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie lub fundacja. Koncepcja klastrów stwarza możliwości lokalnego współdziałania samorządów oraz innych podmiotów w zakresie wytwarzania i zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną oraz ciepło, a także możliwość obniżenia kosztów dystrybucji i przesyłu energii ze względu na lokalny charakter działalności. Decentralizacja systemów zaopatrzenia w energię umożliwia niezawodność, ciągłość dostaw mediów energetycznych do odbiorców oraz poprawą bezpieczeństwa energetycznego regionu. Utworzenie klastra daje możliwość współpracy przedsiębiorstw z jednostkami naukowymi i badawczymi, umożliwiając prowadzenie innowacyjnych rozwiązań w dziedzinie zarządzania energią, tzn. wytwarzania, przesyłu, magazynowania oraz użytkowania energii. Dla samorządów korzystnym rozwiązaniem jest utworzenie w ramach klastra grup zakupowych w celu obniżenia kosztów dostawy mediów energetycznych. Idea klastrów stwarza możliwość poprawy bezpieczeństwa, efektywności wytwarzania, przesyłu oraz użytkowania energii.

W mieście Turek została podpisana umowa na dostawę i montaż instalacji fotowoltaicznych i solarnych dla mieszkańców Miasta, biorących udział w projekcie „Energia słoneczna dla domu”. W imieniu właścicieli 321 domów jednorodzinnych, Gmina Miejska Turek wnioskuje o dofinansowanie do 304 instalacji fotowoltaicznych o mocy od 2-15 kW oraz instalacji solarnych o mocy 3,658 kWt dla gospodarstwa domowego do 4 osób i o mocy 5,487 kWt dla gospodarstw domowych powyżej 4 osób. Dofinansowanie ze środków unijnych pozyskanych przez Miasto obejmowało 85% kosztów netto każdej instalacji.

Analiza potencjału energetycznego energii odnawialnej na obszarze miasta

Przyjęty przez Unię pakiet klimatyczno-energetyczny „3x20” stawia znaczne wymagania w stosunku do administracji rządowej krajów UE w zakresie uzyskania rozwiązań korzystnych i możliwych do wdrożenia, szczególnie w dziedzinie pozyskania energii z OZE.

Według przyjętego „Pakietu zimowego” Unia Europejska do roku 2030 zobowiązała się na pozyskanie co najmniej 27% energii z odnawialnych źródeł oraz uzyskanie co najmniej 27% oszczędności energetycznej w sektorze efektywności w stosunku do roku 1990. Istotne jest wyznaczenie realnego potencjału OZE oraz wskazanie w jakiej skali dany region kraju będzie mógł realizować zakładane cele. Opłacalność uruchomienia instalacji do pozyskania energii z OZE w dużym stopniu zależy od przyszłego sposobu wykorzystania wyprodukowanej energii oraz od możliwości technicznych pozyskania i przetwarzania energii związanej z zastosowaną technologią, współczynnika sprawności urządzeń czy strat energii na przesyłach.

Poniżej przedstawiono charakterystykę poszczególnych rodzajów OZE.

Biomasa

Biomasa – ulegająca biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, w tym substancje roślinne i zwierzęce, leśnictwa i związanych z nimi dziedzin przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury (...) (ustawa o odnawialnych źródłach energii - tekst jednolity Dz. U. 2021, poz. 610).

Biomasa to paliwo wydajne, gdyż 2 Mg suchej masy są równoważne 1 Mg węgla kamiennego. Po spaleniu powstaje popiół, który nie wymaga utylizacji, ponieważ jest znakomitym nawozem. Jako źródło energii jest – przy racjonalnej gospodarce – odnawialna, gdyż rośliny mają to do siebie, że odrastają (w przeciwieństwie do pokładów ropy).

Do celów energetycznych najczęściej stosowane są następujące postacie biomasy:

- drewno odpadowe w leśnictwie i przemyśle drzewnym oraz odpadowe opakowania drewniane;
- rośliny energetyczne z upraw celowych (plantacje energetyczne), np. wierzba wiciowa, ślazier pensylwański, topinambur oraz trawy wieloletnie, jak np.: miskant olbrzymi;
- zieleń miejska (np. zieleń osiedlowa, uliczna, parki, ogródki działkowe);
- słoma zbożowa, z roślin oleistych lub roślin strączkowych oraz siano;
- odpady organiczne - gnojownicę, osady ściekowe w przemyśle celulozowo-papierniczym, makulaturę, odpady organiczne z przemysłu spożywczego, roszarni Inu, gorzelnii, browarów;
- biopaliwa płynne do celów transportowych (np. oleje roślinne, biodiesel, bioetanol z gorzelnii i agorafinerii);
- biogaz pozyskiwany z fermentacji roślin zielonych, przeróbki gnojowicy, osadów ściekowych i wysypisk komunalnych.

Wykorzystanie biomasy jest opłacalne głównie na terenach wiejskich, gdzie nie jest wymagany transport paliwa na większe odległości (do 30 km) i magazynowanie w postaci rezerw, gdyż jest ona tam łatwo dostępna.

Poniżej przedstawiono potencjalne możliwości pozyskania na obszarze miasta Turku energii cieplnej z poszczególnych rodzajów biomasy.

Tabela 12-1. Potencjalne zasoby energii z biomasy możliwe do pozyskania na terenie miasta

Wyszczególnienie	Słoma	Zieleń miejska (urządzona)	Plantacje energetyczne
Powierzchnia, z której pozyskiwana może być biomasa [ha]	70 (ok. 10% powierzchni gruntów ornych)	6 (parki, zieleńce, zieleń uliczna i osiedlowa)	50 (nieużytki, tereny pod rekultywacją)
Wskaźnik uzysku biomasy [Mg/ha]	2	2	10
Wartość opałowa biomasy [MJ/kg]	14	8	16
Sprawność przetwarzania energii [%]	80	80	80
Roczna produkcja energii cieplnej [TJ]	0,4	0,07	6,4
Szczytowa moc cieplna [MW] *	0,03	0,01	1,11

Źródło: opracowanie własne

* roczny czas wykorzystania mocy szczytowej w czasie trwania sezonu grzewczego: 1600 h

Jak wynika z szacunkowych obliczeń przedstawionych w powyższej tabeli, potencjał energetyczny biomasy na terenie Turku jest niewielki. Największe potencjalne zasoby energii zawarte są w biomase pochodzącej z upraw energetycznych. Obecnie brak jest informacji na temat istnienia takich upraw na terenie miasta.

W mieście Turku zidentyfikowano następujące podmioty eksploatujące kotły, w których spalana jest biomasa:

- STOLTUR Sp. j. przy Al. Jana Pawła II 6 – dwa kotły na odpady drzewne (trociny oraz wióry poprodukcyjne) o mocy zainstalowanej na poziomie 1,68 MW,
- PGKiM Sp. z o.o. osiedle Górnicze – kotłownia biomasowa o mocy 0,45 MW, spalająca pallet
- Or-Dom sp.j. przy ul. Kaliskiej 96 – kocioł na odpady drzewne o mocy zainstalowanej 0,2 MW (według danych z 2018 r.),
- Zarząd Dróg Powiatowych przy ul. Kolska Szosa 64, gdzie użytkowany jest kocioł do zgazowywania drewna o mocy 0,075 MW (według danych z 2018 r.),

Ponadto wg zestawienia Wojewódzkiego Banku Zanieczyszczeń Środowiska paliwo stałe w postaci drewna (biomasy) wykorzystują w swoich źródłach ciepła następujące podmioty: PH-U „PINUS” przy ul. Milewskiego 10A, PU-P SOD sp.j. przy ul. Komunalnej 1A, Lasy Państwowe Nadleśnictwo Turek przy ul. Chopina 70, Przedsiębiorstwo Robót Inżynieryjnych Sp. z o.o. przy ul. Komunalnej 8 i Papiirus Spółka Cywilna ul. Górnicza 1.

Biomasa, jako paliwo do celów grzewczych, na terenie miasta wykorzystywana jest również w budownictwie jednorodzinym.

Biogaz

Biogaz zdefiniowany został jako gaz pozyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów (tekst jednolity Dz. U. 2021, poz. 610).

Głównymi surowcami podlegającymi fermentacji beztlenowej są odchody zwierzęce, osady z oczyszczalni ścieków i odpady organiczne. Zarówno gospodarstwa hodowlane, jak i oczyszczalnie ścieków, produkują duże ilości wysoko zanieczyszczonych odpadów. Tradycyjnie odpady te używane są jako nawóz oraz w niektórych przypadkach składowane na wysypiskach. Obydwie metody mogą powodować problemy ekologiczne związane z zanieczyszczeniem rzek i wód podziemnych, emisje odorów oraz inne problemy zagrożenia zdrowia. Jedną z ekologicznie dopuszczalnych form utylizacji tych odpadów jest fermentacja beztlenowa.

Na terenie Turku obecnie nie zidentyfikowano instalacji do spalania biogazu oraz obiektów wytwarzających biogaz rolniczy na potrzeby produkcji energii.

Energia wiatru

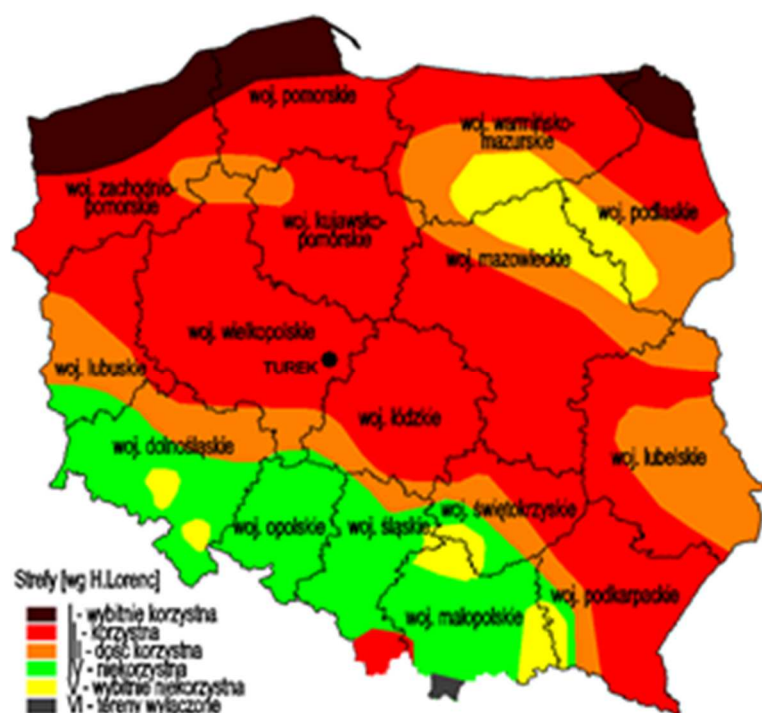
Wykorzystanie energii wiatru do produkcji energii elektrycznej wymaga spełnienia szeregu odpowiednich warunków, z których najważniejsze to stałe występowanie wiatru o określonej prędkości. Elektrownie wiatrowe pracują zazwyczaj przy wietrze wiejącym z prędkością od 5 do 25 m/s, przy czym prędkość od 15 do 20 m/s uznawana jest za optymalną. Zbyt małe prędkości uniemożliwiają wytwarzanie energii elektrycznej o wystarczającej mocy, zbyt duże zaś – przekraczające 30 m/s – mogą doprowadzić do mechanicznych uszkodzeń elektrowni wiatrowej. Ważnym aspektem jest również wybór terenu, charakteryzującego się odpowiednią klasą szorstkości, rzeźbą powierzchni oraz wielkością zabudowy. Zakłada się, że na 1 MW zainstalowanej mocy należy przeznaczyć ok. 10 ha.

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 wielkopolskiego można opisać na podstawie mapy opracowanej dla całego terytorium kraju przez prof. Halinę Lorenc (rysunek poniżej). Z rysunku wynika, że Turek znajduje się w II strefie energetycznej, dla której średnia prędkość wiatru wynosi $4,5 \div 5,0$ m/s. Energia wiatru na wysokości 10 m zawiera się w przedziale $750 \div 1300$ kWh/m², natomiast na wysokości 30 m w przedziale $1000 \div 1500$ kWh/m².

Na podstawie mapy poniżej można stwierdzić, że miasto Turek, posiada odpowiednie warunki do instalowania siłowni wiatrowych. Przy opracowywaniu niniejszego dokumentu na omawianym terenie nie zlokalizowano obiektów wykorzystujących energię wiatrową.

Dla powiatu tureckiego duże znaczenie ma oddana do użytku w 2020 r. Farma Wiatrowa Przykona Grupy Energa. Turbiny wiatrowe zlokalizowane w sąsiedztwie Gminy wiejskiej Turku, o łącznej mocy zainstalowanej 31,05 MW, mają produkować ok. 83 GWh energii elektrycznej rocznie.

Rysunek 12-1. Strefy energetyczne wiatru na obszarze Polski



Źródło: Mapa prof. H. Lorenc, badania za lata 1971-2000

Energetyka wodna

Mała energetyka wodna – „MEW” obejmuje pozyskanie energii z cieków wodnych. Podstawowymi parametrami dla doboru obiektu są spadek w [m] i natężenie przepływu w [m³/s]. Precyzyjne określenie możliwości i skali wykorzystania cieków wodnych dla obiektów małej energetyki wodnej wymaga przeprowadzenia szczegółowych lokalnych badań, których charakter wykracza poza granice niniejszego opracowania.

Obszar Turku położony jest w obrębie dorzecza Warty. Teren ten cechuje słabo rozwinięta sieć rzeczna. Brak jest większych rzek, a zlokalizowane cieki rozpoczynają swój górny bieg. Przez południową i wschodnią część miasta przepływa rzeka Kiełbaska, będąca lewobrzeżnym dopływem rzeki Warty. Źródła Kiełbaski znajdują się poza granicami miasta, w pobliżu miejscowości Paździerowice – na wysokości około 138 m n.p.m. u podnóża Wału Malanowskiego. Całkowita długość rzeki wynosi 45 km, natomiast powierzchnia zlewni 490,9 km². Dopływami rzeki Kiełbaski na omawianym terenie są Kanał Folusz i Zdrojka oraz fragment Kanału Targówka. Do Kiełbaski wpływa również Kanał Obrzebiński odprowadzający ścieki z miasta Turku.

Na przedmiotowym terenie nie zinwentaryzowano małych elektrowni wodnych.

Energia geotermalna

Zasoby energii geotermalnej w Polsce związane są z wodami podziemnymi występującymi na różnych głębokościach. Wody podziemne po wydobyciu na powierzchnię ziemi mają temperatury od 40÷70°C. Z uwagi na stosunkowo niski poziom energetyczny płynów geotermalnych można je wykorzystywać:

- w ciepłownictwie (do ogrzewania niskotemperaturowego, wentylacji, przygotowania ciepłej wody użytkowej)
- do celów rolniczo-hodowlanych (do ogrzewania upraw pod osłonami oraz pomieszczeń inwentarskich, suszenie płodów rolnych, przygotowanie ciepłej wody technologicznej, hodowli ryb w wodzie o podwyższonej temperaturze);
- w rekreacji (m.in. do podgrzewania wody w basenach);
- przy wyższych temperaturach do produkcji energii elektrycznej.

Energię geotermalną podzielić można na głęboką i płytką. Geotermia płytka to zasoby energii pochodzenia geotermicznego, zakumulowane w wodach znajdujących się na stosunkowo niewielkich głębokościach i zarazem o temperaturach na tyle niskich, że ich bezpośrednie wykorzystanie do celów energetycznych jest niemożliwe (aczkolwiek można je efektywnie eksploatować w sposób pośredni, np. przy użyciu pomp ciepła). Można przyjąć, że graniczną temperaturą jest w tym przypadku poziom 20°C. Geotermia głęboka zaś, to energia zawarta w wodach znajdujących się na znacznych głębokościach (2, 3 km i więcej), głównie w postaci naturalnych zbiorników o temperaturach powyżej 20°C.

Wykorzystanie energii geotermalnej głębokiej polega na wierceniu głębokich otworów (kilkaset, kilu tysięcy metrów) w celu pozyskania wód podziemnych o wysokiej temperaturze (40-200°C). Wody te kieruje się następnie do wymiennika ciepła, które wykorzystywane są do podgrzewania instalacji grzewczych w mieszkaniach lub wytwarzania prądu elektrycznego.

Szczegółową mapę polskich złóż sporządził zespół pod zwierzchnictwem prof. Wojciecha Góreckiego z AGH, tworząc „Atlas zasobów geotermalnych w formacji mezozoicznej na Niżu Polskim”. W warunkach polskich, według tego atlasu, dla geoenergetyki wyjątkowe znaczenie mają złoża zawarte w dolnokredowych basenach na terenie Niżu Polskiego. Ponadto są one najlepiej rozpoznane, a temperatura w stropie zbiornika kredowego sięga 50-98°C. Najbardziej perspektywiczną strefą wód termalnych w zbiorniku dolnokredowym (o temperaturze wód 85-100°C) jest północno-wschodnia część Niecki Mogileńsko-Łódzkiej, którą tworzy pas: Zduńska Wola – Łęczycza – Uniejów – Turek – Kłodawa – Konin – Ślesin – Strzelno – Mogilno – Gniezno – Janowiec Wielkopolski – Damasławek – Wągrowiec. W województwie łódzkim – w Uniejowie, znajdującym się w pobliżu miasta Turek, występują wody termalne w zbiorniku dolnokredowym, przynależnym do prowincji środkowo-europejskiej, rozwiniętym w szczelinowo-porowych utworach piaskowcowych. W trakcie prowadzenia prac poszukiwawczych ropy naftowej i gazu ziemnego natrafiono tam na gorące źródła wody. Powstał wówczas otwór hydrogeologiczny, wykonany przez Państwowy Instytut Geologiczny. Następnie wykonano kolejne odwierty geotermalne, które wykorzystywane są w systemie grzewczym. Eksploatacja wód termalnych i odzysk ciepła odbywa się w systemie zamkniętym. Gorąca woda termalna wydobywana jest otworem

eksploatacyjnym przy zastosowaniu pompy głębinowej. Po przejściu przez układ filtracyjny woda tłoczona jest do wymienników centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej, skąd po oddaniu ciepła w wymiennikach kierowana jest poprzez otwory chłonne do podziemnej warstwy wodonośnej.

Fundamentem planowania wykorzystania wód geotermalnych na terenie miasta Turek jest znalezienie i rzetelne rozpoznanie złoża wód termalnych o użytecznej temperaturze na wypływie oraz wymaganej wydajności.

Mając na uwadze powyższe, Miasto Turek pozyskało z NFOŚiGW środki na wykonanie odwiertu geotermalnego - otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego Turek GT-1, w celu ujęcia wód termalnych na działce należącej do gminy miejskiej Turek, położonej w Tureckiej Strefie Produkcyjnej. Wynikiem działań było wykonanie odwiertu poszukiwawczego wód geotermalnych na poziomie 2 169 m i temperaturze 80°C. Badana woda jest solanką o mineralizacji ok. 132 g/l oraz charakteryzuje się dobrym przepływem 54 m³/h. Głębokość warstwy wody wynosi 50 m - podobnie jak w przypadku Morza Bałtyckiego.

W 2019 r. spółka PGKiM Sp. z o.o. złożyła wniosek pod nazwą „Wykonanie odwiertu Turek GT-2, budowa ciepłowni geotermalnej oraz rurociągu pomiędzy odwiertem Turek GT-1 i odwiertem Turek GT-2”. Z powodu dofinansowania inwestycji przez NFOŚiGW w wysokości 40% kosztów kwalifikowanych, PGKiM Sp. z o.o w styczniu 2020 r. wystąpiło o pożyczkę na pozostałe 60% kosztów. Turkowski wniosek uzyskał pozytywną ocenę formalną i w styczniu 2021 r. znalazł się na liście do dofinansowania. Wartość brutto realizowanej inwestycji szacowana jest na ok. 55 mln zł.

Planowana ciepłownia geotermalna zostanie zlokalizowana na terenach Tureckiej Strefy Inwestycyjnej w pobliżu ul. Korytkowskiej w pobliżu istniejącej ciepłowni GETEC. Drugi otwór geotermalny ma być głębszy od poprzedniego i wyniesie ok. 2 210 m. Ciepłownia geotermalną będzie pracowała w oparciu o wymiennik geotermalny i zespół elektrycznych sprężarkowych pomp ciepła przy współpracy z kogeneracją. Maksymalna moc cieplna ciepłowni wyniesie ok. 6,6 MW. Gorąca woda przeznaczona będzie na rzecz wspomaganie ogrzewania miasta, a w przyszłości prawdopodobnie również do celów rekreacyjnych.

Pompy ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem pobierającym ciepło niskotemperaturowe lub odpadowe i transformuje je na wyższy poziom temperaturowy, spełniając rolę temperaturowego transformatora ciepła. Do dolnych źródeł ciepła zalicza się: grunt, wody podziemne i powierzchniowe oraz powietrze, natomiast górne źródło stanowi instalacja grzewcza budynku. Pompy ciepła są korzystnym eksploatacyjnie rozwiązaniem w zakresie ogrzewania budynków, przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz w klimatyzacji. Bariery ich zastosowania są wysokie nakłady inwestycyjne.

Wyróżnić można następujące systemy pracy instalacji grzewczej wykorzystującej 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 – 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 (z kotłem gazowym).

Zakłada się, że na terenie miasta wykorzystanie energii geotermalnej odbywać się będzie za pomocą instalacji płytkich z pompami ciepła i kolektorami gruntowymi poziomymi lub pionowymi. Obserwuje się coraz większe zainteresowanie wykorzystaniem pomp ciepła do ogrzewania budynków jednorodzinnych oraz wody.

Na obszarze Turku dwie pompy ciepła zinwentaryzowano w Zespole Szkół Technicznych im. gen. prof. Sylwestra Kaliskiego przy ul. Milewskiego 3b (budynek D) – o mocy po 38,04 kW każda.

Energia słoneczna

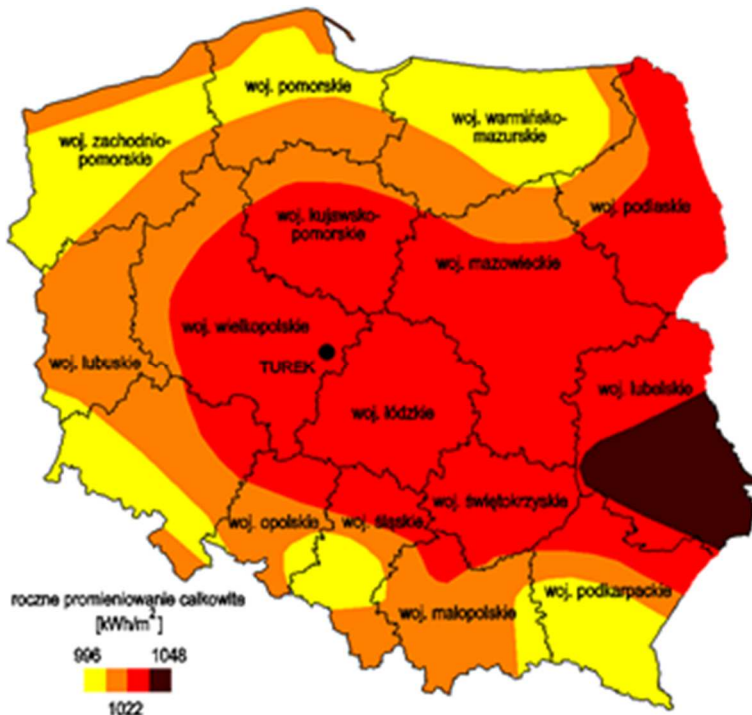
Promieniowanie słoneczne, które dociera do Ziemi zbliżone jest widmowo do promieniowania ciała doskonale czarnego o temperaturze ok. 5700 K. Przed wejściem do atmosfery moc promieniowania jest równa 1367 W/m^2 dla powierzchni prostopadłej do promieniowania słonecznego. Część tej energii jest odbijana i pochłaniana przez atmosferę. Do powierzchni Ziemi w słoneczny dzień dociera ok. 1000 W/m^2 . Ilość energii słonecznej docierającej jednak do danego miejsca zależy od szerokości geograficznej oraz od czynników pogodowych. Średnie roczne nasłonecznienie obszaru Polski wynosi $\sim 1000 \text{ kWh/m}^2$ na poziomą powierzchnię, co odpowiada wartości opałowej ok. 120 kg paliwa umownego.

Województwo wielkopolskie cechuje się dobrymi warunkami pozyskania energii promieniowania słonecznego. Dla Polski centralnej wartość napromieniowania całkowitego w ciągu roku przyjmuje się na poziomie 3480 MJ/m^2 , w czym udział promieniowania rozproszonego waha się od 47% w miesiącach letnich do 70% w grudniu, dając przeciętną ok. 50% w skali całego roku.

Roczne sumy usłonecznienia dla okolic Kalisza (około 40 km od Turku) wynoszą średnio 1804 h/rok. Warunki te pozwalają na wykorzystanie słońca do pozyskiwania energii elektrycznej z ogniw fotowoltaicznych (konwersja fotowoltaiczna) i ciepła z kolektorów słonecznych na potrzeby ciepłej wody użytkowej (konwersja fototermiczna). Zaletą wykorzystania tej energii jest brak szkodliwego oddziaływania na środowisko. Natomiast warunkiem ograniczającym dostępność stosowania instalacji solarnych są wysokie nakłady inwestycyjne związane z zainstalowaniem stosownych urządzeń.

Na rysunku poniżej przedstawiono rozkład nasłonecznienia w Polsce, z którego wynika, że miasto Turek leży w obszarze dużego nasłonecznienia.

Rysunek 12-2. Nasłonecznienie w Polsce



Źródło: opracowanie własne na podstawie Podhalańska Agencja Poszanowania Energetyki

Kolektory słoneczne

Kolektory słoneczne wykorzystują za pomocą konwersji fototermicznej energię promieniowania słonecznego do bezpośredniej produkcji ciepła w sposób:

- pasywny (bierny) - konwersja energii promieniowania słonecznego w ciepło zachodzi w sposób naturalny w istniejących lub specjalnie zaprojektowanych elementach struktury budynków pełniących rolę absorberów;
- aktywny (czynny) - do instalacji dostarcza się dodatkową energię z zewnątrz do napędu pompy lub wentylatora przetłaczających czynnik roboczy (wodę lub powietrze) przez kolektor słoneczny. Funkcjonowanie kolektora związane jest z podgrzewaniem przepływającego przez absorber czynnika roboczego, który przenosi i oddaje ciepło w części odbiorczej instalacji grzewczej.

Kolektory słoneczne w polskich warunkach klimatycznych można stosować do: wspomagania centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej, ogrzewania wody w basenach, podgrzewania gruntów szklarniowych, a także suszenia płodów rolnych i ziół.

Należy pamiętać o tym, że kolektor słoneczny sam nie zapewni 100% podgrzewu ciepłej wody użytkowej. W warunkach klimatycznych Polski kolektor może pokryć maksymalnie 70÷80% energii na przygotowanie c.w.u. w ciągu roku. Niezbędne jest drugie źródło energii. Najlepszym rozwiązaniem jest połączenie kolektora poprzez zasobnik c.w.u. z kotłem gazowym lub pompą ciepła.

Decydując się na zastosowanie kolektorów należy mieć na uwadze następujące zalecenia:

- powinny być one zwrócone w kierunku południowym,
- w ciągu dnia nie powinny być zacieniane przez budynki, obiekty i drzewa,
- kąt nachylenia powinien wynosić 45°.

Przy zakupie instalacji należy kierować się: gwarancją min. 5 lat na instalacje oraz 10 lat na rury szklane kolektora, odpornością na warunki atmosferyczne oraz wiarygodnością firm.

Kolektory słoneczne w Turku zinwentaryzowano w następujących obiektach:

- Tureckim Inkubatorze Przedsiębiorczości – dwie, niezależne instalacje solarne, o powierzchni 22,66 m², uzyskujące 39,2 GJ energii elektrycznej na przygotowanie c.w.u.,
- Samodzielnym Publicznym Zespole Opieki Zdrowotnej – instalacja solarna o mocy zainstalowanej 205 kW, służąca na potrzeby c.w.u. (dane z roku 2018).

Według informacji otrzymanych z Urzędu Miejskiego w Turku, instalacje solarne zainstalowane są na 86 budynkach w mieście, z czego 69 to budynki mieszkalne. Łączna moc kolektorów słonecznych wynosi 253 kWp.

Ogniwa fotowoltaiczne

Systemy fotowoltaiczne przetwarzają energię promieniowania słonecznego bezpośrednio w energię elektryczną dzięki wykorzystaniu tzw. efektu fotowoltaicznego, polegającego na powstawaniu siły elektromotorycznej w materiałach o niejednorodnej strukturze podczas ich ekspozycji na promieniowanie. Ze względu na powszechną dostępność promieniowania słonecznego można je stosować w dowolnym miejscu, a najpoważniejszym ograniczeniem w rozwoju fotowoltaiki jest wysoka cena instalacji.

Typowy układ fotowoltaiczny działający niezależnie od sieci elektroenergetycznej składa się z modułów, paneli lub kolektorów fotowoltaicznych oraz kontrolera ładowania, akumulatora i falownika. Energia wytworzona w ogniwach magazynowana jest w akumulatorze, który dostarcza energię elektryczną do odbiornika energii w czasie gdy nie ma promieniowania słonecznego lub jest ono niewystarczające. Do racjonalnego wykorzystania akumulatorów służy kontroler ładowania, natomiast zadaniem falownika jest zamiana napięcia stałego na zmienne o stałej częstotliwości. Niektóre odbiorniki prądu można zasilać bezpośrednio z szyny napięcia stałego.

Do najczęściej spotykanych zastosowań należy:

- zasilanie budynków w obszarach poza zasięgiem sieci elektroenergetycznej,
- zasilanie domków letniskowych,
- wytwarzanie energii w przydomowych elektrowniach słonecznych do odsprzedaży,
- zasilanie urządzeń komunalnych, telekomunikacyjnych, sygnalizacyjnych itp.

Na terenie miasta Turek ogniwa fotowoltaiczne zinwentaryzowano w:

- Urządzie Skarbowym – instalacja fotowoltaiczna o mocy 6,05 kW, na potrzeby własne,
- STOLTUR Spółka Jawna – instalacja fotowoltaiczna o mocy 50 kWp, energia wykorzystywana na potrzeby zakładu produkcyjnego.

Ponadto według informacji pozyskanych z Urzędu Miejskiego w Turku, zarejestrowano 305 deklaracji fotowoltaicznych. Łączna moc mikroinstalacji fotowoltaicznych wynosi 1.3 MW. Ponad 90% tych instalacji znajduje się na budynkach mieszkalnych.

Na terenie miasta Turku w latach 2017-2020 do sieci nN ENERGA-OPERATOR SA przyłączono 918 mikroinstalacji o łącznej mocy źródeł 5,105 MW.

Montaż nowych instalacji fotowoltaicznych planowany jest przez OSiR (kryta pływalnia i hala widowiskowo-sportowa) oraz spółkę Flokk.

System hybrydowy słoneczno-wiatrowy

Scharakteryzowane powyżej technologie OZE wykorzystujące energię słoneczną i wiatru dają bardzo dobre wyniki przy ich jednoczesnym zastosowaniu w tzw. układach hybrydowych. Prowadzone obserwacje meteorologiczne wskazują, że w porze największego nasilenia wiatrów (okres jesienno-zimowy) promieniowanie słoneczne jest słabe, natomiast w porze wiosenno-letniej, kiedy natężenie promieniowania słonecznego jest najsilniejsze, spada średnia prędkość wiatru. Stąd połączenie ze sobą energii słonecznej i wiatrowej powinno dawać stały dopływ energii do odbiorcy w ciągu roku. Systemy hybrydowe mogą być montowane szczególnie tam, gdzie doprowadzenie energii jest nieopłacalne. Wiatrowo-słoneczna metoda pozyskiwania energii jest samowystarczalna, niezależna, jak również eliminuje potrzebę budowania ziemnych lub napowietrznych łączy elektroenergetycznych. Ma ona szczególnie zastosowanie w dziedzinie oświetlenia ulicznego.

Na obszarze Turku nie zidentyfikowano układów hybrydowych.

Podsumowanie

Wykorzystanie energii w sposób racjonalny, a w szczególności energii ze źródeł odnawialnych (OZE), jest jednym z istotnych składników zrównoważonego rozwoju, przynoszącym wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. Wzrost udziału OZE w bilansie paliwowo-energetycznym miasta przyczynia się do poprawy efektywności wykorzystania i oszczędzania zasobów surowców energetycznych, poprawy stanu środowiska poprzez redukcję zanieczyszczeń do atmosfery i wód oraz redukcję ilości wytwarzanych odpadów.

Na obszarze miasta występują odpowiednie warunki do rozwoju odnawialnych źródeł energii, jeśli chodzi o energię słoneczną i energię wiatrową. Turek znajduje się w obszarze dobrego nasłonecznienia oraz w korzystnej strefie energetycznej wiatru. Z tego powodu instalacji wykorzystujących OZE nieustannie przybywa, a ich ilość może jeszcze się zwiększyć się po wybudowaniu ciepłowni geotermalnej. Ze wszystkich dostępnych instalacji OZE, w mieście zarejestrowano najwięcej paneli fotowoltaicznych i kolektorów słonecznych.

W ostatnich latach nieznacznie zwiększył się udział wykorzystania biomasy do produkcji energii cieplnej w mieście m. in. poprzez wybudowaną kotłownię na os. Górniczym spalającą pellet, należącą do PGKiM Sp. z o.o.

W mieście nadal nie zidentyfikowano elektrowni wodnych lub obiektów posiadających instalacje do spalania biogazu, bądź wykorzystujących energię wiatrową. Duże znaczenie jednak, dla powiatu tureckiego, ma nowo powstała w 2020 roku Farma Wiatrowa Przykona Grupy Energa zlokalizowana w okolicy Gminy Turek.

Miasto Turek aktywnie wspiera mieszkańców w zakresie instalacji OZE m. in. poprzez udział w projekcie pod nazwą „Energia słoneczna dla domu – wykonanie mikroinstalacji fotowoltaicznych i solarnych na potrzeby Gminy Miejskiej Turek”. W 2018 roku Miasto, w imieniu turowian, złożyło wniosek o dofinansowanie do zakupu i montażu 304 instalacji fotowoltaicznych i 86 instalacji kolektorów słonecznych na potrzeby budynków mieszkalnych.

Wzrost udziału OZE w mieście nastąpi po wybudowaniu ciepłowni geotermalnej, na realizację której uzyskano już dofinansowanie. Tym samym, inwestycja przyczyni się do zmniejszenia ilości ciepła produkowanego w wyniku spalania węgla kamiennego w źródłach systemowych.

13. Zakres współpracy z sąsiednimi gminami

Zgodnie z Art. 19 ust. 3 pkt. 4 Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. 2021, poz. 716 ze zm.), „Projekt założeń ...” powinien określać zakres współpracy z innymi gminami odnośnie sposobu pokrywania potrzeb energetycznych.

Gmina miejska Turek graniczy jedynie z sołectwami należącymi do gminy wiejskiej Turek.

Rysunek 13-1 Gmina bezpośrednio sąsiadująca z miastem Turek



Źródło: Opracowanie własne

W ramach prac związanych z opracowaniem projektu aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku” dokonano analizy istniejących i przyszłych możliwych powiązań pomiędzy gminą miejską Turek a sąsiadującą z nią gminą wiejską Turek.

Określony na tej podstawie zakres obecnej i możliwej w przyszłości współpracy, został przedstawiony władzom gminy sąsiadującej w ramach wystosowanej korespondencji. Korespondencja ws. współpracy międzygminnej, została umieszczona w złączniku do niniejszego opracowania.

Współpraca między gminą miejską Turek a gminą wiejską Turek w zakresie poszczególnych systemów energetycznych, realizowana jest głównie poprzez organizacje eksploatatorów tych systemów. W ramach istniejącej infrastruktury technicznej dotyczącej transportu poszczególnych nośników energii, istnieją sieciowe powiązania miasta Turek z gminą wiejską Turek. Systemy istniejących powiązań przedstawiono w ramach przyjętego podziału na istniejące nośniki energetyczne.

13.1 Zakres współpracy – stan istniejący

System ciepłowniczy

W zakresie zorganizowanego zaopatrzenia w ciepło brak jest powiązań sieciowych pomiędzy gminą miejską i wiejską Turek.

System elektroenergetyczny

W ramach systemu elektroenergetycznego współpraca między gminami realizowana jest w całości poprzez przedsiębiorstwo dystrybucyjne ENERGA-OPERATOR S.A. oraz poprzez istniejące powiązania sieciowe i organizacyjne.

Wspólne zamówienia publiczne na zakup energii elektrycznej dają możliwość racjonalizacji kosztów działalności samorządu terytorialnego w postaci wymiernych oszczędności finansowych, ze względu na niższą cenę energii elektrycznej. Potencjalne oszczędności przynieść może wzrastająca skala zamówienia oraz ograniczenie kosztów związanych z procesem przetargowym. Gmina Wiejska Turek od 2018 roku uczestniczy w grupie zakupowej w Oświetlenie Uliczne i Drogowe Sp. z o.o. w Kaliszu i nie prowadzi samodzielnie postępowań przetargowych na zakup energii elektrycznej i/lub gazowej.

System gazowniczy

Współpraca z gminą wiejską Turek w zakresie systemu gazowniczego realizowana jest przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu oraz poprzez istniejące powiązania sieciowe.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw mediów energetycznych do gmin udział w pracach rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych powinni mieć pracownicy urzędów miast i gmin.

13.2 Możliwe przyszłe kierunki współpracy

System ciepłowniczy

Biorąc pod uwagę uwarunkowania lokalizacyjne sieci miejskiej na obszarze Turku nie przewiduje się jej rozbudowy poza granice miasta.

System elektroenergetyczny

W przyszłości zakłada się, że ewentualna współpraca gminy miejskiej Turek z gminą sąsiadną odnośnie pokrywania potrzeb elektroenergetycznych realizowana będzie głównie na szczeblu określonego powyżej, jak i ewentualnie powstałych w przyszłości przedsiębiorstw energetycznych – przy koordynacji ze strony władz gminnych.

System gazowniczy

W przyszłości zakłada się, że ewentualna współpraca gminy miejskiej Turek z sąsiadującą z nią gminą wiejską Turek odnośnie pokrywania potrzeb gazowniczych realizowana będzie głównie na szczeblu wymienionego powyżej przedsiębiorstwa (i ewentualnych powstałych w przyszłości przedsiębiorstw energetycznych) – przy koordynacji ze strony władz gmin-

nych. Przejawem tej współpracy powinno być dążenie do dalszej gazyfikacji nie zaopatrzonych w gaz ziemny obszarów miasta Turek i sołectw gminy wiejskiej Turek.

Odnawialne źródła energii

W chwili obecnej brak jest bezpośrednich powiązań do współpracy między miastem a gminą wiejską Turek. Poza możliwością międzygminnej współpracy na systemach energetycznych, możliwym kierunkiem współdziałania jest wykorzystanie biomasy w procesach energetycznych. Ewentualne działania związane z wykorzystaniem biomasy winny być przedmiotem wymiany informacji pomiędzy gminami. Posłuży ona skoordynowaniu działań w zakresie zoptymalizowania obszarów, z których biomasa będzie pozyskiwana dla konkretnego projektowanego źródła energii.

Aktualnie brak jest przesłanek do współpracy między Miastem Turek a sąsiadującą z nią Gminą Wiejską Turek w zakresie odnawialnych źródeł energii. W piśmie znak GKI-GI.602.1.2021 z dnia 30.06.2021 r. Urząd Gminy Turek poinformował, że nie posiada informacji dotyczących dostępnych zasobów biomasy na terenie gminy wiejskiej Turek.

14. Wnioski końcowe

Aktualizacja „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2021)” spełnia funkcję podstawowego dokumentu lokalnego planowania energetycznego i zgodnie z art. 18 ustawy Prawo energetyczne stanowi założenia dla planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze miasta oraz podstawę planowania i organizacji działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze miasta.

Miasto Turek posiada „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”, przyjęte przez Radę Miejską Turku uchwałą Nr XXXVIII/345/14 z dnia 30 października 2014 r., zaktualizowane uchwałą Nr IV/39/19 z dnia 7 lutego 2019 r. Opracowanie i przyjęcie niniejszej aktualizacji „Założeń...” uchwałą Rady Miasta stanowić będzie spełnienie wymagań stawianych w art. 19 ustawy Prawo energetyczne o opracowywaniu „Projektu założeń...” na okres 15 lat, z aktualizacją co 3 lata.

Merytorycznie niniejsza aktualizacja „Założeń...” spełnia wymagania tematyczne ustawy Prawo energetyczne art. 19 i zawiera:

- ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- propozycje przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych,
- ocenę możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych,
- propozycje możliwych do zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,
- analizę zakresu współpracy z innymi (sąsiadującymi) gminami.

Aktualizacja „Założeń ...” po uchwaleniu będzie spełniać również funkcję podstawy merytorycznej dla dalszych etapów planowania, w tym w szczególności dla:

- „Planów rozwoju ...” przedsiębiorstw energetycznych działających i zamierzających działać na terenie Turku w zakresie nowych potrzeb energetycznych oraz racjonalizacji produkcji i przesyłu, szczególnie ciepła – zgodnie z art. 16 ustawy PE;
- „Planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” - zgodnie z art. 20 ustawy PE, w sytuacji braku realizacji zapisów aktualizacji „Założeń...” przez odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne;

- aktualizacji „Planu gospodarki niskoemisyjnej” z uwagi na fakt, że zadania przyjęte w niniejszej aktualizacji założeń służą rozwojowi gospodarki niskoemisyjnej na terenie miasta;
 - szeroko rozumianego planowania przestrzennego – w szczególności w zakresie zabezpieczenia w nośniki energetyczne dla programowanych nowych obiektów i obszarów rozwoju oraz rezerwowania terenu na konieczne nowe urządzenia zaopatrzenia energetycznego.
1. Przeprowadzone prace związane z analizą stanu istniejącego systemów energetycznych miasta Turek dały generalny obraz potrzeb energetycznych odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta, który przedstawia się według stanu na koniec 2020 r. następująco:
- **w zakresie potrzeb ciepłych:**
 - zapotrzebowanie mocy cieplnej – ogółem ok. 94,4 MW, w tym dla budownictwa mieszkaniowego ok. 49,4 MW (52%). Z systemów ciepłowniczych zaspokaja się ok. 45% potrzeb mieszkaniowych (~22,4 MW),
 - roczne zużycie energii cieplnej – ok. 620 TJ, w tym dla budownictwa mieszkaniowego ~302 TJ (49%);
 - **w zakresie dostaw gazu ziemnego:**
 - roczne zużycie gazu ziemnego – ok. 7,5 mln m³ ogółem na terenie miasta, z czego sprzedaż PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. - Poznański Obszar Sprzedaży wynosi 37,5 GWh (ok. 3,4 mln m³), w tym gospodarstwa domowe 18,0 GWh (~1,6 mln m³);
 - **w zakresie dostaw energii elektrycznej**
 - roczne zużycie energii elektrycznej – ok. 76,2 GWh ogółem na terenie miasta, w tym zużycie energii elektrycznej przez odbiorców na niskim napięciu w gospodarstwach domowych wynosiło ok. 17,3 GWh.
2. Przewidywany przyrost zapotrzebowania na nośniki energetyczne dla nowego budownictwa do roku 2036, wg przeprowadzonych analiz, dla wariantu zrównoważonego oszacowano na poziomie:
- potrzeby ciepłe nowych odbiorców wyniosą ok. 6,7 MW, w tym dla nowego budownictwa mieszkaniowego ok. 1,1 MW, przy czym przyrosty te w większości zostaną zrównoważone spadkiem zapotrzebowania na skutek prowadzenia wszelkiego typu działań racjonalizacji użytkowania ciepła, w tym przedsięwzięć termomodernizacyjnych, jak również w wyniku likwidacji obiektów (odbiorców).
 - wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w skali miasta przewiduje się szczytowo u odbiorcy bez uwzględnienia współczynników jednoczesności na 3,1÷3,6 MW do roku 2025 i kolejne 7,4÷8,4 MW w latach 2026÷2036; szacunkowo przewiduje się, że wzrost zapotrzebowania z poziomu 110 kV (po uwzględnieniu przyjętych współczynników jednoczesności) maksymalnie będzie wynosił 0,7÷0,8 MW do roku 2025 i kolejne 1,9÷2,0 MW w latach 2026÷2036.

- przyrost godzinowego zapotrzebowania na gaz ziemny do 2025 r. może kształtować się na poziomie około 250 m³/h, a w latach 2026-2036 o kolejne 600 m³/h – przy uwzględnieniu potrzeb komunalnych i grzewczych całego przewidywanego nowego budownictwa, szczytowo, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności odbioru oraz bez uwzględnienia zapotrzebowania gazu na cele technologiczne ewentualnych nowych przedsiębiorstw i zapotrzebowania ewentualnych nowo powstałych gazowych źródeł ciepła.

3. Możliwości pokrycia prognozowanego przyrostu zapotrzebowania

Określone powyżej wielkości zapotrzebowania mogą zostać pokryte na bazie istniejących systemów zaopatrujących miasto Turek w energię, przy założeniu ich sukcesywnej modernizacji i rozbudowy. Decyzje co do sposobu zaopatrzenia w ciepło winny być podejmowane w sytuacji sprecyzowanego sposobu zainwestowania terenów. Poprzedzić je powinna analiza ekonomiczna aktualnych kosztów budowy i eksploatacji poszczególnych instalacji, analiza kierunków rozwoju rynku nośników energii oraz sugestie ze strony przyszłych odbiorców. Przy wyborze sposobu zaopatrzenia obiektu w ciepło uwzględnić należy zapisy art. 7b.1. ustawy Prawo energetyczne, który preferuje podłączenie obiektów o zapotrzebowaniu mocy szczytowej ≥ 50 kW do systemów ciepłowniczych lub wyposażenie ww. obiektów w źródło OZE, źródło kogeneracyjne lub źródło ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych. Propozycje możliwych scenariuszy zaopatrzenia obszarów rozwoju przedstawiono w rozdziale 9 niniejszego opracowania.

Każdorazowo należy rozpatrzyć, tam gdzie jest to zasadne, wprowadzenie mikro- i małej kogeneracji i/lub rozwiązań wykorzystujących OZE ze szczególnym zwróceniem uwagi na nowe obiekty użyteczności publicznej.

Wg założeń Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. do pokrywania potrzeb cieplnych w sposób indywidualny powinno wykorzystywać się źródła o możliwie najniższej emisyjności czyli pompy ciepła, ogrzewanie elektryczne, gaz ziemny, paliwa bezdymne i odchodzić od węgla – w miastach do 2030 r., a na terenach wiejskich do 2040 r.

4. Wnioski z oceny stanu zaopatrzenia miasta w ciepło

Zaopatrzenie w energię ciepłą realizowane jest w Turku za pośrednictwem zdalaczynnego systemu ciepłowniczego opartego na nowym niskoemisyjnym źródle opalanym pyłem węgla brunatnego (BKS) i gazem ziemnym – ok. 36% ogółu zapotrzebowania na ciepło; pozostała część według rozwiązań indywidualnych w oparciu o gaz ziemny, olej opałowy, węgiel kamienny i inne dostępne lokalnie paliwa i nośniki. Problemem ograniczającym zwiększenie udziału ciepła systemowego w mieście jest jego cena, która jest niekonkurencyjna do ceny ciepła możliwego do pozyskania z rozwiązań gazowych. Zmiana struktury paliw zużywanych do produkcji ciepła w celu obniżenia ponoszonych opłat za emitowane CO₂ jest warunkiem utrzymania zdalaczynnego systemu ciepłowniczego Miasta.

System ciepłowniczy i gazowniczy posiada rezerwy do pokrycia przyrostu zapotrzebowania jw. przy założonym rozwoju sieci dystrybucyjnych. Wskazana jest ewentualna dalsza modernizacja i/lub przebudowa źródeł i dostosowanie ich do zaostrzonych (od 1.01.2030 r.) wymagań środowiskowych dla średnich obiektów energetycznego spalania (to jest źródeł o mocy < 50 MW –wg nowelizacji ustawy Prawo ochrony środowiska oraz

nowych standardów emisyjnych wprowadzonych rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 1.03.2018 r.). Powyższe istotne jest, nie tylko w aspekcie poprawy wskaźników związanych z efektywnością energetyczną i ograniczaniem emisji zanieczyszczeń do powietrza, ale również ze względu na otwarcie możliwości pozyskania unijnych środków pomocowych na inwestycje związane z likwidacją niskiej emisji w mieście.

Generalnie należy unikać wprowadzania na teren rozwojowy systemów ciepłowniczego i gazowniczego do pokrycia osobno zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń i osobno na potrzeby ciepłej wody użytkowej oraz kuchni.

Wskazane byłoby, aby każdorazowo dla odbiorcy o zapotrzebowaniu ≥ 50 kW mocy cieplnej, rozważyć możliwość włączenia do systemu ciepłowniczego lub przeprowadzić analizę optymalizacji przyjętego dotychczasowego rozwiązania.

Sieci ciepłownicze na terenie miasta poddawane są systematycznej modernizacji. Niemniej jednak aktualny wskaźnik udziału sieci preizolowanej m.s.c. w całkowitej długości tej sieci wynosi ok. 37%, co jest wynikiem poniżej średniej w porównaniu z podobnymi systemami w kraju.

Problemem do rozwiązania w ramach współpracy służb miejskich i mieszkańców jest modernizacja indywidualnych ogrzewań węglowych stanowiących źródło „niskiej emisji”.

5. Wnioski z oceny stanu zaopatrzenia miasta w energię elektryczną

Stan techniczny oraz realizowane przez ENERGA-OPERATOR S.A. działania w zakresie sieci elektroenergetycznej WN, SN i nN oraz stacji WN/SN i SN/nN dają podstawę do stwierdzenia o bezpieczeństwie w zakresie zasilania istniejących i przewidywanych do realizacji nowych obiektów w perspektywie opracowania. Operator systemu dystrybucyjnego dysponuje rezerwami mocy w stacjach WN/SN (Turek Zdrojki oraz Żuki) biorących udział w zaopatrzeniu obszaru miasta Turku w energię elektryczną – zapewniają one możliwość przyłączania kolejnych odbiorców. Istniejące rezerwy mocy wzrosną dodatkowo po przeprowadzeniu planowanej wymiany transformatorów WN/SN w obu ww. GPZ-etach. W ostatnich latach prowadzono działania inwestycyjne na sieciach mające na celu poprawę warunków i pewności zasilania oraz dostosowanie systemu do wzrastającego zapotrzebowania odbiorców.

Operator jako przedsiębiorstwo o zakresie działania na obszarze wielu gmin realizuje współpracę pomiędzy gminami sąsiadującymi w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną. Główne zadania stojące przed przedsiębiorstwem to zaopatrzenie nowych terenów rozwojowych miasta oraz zapewnienie bezpieczeństwa zasilania wszystkich odbiorców poprzez m.in.: dalszą sukcesywną modernizację i rozbudowę infrastruktury na poziomie SN i nN.

6. Wnioski z oceny stanu zaopatrzenia miasta w gaz sieciowy

System dosyłu gazu ziemnego do obszaru miasta posiada rezerwy przepustowości, które są w stanie zaspokoić przyszłościowe zapotrzebowanie na gaz przewodowy przez odbiorców z terenu miasta. Stan techniczny elementów systemu gazowniczego w mieście Turku, będącego w gestii Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu pozwala na stwierdzenie, że eksploatowana przez dystrybutora infrastruktura

gazownicza dysponuje znacznymi rezerwami przepustowości, pozwalającymi na zapewnienie stabilności dostaw gazu dla istniejących oraz zaspokojenia potrzeb pojawiających się nowych odbiorców, a zrealizowana w 2014 r. budowa gazociągu relacji Gustorzyn-Odolanów zwiększa jeszcze bezpieczeństwo zaopatrzenia miasta w gaz ziemny sieciowy.

Głównymi zadaniami stojącymi przed PSG sp. z o.o. OZG Poznań jest zaopatrzenie nowych odbiorców i nowych terenów rozwojowych miasta, zapewnienie bezpieczeństwa zasilania istniejących odbiorców, bieżąca wymiana sieci stalowych na sieci wykonane z PE, z uwzględnieniem zastępowania sieci niskiego ciśnienia sieciami średniego ciśnienia.

7. Rozwój energetyki odnawianej

W zakresie rozwoju energetyki odnawialnej na terenie miasta zaleca się:

- pełnienie przez miasto funkcji propagatora i centrum edukacyjnego dla mieszkańców;
- podjęcie działań zmierzających do wykorzystania odnawialnych źródeł w obiektach miejskich - każdorazowo modernizacja obiektu istniejącego winna uwzględniać poszukiwania planistyczne możliwości zastosowania rozwiązań energetyki odnawialnej,
- dalsze działania związane z wykorzystaniem złóż wód geotermalnych w celu rozwoju nowych technologii i rozwiązań dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego miasta.

8. Strategiczne cele Miasta Turku w obszarze energetyki komunalnej

Na podstawie analiz przeprowadzonych w niniejszym opracowaniu oraz biorąc pod uwagę Założenia polityki energetycznej państwa i zapisy gminnych i regionalnych dokumentów planistycznych i strategicznych – poniżej zaproponowano cele strategiczne polityki energetycznej Miasta w obszarze realizacji obowiązku organizowania i planowania: zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań służących poprawie efektywności energetycznej na obszarze Turku.

Cel nr 1 – Zapewnienie w perspektywie wieloletniej bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu miasta z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych.

Cel nr 2 – Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie Turku.

Cel nr 3 – Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia odbiorców z terenu miasta w energię. Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników.

Cel nr 4– Rozwijanie racjonalnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalne zidentyfikowane możliwości.

Cel nr 5– Edukacja i promocja w zakresie szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii.

W ramach ww. Celów wskazuje się na konieczność podjęcia lub kontynuacji przez Miasto, samodzielnie lub we współpracy np. z przedsiębiorstwami energetycznymi, realizacji następujących zadań – w nawiasach wskazano jednostki odpowiedzialne za realizację.

Cel nr 1 – Zapewnienie w perspektywie wieloletniej bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu miasta z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych

Zadanie C1.1 – Kontynuacja działań w kierunku zapewnienia bezpieczeństwa i poprawy warunków dostawy ciepła systemowego i obniżenia jego kosztów (Miasto + przedsiębiorstwa energetyczne [PE]).

Prowadzenie działań związanych z modernizacją źródła systemowego w kierunku układów kogeneracyjnych na bazie gazu ziemnego oraz budowy ciepłowni geotermalnej pozwoli osiągnąć przedsiębiorstwu ciepłowniczemu status efektywnego systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust 4 ustawy Prawo energetyczne.

Zadanie C1.2 – Zakup energii w układzie rynkowym dla odbiorców z terenu miasta, w pierwszej kolejności dla jednostek podległych Miastu w ramach Kolskiej Grupy Zakupowej Energii Elektrycznej – kontynuacja + rozszerzenie dla gazu ziemnego (Miasto).

Zadanie C1.3 – Dalsza modernizacja sieci systemu ciepłowniczego w celu ograniczenia awaryjności i strat cieplnych oraz zagwarantowania dostaw ciepła do odbiorców istniejących i nowych (z jednoczesnym zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych; pożądany poziom udziału sieci preizolowanych w ogólnej długości sieci – powyżej 50%). (PE [PGKiM]+ Miasto).

Zadanie C1.4 – Ciągły monitoring stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji ciepła, energii elektrycznej i gazu sieciowego na obszarze miasta oraz opracowanie procedur organizacyjnych »Miasto – Przedsiębiorstwo energetyczne« na wypadek awarii w poszczególnych systemach energetycznych (Miasto + PE).

Zadanie C1.5 – Ciągły monitoring planów rozwoju przedsiębiorstw i ich realizacji, kosztów energii i jej nośników, w aspekcie utrzymania akceptowalnych warunków cenowych dla odbiorców końcowych, w szczególności w systemie ciepłowniczym (Miasto).

Zadanie C1.6 – Opracowanie, koordynacja i aktualizacja w miarę zaistniałych potrzeb planów i strategii gospodarki niskoemisyjnej w aspekcie energetyki gminy jako narzędzi dla realizacji i organizacji finansowania działań (Miasto + PE).

Cel nr 2 – Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie Turku

Zadanie C2.1 – Koordynacja operacyjna zaopatrzenia w nośniki energii nowych terenów rozwojowych i współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi (Miasto + PE).

Zgodnie z art. 18 ustawy Prawo energetyczne planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy (w tym również dla nowego budownictwa) stanowi zadanie własne gminy, którego realizacji podjąć się mają, za przyzwoleniem gminy, odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne. Zadaniem miasta

w tym zakresie winno być gromadzenie informacji o najbliższych planowanych inwestycjach i zgłaszanie ich corocznie do odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych celem ujęcia w planach rozwoju. Do zadań Miasta powinno również wejść ciągłe monitorowanie planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych działających na obszarze miasta i analiza ich zgodności z uchwalonymi „Założeniami...”, także w aspekcie akceptowalnych warunków ekonomicznych dostaw.

Zadanie C2.2 – Koordynacja planowania przestrzennego miasta oraz procesów 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 (Miasto).

Zadanie C2.3 – Stymulowanie działań inwestorów dla zastosowania rozwiązań opartych o wykorzystanie istniejącego systemu ciepłowniczego i gazowniczego oraz ewentualnych lokalnych układów kogeneracji z wykorzystaniem w miarę możliwości gazu ziemnego jako nośnika energii (Miasto + PE).

Zadanie C2.4 – Zapewnienie oświetlenia ulicznego nowych tras komunikacyjnych i obszarów z niedostatecznym oświetleniem; zarządzanie oświetleniem ulicznym – szczególnie majątkiem oświetleniowym podmiotów zewnętrznych w celu zwiększenia efektywności energetycznej oświetlenia (Miasto).

Cel nr 3 – Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia odbiorców z terenu miasta w energię. Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników

Zadanie C3.1 – Zarządzanie zużyciem i kosztami energii w jednostkach miejskich (Miasto).

Racjonalizacja gospodarki energią w jednostkach miejskich wymaga, z uwagi na specyfikę ich eksploatacji, ciągłych i wnikliwych obserwacji. Istotnym argumentem przemawiającym za dalszym rozwijaniem systemu stałego monitoringu zużycia energii jest pozycja kosztów energii w budżecie Miasta oraz wymagania stawiane przez ustawę „o efektywności energetycznej”.

Zadanie C3.2– Stymulowanie racjonalizacji i likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań węglowych – likwidacja „niskiej emisji” (Miasto + PE).

Planując działania stosownie do polityki energetycznej państwa oraz w zgodzie ze standardami ochrony środowiska Miasto powinno kontynuować działania edukacyjne i stymulacyjne dla przedsięwzięć mających na celu zmianę sposobu zasilania w ciepło – z niskosprawnych, opartych o paliwo węglowe – na rozwiązania pro-ekologiczne, tj. podłączenia do systemu gazowniczego, ciepłowniczego lub wymiana indywidualnych kotłowni węglowych na nowe wysokosprawne, niskoemisyjne oraz wykorzystanie OZE, poprzez realizację i monitorowanie działań – w tym działań ujętych w Planie Gospodarki Niskoemisyjnej.

Istotnym zadaniem jest kontynuacja działań związanych z dofinansowywaniem odbiorców indywidualnych.

Zadanie C3.3 – Podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników poprzez kontynuację modernizacji systemu w zakresie sieci dystrybucyjnych i zasilających (PE; zadaniem Miasta – koordynacja).

Szczególne znaczenie w tym zakresie ma uzyskanie dla systemu ciepłowniczego statusu systemu efektywnego energetycznie.

Zadanie C3.4 – Podniesienie efektywności użytkowania ciepła poprzez ograniczanie zużycia energii użytecznej w ramach działań związanych z: termomodernizacją budynków mieszkalnych wielorodzinnych i obiektów miejskich oraz wspieraniem działań termomodernizacyjnych i modernizacji systemów grzewczych w zabudowie jednorodzinnej

Zadanie C3.5 – Sukcesywna dalsza modernizacja systemu oświetlenia ulicznego, szczególnie w zakresie punktów nie będących w gestii Miasta (PE + Miasto [stymulacja]).

Cel nr 4 – Rozwijanie racjonalnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalne zidentyfikowane możliwości

Zadanie C4.1 – Planowanie i finansowanie budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach miejskich (Miasto).

Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) na terenie miasta ukierunkowany powinien być na wykorzystanie kolektorów słonecznych, instalacji fotowoltaicznych i pomp ciepła. Zakłada się, że miasto powinno stymulować rozwój OZE wśród odbiorców indywidualnych i we własnych zasobach. W zakresie obiektów miejskich każdorazowo decyzję o modernizacji źródła ciepła w obiektach użyteczności publicznej należy poprzedzić analizą możliwości zastosowania w obiekcie odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej mikrogeneracji.

Zadanie C4.2 – Popularyzacja w budownictwie mieszkaniowym oraz w obiektach usług komercyjnych i przedsiębiorstwach racjonalnych rozwiązań OZE (dla budownictwa mieszkaniowego poprzez system zachęt finansowych dla mieszkańców) – (Miasto).

Zadanie C4.3 – Monitoring robót geologicznych w zakresie odwiertów geotermalnych otworów poszukiwawczo-rozpoznawczych Turek GT-1 i GT-2 w celu ujęcia wód termalnych na działce miejskiej położonej w Tureckiej Strefie Inwestycyjnej (Miasto).

Cel nr 5 – Edukacja i promocja w zakresie szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii

Zadanie C5.1 – Opracowanie planu działań odnośnie zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej dla jednostek sektora publicznego z terenu miasta (Miasto).

Zadanie C5.2 – Opracowanie planu działań edukacyjnych w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii oraz jego realizacja (Miasto).

Zadanie C5.3 – Promocja działań miejskich w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii poprzez zamieszczanie informacji w środkach masowego przekazu na temat zrealizowanych działań i ich efektów (Miasto).

Zaktualizowane Założenia, po ich uchwaleniu przez Radę Miejską Turku, powinny stanowić podstawę do realizacji przez miasto lokalnej polityki energetycznej, której wiodącym celem winien być zrównoważony rozwój gospodarki energetycznej Turku, w oparciu o zasadę zapewnienia bieżącego i perspektywicznego bezpieczeństwa energetycznego i spełnieniu parametru niskoemisyjności.

Kolejną aktualizację dokumentu winno się przeprowadzić po upływie 3 lat od daty uchwalenia niniejszej wersji dokumentu (zgodnie z wprowadzonymi zmianami w ustawie Prawo energetyczne).

15. System monitorowania realizacji aktualizacji „Założeń...”

Rozpoczynając działania mające na celu ocenę osiągnięcia wytyczonych zadań w aktualizacji „Założeń..”, należy systematycznie gromadzić informacje o efektach ich realizacji i skuteczności zastosowanych instrumentów.

Podstawą prowadzenia monitoringu jest wyciąganie wniosków z tego, co zostało i/lub nie zostało zrealizowane. Ważne jest również modyfikowanie dalszych poczynań (np. w kolejnych aktualizacjach) w taki sposób, aby osiągnąć zakładane cele w przyszłości. Kluczowym elementem monitorowania jest wypracowanie takich technik zbierania informacji oraz wskaźników, które będą jak najbardziej wiarygodnie odzwierciedlały efektywność prowadzonych działań.

Dla miarodajnej oceny realizacji przyjętych założeń potrzebne będą konkretne dane ilościowe o charakterze statystycznym, które po przetworzeniu powinny zostać ujęte w serie wskaźników. Wykorzystując te wskaźniki można określić poziom wyjściowy oraz stopień realizacji celów. Wyniki zapisane w postaci wskaźników czy bezwzględnych informacji statystycznych mają także ważne znaczenie w procesie uzyskiwania poparcia społecznego dla prowadzonych zmian czy świadczenia usług. Dają one obraz sytuacji wyłącznie poprzez interpretację ich w sposób łączny. Pojedynczy wskaźnik czy liczba może sprawiać mylne (zbyt optymistyczne lub pesymistyczne) wrażenie o stopniu zaawansowania wdrażania aktualizacji „Założeń do planu...”. Analiza wartości poszczególnych wskaźników pozwala ocenić na ile podejmowane działania zgodne są z zakładanymi celami.

System monitoringu i oceny realizacji przyjętej aktualizacji założeń wymaga:

- gromadzenia informacji - poprzez systematyczne zbieranie danych energetycznych, innych danych o aktywności poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych oraz systematyczne zbieranie danych liczbowych i informacji dotyczących realizacji poszczególnych zadań wynikających z projektu;
- selekcjonowania informacji – poprzez uporządkowanie, przetworzenie i analizę danych;
- analizy zebranych danych – poprzez porównanie osiągniętych wyników z przyjętą aktualizacją założeń, określenie stopnia wykonania zapisów przyjętej aktualizacji założeń, identyfikację ewentualnych rozbieżności, przyczyn odchyień, określenie działań korygujących polegających na modyfikowaniu dotychczasowych działań, ewentualne wprowadzenie nowych instrumentów wsparcia oraz w przypadku kolejnej aktualizacji projektu - przeprowadzenie zaplanowanych działań korygujących;
- raportowania – poprzez przygotowanie raportów z realizacji zadań i osiągnięciu celów ujętych w aktualizacji „Założeń...” oraz ocenę realizacji tych zadań.

Jednym z narzędzi służących do oceny efektów realizacji projektu może być również porównanie osiąganych wyników z innymi gminami (benchmarking). Porównanie efektów działań z innymi gminami o podobnej wielkości i charakterze zabudowy może prowadzić do zidentyfikowania najlepszych wzorów do ewentualnego naśladowania.

Kolejnym ważnym czynnikiem do monitorowania jest zakres rzeczowy i termin realizacji poszczególnych działań inwestycyjnych. Jednakże, na etapie planowania w aktualizacji „Założeń...” nie da się ich dokładnie przewidzieć, z powodu opracowywanych planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych jedynie na okres trzyletni. Dlatego wszystkie większe przedsięwzięcia wynikające z projektu winny być monitorowane w zakresie ich umieszczania w kolejnych edycjach planów rozwoju poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych. Tu również prowadzenie spójnej i aktualizowanej na bieżąco bazy danych może ułatwić monitoring realizacji ustaleń analizowanego dokumentu.

Wg doświadczeń różnych systemów monitoringu dokumentów strategicznych najbardziej optymalnym rozwiązaniem jest, aby wszystkie wskaźniki stosowane przy monitoringu realizacji projektu były zestawiane rocznie, najlepiej w formie raportu energetycznego, sporządzanego z ewentualnym wsparciem analiz ekspertów zewnętrznych. Częstotliwość przeglądów realizacji zadań zawartych w aktualizacji „Założeń...” zaproponowano na poziomie corocznym. Po zakończeniu okresu na jaki sporządzone są założenia lub w sytuacji zaistnienia zewnętrznych uwarunkowań wskazujących na konieczność opracowania nowego dokumentu, powinien być dokonywany szczegółowy przegląd raportów i okresowych aktualizacji oraz wypracowana koncepcja zmian, uwzględniająca aktualną sytuację miasta oraz jego nowe potrzeby. Monitoring ten powinien być wykorzystany przy aktualizacjach założeń.

Źródłem pozyskania danych i informacji dla wyznaczenia wskaźników monitoringowych są:

- Urząd Miejski w Turku,
- przedsiębiorstwa energetyczne,
- GUS,
- baza danych Urzędu Marszałkowskiego – w zakresie sprawozdań dotyczących zakresu korzystania ze środowiska przez podmioty gospodarcze,
- URE.

W przedstawionych poniżej tabelach wyszczególnione są zadania niezbędne do realizacji, dla osiągnięcia celów strategicznych wymaganych dla prawidłowego rozwoju energetycznego Miasta Turku, do których przyporządkowano wskaźniki pozwalające na ocenę prawidłowości wybranych kierunków działań i stopnia ich realizacji. Wskazane są wartości wskaźników dla stanu wyjściowego (za który przyjęto stan na rok 2020) - zalecana częstotliwość oceny wielkości oraz oczekiwany trend zmiany wartości:

▲ - tendencja rosnąca,

▼ - tendencja malejąca.

Wskaźniki realizacji celu C.S.1 – Zapewnienie w perspektywie wieloletniej bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu miasta z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników	Częstotliwość raportowania	Oczekiwany wynik ▲ ▼
			Stan na 2020 r.		
Zadanie C1.1 - Kontynuacja działań w kierunku zapewnienia bezpieczeństwa i poprawy warunków dostawy ciepła systemowego i obniżenia jego kosztów					
Zapewnienie nowego źródła ciepła (od 2017 r.) – GETEC Polska Sp. z o.o.	-	PGKiM	opisowo	1x/3 lata	=
Budowa kotłowni na os. Górnicy	-	PGKiM	opisowo	1x/3 lata	=
Rozpoczęcie budowy ciepłowni geotermalnej	-	PGKiM	opisowo	1x/3 lata	=
Zadanie C1.2 – Zakup energii w układzie rynkowym dla odbiorców z terenu miasta, w pierwszej kolejności dla jednostek podległych Miastu w ramach Kolskiej Grupy Zakupowej Energii Elektrycznej – kontynuacja + rozszerzenie dla gazu ziemnego					
		Miasto		1x/rok	=
Zadanie C1.3 – Dalsza modernizacja sieci systemu ciepłowniczego w celu ograniczenia awaryjności i strat ciepłych oraz zagwarantowania dostaw ciepła do odbiorców istniejących i nowych (z jednoczesnym zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych; pożądany poziom udziału sieci preizolowanych w ogólnej dł. sieci – pow. 50%)					
Wzrost udziału sieci preizolowanych w ogólnej długości sieci	km udział (%)	PGKiM	15,4 37	1x/rok	▲
Budowa nowych sieci ciepłowniczych	km	PGKiM	2,6*	1x/rok	▲
Zadanie C1.4 – Ciągły monitoring stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji ciepła, energii elektrycznej i gazu sieciowego na obszarze miasta oraz opracowanie procedur organizacyjnych na wypadek awarii w poszczególnych systemach energetycznych					
Roczny raport w zakresie realizowanych działań	-	Miasto, PE	opisowo	1x/rok	=
S.C. – zapotrzebowanie ciepła z systemu ciepłowniczego miasta: - moc zamówiona - sprzedaż ciepła dla odbiorców	MW GJ/rok	PGKiM	34,1 239 130	1x/rok	▼
S.C. – długość sieci ciepłowniczej w mieście, w tym długość sieci preizolowanych	km (%)	PGKiM	41,4 15,4 (37%)	1x/rok	▲ ▼
S.G. – zużycie gazu sieciowego ogółem w mieście, w tym w gospodarstwach domowych	MWh/rok	PGNiG	37 459 18 030	1x/rok	▲ ▼
S.G. ilość odbiorców gazu ziemnego w mieście, w tym gospodarstw domowych	odbiorca	PSG (PGNiG)	1882 (1 821, 1 730)	1x/rok	▲ ▼
S.G. - długość sieci gazowych i liczba przyłączy	km szt.	PSG	66 1 293	1x/rok	▲ ▼
S.E. – zużycie energii elektrycznej ogółem w mieście (kompleksowi + dystrybucyjni)	MWh/rok	ENERGA	76 243	1x/rok	▲ ▼
S.E. ilość odbiorców energii elektrycznej w mieście (kompleksowi + dystrybucyjni)	odbiorca	ENERGA	12 780	1x/rok	▲ ▼
Zadanie C1.5 - Ciągły monitoring planów rozwoju przedsiębiorstw i ich realizacji, kosztów energii i jej nośników, w aspekcie utrzymania akceptowalnych warunków cenowych dla odbiorców końcowych, w szczególności w systemie ciepłowniczym					
Roczny raport w zakresie analizy porównawczej cen energii i jej nośników (taryfy na ciepło, gaz, energię elektryczną) wg rozdziału 7 niniejszego opracowania.	-	Miasto, PE	opisowo	1x/rok	=
Zadanie C1.6 - Opracowanie, koordynacja i aktualizacja w miarę zaistniałych potrzeb planów i strategii gospodarki niskoemisyjnej w aspekcie energetyki gminy jako narzędzi dla realizacji i organizacji finansowania działań					
		Miasto, PE		1x/rok	

*od 2017 roku

Wskaźniki realizacji celu C.S.2 - Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie Turku

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników	Częstotliwość raportowania	Oczekiwany wynik ▲ ▼
			Stan na 2020 r.		
<u>Zadanie C2.1 – Koordynacja operacyjna zaopatrzenia w nośniki energii nowych terenów rozwojowych i współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi</u>					
S.C. – przyrost długości sieci ciepłowniczej w roku	km/rok	PGKiM	0,65	1x/rok	▲
S.G. – ilość przyłączonych odbiorców w roku	odbiorców/rok	PGNiG	37	1x/rok	▲
S.E. - ilość przyłączonych odbiorców w roku	odbiorców/rok	ENERGA	25	1x/rok	▲
Uzgadnianie nowych mpzp z przedsiębiorstwami energetycznymi	ilość	Miasto		1x/3 lata	
Sprawdzenie zgodności Planów rozwoju PE z PZ		Miasto, PE		1x/3 lata	
<u>Zadanie C2.2 – Koordynacja planowania przestrzennego miasta oraz procesów 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</u>					
		Miasto		1x/rok	
<u>Zadanie C2.3 – Stymulowanie działań inwestorów dla zastosowania rozwiązań opartych o wykorzystanie lokalnego systemu ciepłowniczego i gazowego oraz ewentualnych lokalnych układów kogeneracji z wykorzystaniem w miarę możliwości gazu ziemnego jako nośnika energii</u>					
		Miasto, PE		1x/rok	
<u>Zadanie C2.4 – Zapewnienie oświetlenia ulicznego nowych tras komunikacyjnych i obszarów z niedostatecznym oświetleniem; zarządzenie oświetleniem ulicznym – szczególnie majątkiem oświetleniowym podmiotów zewnętrznych w celu zwiększenia efektywności energetycznej oświetlenia</u>					
		Miasto, PE		1x/rok	

Wskaźniki realizacji celu C.S.3 - Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia odbiorców z terenu miasta w energię. Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników	Częstotliwość raportowania	Oczekiwany wynik ▲ ▼
			Stan na 2020 r.		
Zadanie C3.1 – Zarządzanie zużyciem i kosztami energii w jednostkach miejskich					
Budowa programu zmniejszenia kosztów energii w jednostkach miejskich	Miasto	Wytypowane służby Miasta	opisowo	1x/3 lata	▲
Etap I – wytypowanie obiektów	Miasto	Wytypowane służby Miasta	opisowo	1x/3 lata	▲
Etap II – stworzenie bazy danych o wytypowanych obiektach	Miasto	Wytypowane służby Miasta	opisowo	1x/3 lata	▲
Etap III – gromadzenie i weryfikacja informacji	Miasto	Wytypowane służby Miasta	opisowo	1x/3 lata	▲
Zadanie C3.2 – Stymulowanie racjonalizacji i likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań węglowych – likwidacja „niskiej emisji”					
Udział w programie „Czyste Powietrze		Miasto	opisowo	1x/3 lata	=
Dofinansowanie wymiany niskosprawnych kotłów i pieców na niskoemisyjne źródła ciepła	liczba wniosków	Miasto	67 (2021 r.)	1x/3 lata	▲
Zadanie C3.3 – Podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników poprzez kontynuację modernizacji systemu w zakresie sieci dystrybucyjnych i zasilających					
Prace modernizacyjne w zakresie budowy kotłów gazowych, węzłów ciepłych oraz wykonania zadań sieciowych i w źródle	-	PGKiM	opisowo	1x/3 lata	▲/=
Wymiana i budowa nowych przyłączy	km	PGKiM	0,10 2,46	1x/3 lata	▲
Budowa i przebudowa gazociągu	km	PSG	5,3	1x/3 lata	▲/=
Modernizacja infrastruktury technicznej m.in.: - wymiana linii napowietrznych SN na linię kablową; - przebudowa sieci SN i nN	km/rok	ENERGA	3,1 4,93	1x/3 lata	▲/=
Zadanie C3.4 – Podniesienie efektywności użytkowania ciepła poprzez ograniczanie zużycia energii użytecznej w ramach działań związanych z termomodernizacją budynków mieszkalnych wielorodzinnych i obiektów miejskich oraz wspieranie działań termomodernizacyjnych i modernizacji systemów grzewczych w zabudowie jednorodzinnej					
Projekt pn.: „Kompleksowa termomodernizacja dwóch komunalnych budynków mieszkalnych przy ul. Górniczej 22 i 24 w Turku”	-	Miasto	opisowo	1x/rok	▲
Prace termomodernizacyjne budynków wielorodzinnych oraz obiektów miejskich (SP ZOZ w Turku)	-	Miasto	opisowo	1x/rok	▲
Zadanie C3.5 – Sukcesywna dalsza modernizacja systemu oświetlenia ulicznego, szczególnie w zakresie punktów nie będących w gestii Miasta					
Ilość oprav	szt.	Miasto/PE	3 389	1x/rok	▲
Modernizacja oświetlenia w ramach projektu pn.: „Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej poprzez modernizację infrastruktury oświetlenia...”: - wymiana oświetlenia na LED - wymiana słupów oświetleniowych	szt.	Miasto/PE	95 82	1x/rok	▲

Wskaźniki realizacji celu C.S.4 - Rozwijanie racjonalnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalne zidentyfikowane możliwości

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników	Częstotliwość raportowania	Oczekiwany wynik ▲ ▼
			Stan na 2020 r.		
Zadanie C4.1 – Planowanie i finansowanie budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach miejskich					
		Miasto		1x/rok	
Zadanie C4.2 – Popularyzacja w budownictwie mieszkaniowym oraz w obiektach usług komercyjnych i przedsiębiorstw racjonalnych rozwiązań OZE (dla budownictwa mieszkaniowego poprzez system zachęt finansowania dla mieszkańców)					
Udział Miasta to projekcie „Energia słoneczna dla domu” – - instalacje fotowoltaiczne, - instalacje solarne	liczba instalacji	Miasto	304 86	1x/rok	▲
Zadanie C4.3 - Monitoring robót geologicznych w zakresie odwiertów geotermalnych otworów poszukiwawczo-rozpoznawczych Turek GT-1 i GT-2 w celu ujęcia wód termalnych na działce miejskiej położonej w Tureckiej Strefie Inwestycyjnej					
Badanie wody termalnej w odwiercie		Miasto	opisowo	1x/rok	=
Złożenie wniosku o wykonanie odwiertu Turek GT-2 oraz pozyskanie środków na budowę ciepłowni geotermalnej	liczba wniosków	Miasto/PGKiM	1	1x/rok	▲

Wskaźniki realizacji celu C.S.5 – Edukacja i promocja w zakresie szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii

Zadanie	Planowany termin opracowania	Realizacja
Zad. C5.1 – Opracowanie planu działań odnośnie zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej dla jednostek sektora publicznego z terenu Miasta	ok. 12 miesięcy	Miasto
Zad. C5.2 – Opracowanie planu działań edukacyjnych w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii oraz jego realizacja	ok. 12 miesięcy	Miasto
Zad. C5.3 – Promocja działań miejskich w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii poprzez zamieszczenie informacji w środkach masowego przekazu na temat zrealizowanych działań i ich efektów	ok. 12 miesięcy	Miasto



energoekspert sp. z o.o.
energia i ekologia

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



**Aktualizacja Założeń do planu zaopatrzenia
w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
dla Miasta Turku
(Aktualizacja 2021)**

ZAŁĄCZNIKI

2021 r.

A. Tabele bilansowe

B. Mapa systemu ciepłowniczego

C. Mapa systemu elektroenergetycznego

D. Mapa systemu gazowniczego

E. Mapa z lokalizacją terenów rozwoju

F. Zestawienie terenów rozwoju

G. Korespondencja z przedsiębiorstwami energetycznymi dotycząca zasilania terenów rozwoju miasta

H. Korespondencja z gminą bezpośrednio sąsiadującą

Tablica informacyjna dla obszaru: **Miasto Turek**

Stan na 2020 r.


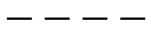






Nazwa jednostki bilansowej : Miasto Turek	
Powierzchnia jednostki:	16,17 [km ²]
Gęstość cieplna:	5,83 [MW/km ²]
Wskaźnik ucieplnienia:	36 [%]

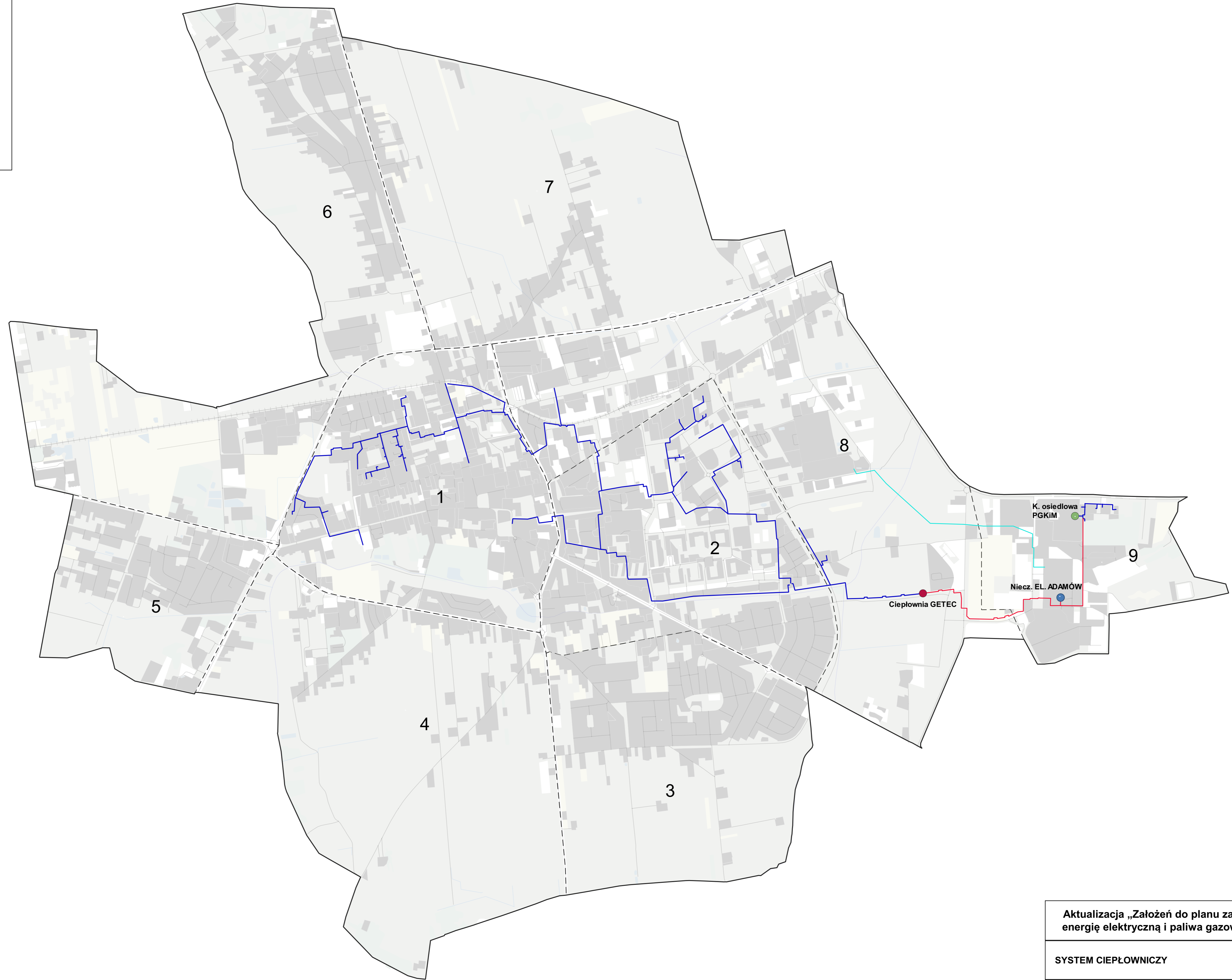
Zapotrzebowanie CIEPŁA [MW]						
Wyszczególnienie	System ciepłowniczy (m.s.c. + l.s.c.)	Gaz sieciowy	Ogrzewania węglowe	Inne paliwo	OZE + odzysk ciepła	RAZEM
Budownictwo mieszkaniowe	22,43	12,22	10,13	4,20	0,42	49,40
Obiekty użyteczności publicznej	5,28	4,91	0,00	0,56	0,15	10,90
Usługi komercyjne i wytwórczość	6,38	13,18	9,89	1,89	2,71	34,05
Ogółem	34,09	30,31	20,02	6,65	3,28	94,35

Miranda 8 MW wypada z s.c.

Roczne zapotrzebowanie ENERGII [TJ/a]						
Wyszczególnienie	System ciepłowniczy	Gaz sieciowy	Ogrzewania węglowe	Inne paliwo	OZE + odzysk ciepła	RAZEM
Budownictwo mieszkaniowe	157,4	64,9	54,7	22,7	2,3	302,0
Obiekty użyteczności publicznej	37,0	17,8	0,0	2,8	0,8	58,4
Usługi komercyjne i wytwórczość	44,7	52,2	138,2	10,2	14,6	259,9
Ogółem	239,1	134,9	192,9	35,7	17,7	620,3

LEGENDA

-  GRANICA MIASTA
-  JEDNOSTKI BILANSOWE
-  SIEĆ CIEPŁOWNICZA - WODNA
-  SIEĆ CIEPŁOWNICZA- WODNA (NIECZYNNNA)
-  SIEĆ CIEPŁOWNICZA - PAROWA (NIECZYNNNA)
-  KOTŁOWNIA
-  CIEPŁOWNIA
-  ZE PAK S.A. EL. ADAMÓW (ZAKOŃCZONA DZIAŁALNOŚĆ)




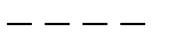






Aktualizacja „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”

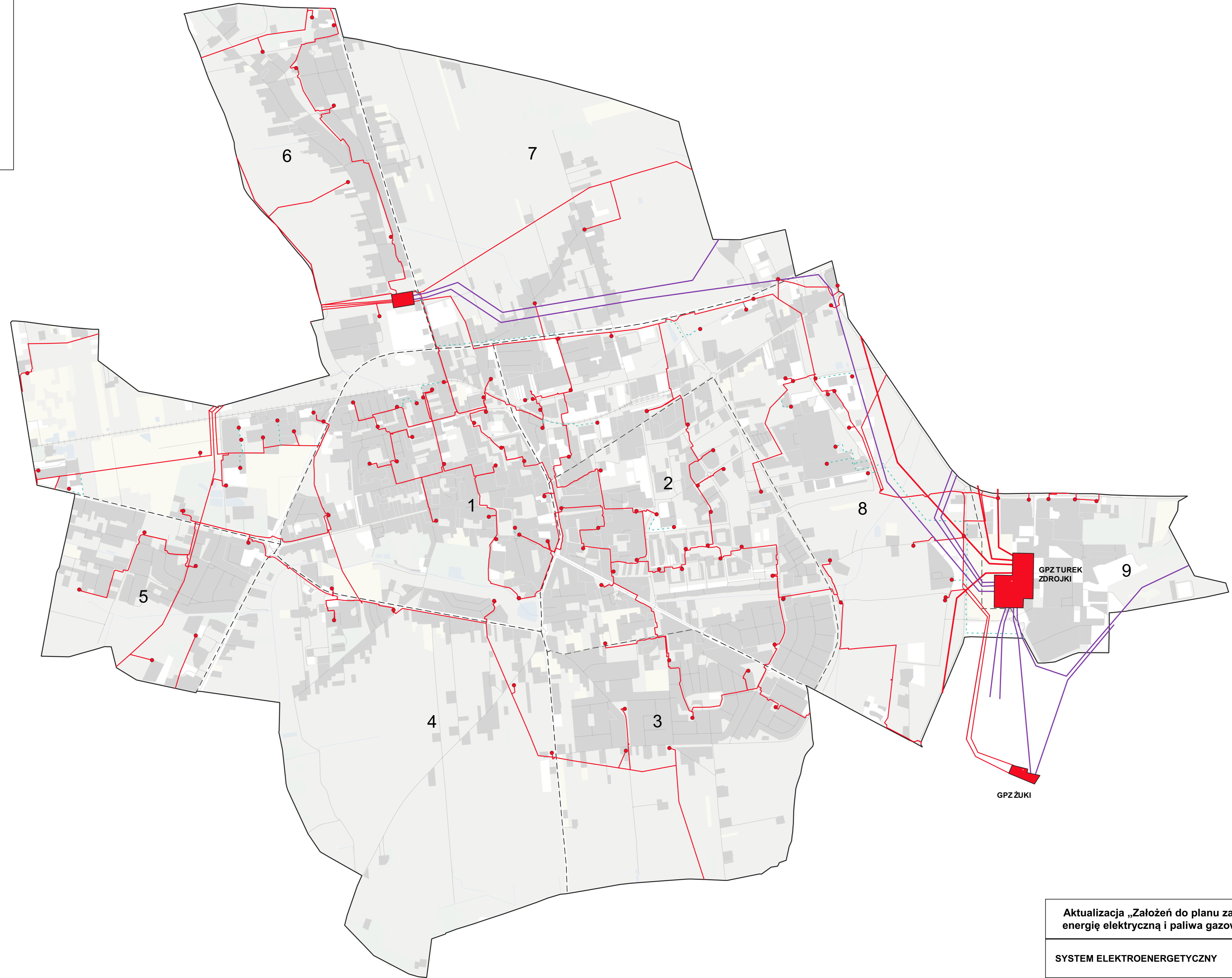
SYSTEM CIEPŁOWNICZY SKALA 1:10 000




SIERPIEŃ 2021


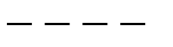





LEGENDA

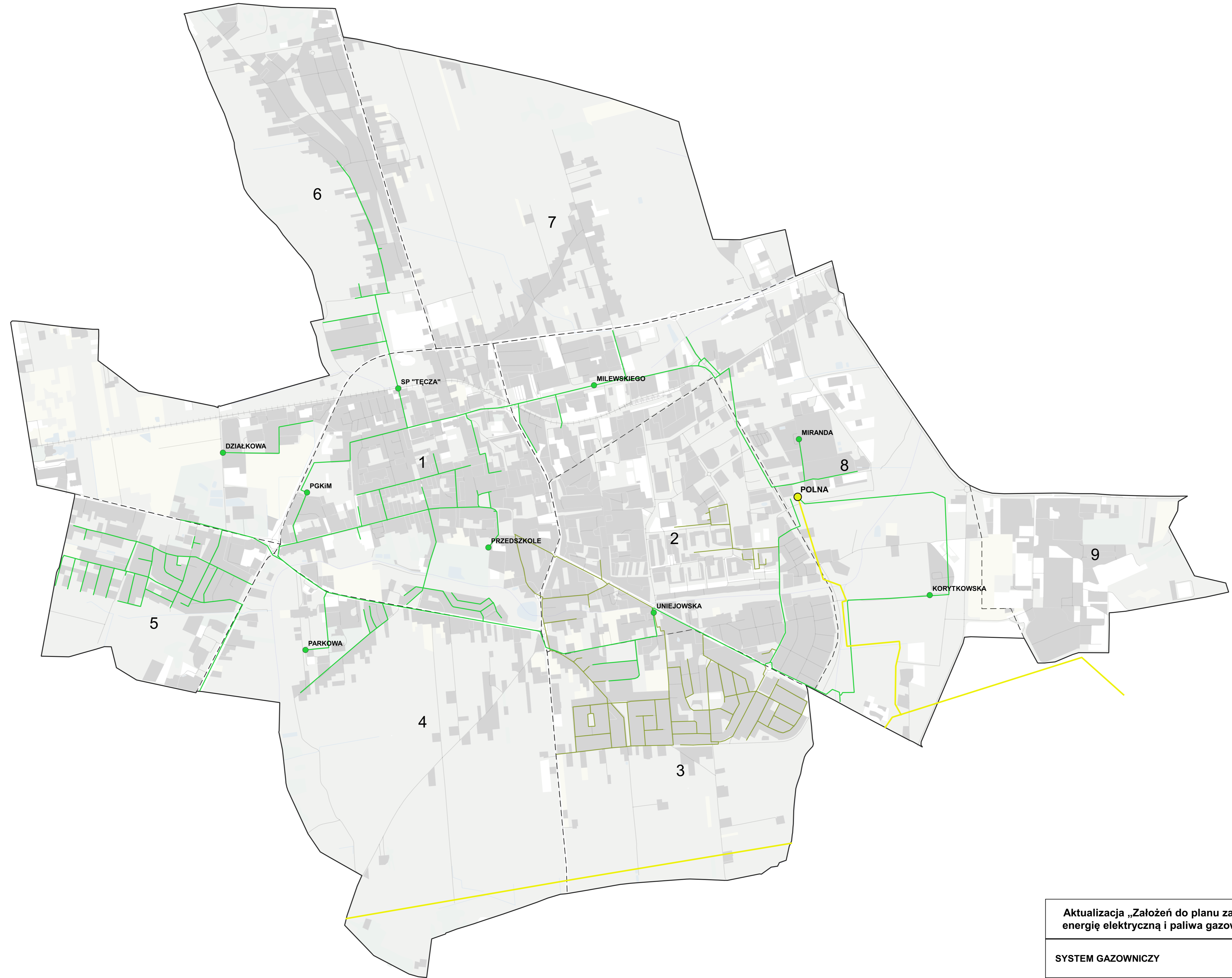
-  GRANICA MIASTA
-  JEDNOSTKA BILANSOWA
-  LINIA ELEKTROENERGETYCZNA 220 kV
-  LINIA ELEKTROENERGETYCZNA 110 kV
-  LINIA ELEKTROENERGETYCZNA 15 kV
-  LINIA ELEKTROENERGETYCZNA 0,4 kV
-  STACJA TRANSFORMATOWA
-  STACJA ELEKTROENERGETYCZNA



Aktualizacja „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”	
SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY	SKALA 1:10 000
 energekspert sp. z o.o. energia i ekologia Al. 100-lecia, 16, 64-200 Turku, tel. 43 267 11 00 www.energekspert.com.pl	SIERPIEŃ 2021

LEGENDA

-  GRANICA MIASTA
-  JEDNOSTKI BILANSOWE
-  SIEĆ WYSOKIEGO CIŚNIENIA
-  SIEĆ ŚREDNIEGO CIŚNIENIA
-  SIEĆ NISKIEGO CIŚNIENIA
-  STACJA REDUKCYJNO-POMIAROWA I STOPNIA
-  STACJA REDUKCYJNO-POMIAROWA II STOPNIA



Aktualizacja „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”

SYSTEM GAZOWNICZY


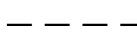




SKALA 1:10 000

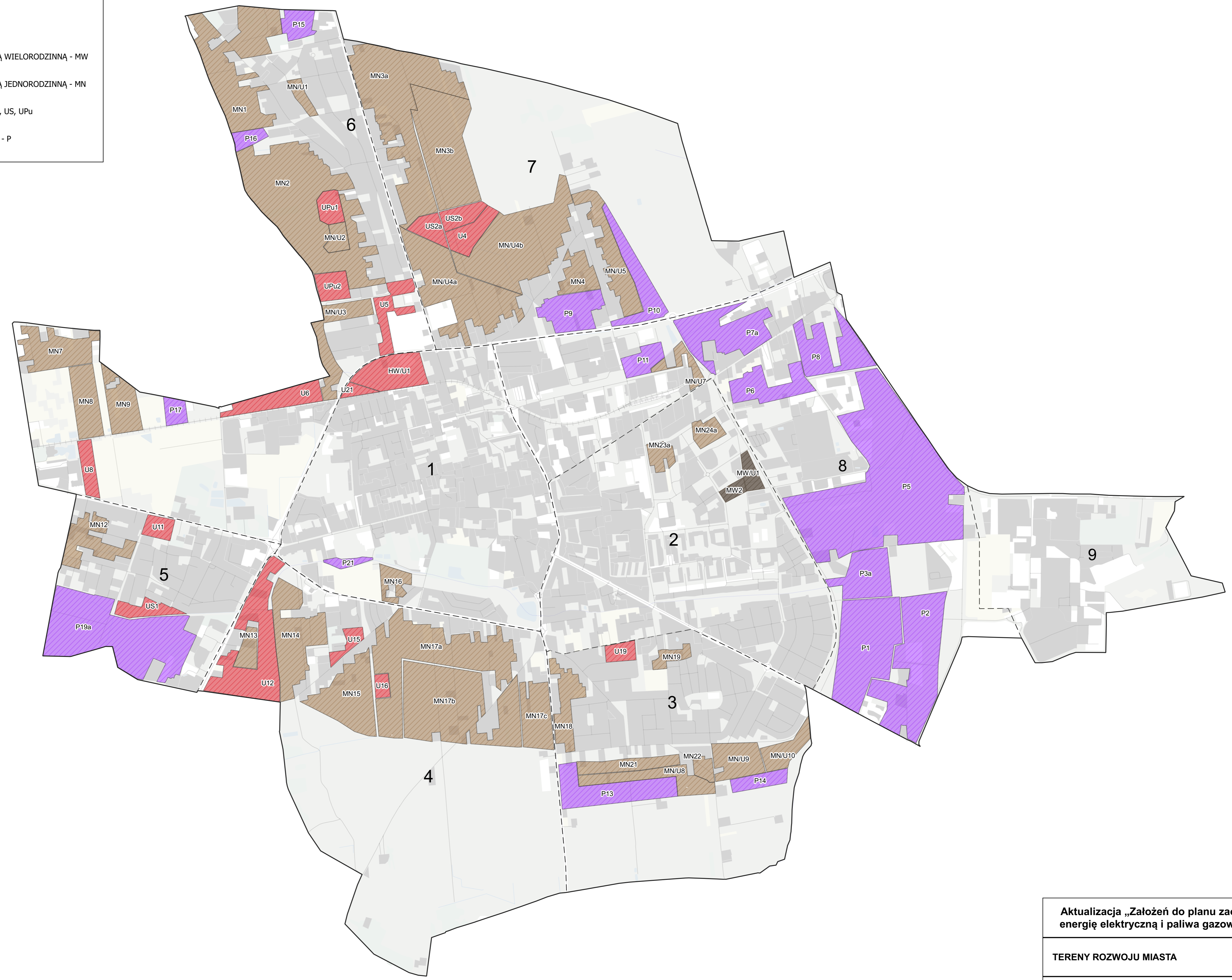


energoelektryczny zakład turku
ul. 14 Maja 114
81-100 Turku, tel. 22 251 10 70
www.energoelektrycznyzakladturku.pl

SIERPIEŃ 2021

LEGENDA

-  GRANICA MIASTA
-  JEDNOSTKA BILANSOWA
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ MIESZKANIOWĄ WIELORODZINNĄ - MW
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ MIESZKANIOWĄ JEDNORODZINNĄ - MN
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ USŁUGOWĄ - U, US, UPu
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ PRZEMYSŁOWĄ - P




Aktualizacja „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”	
TERENY ROZWOJU MIASTA	SKALA 1:10 000
 energoexpert sp. z o.o. energia i ekologia ul. Kępczaka 11A 64-200 Turku, tel. 22 751 20 00 www.energoexpert.com.pl	
SIERPIEŃ 2021	

Tabela 1. Nowe obszary pod zabudowę mieszkaniową

Lp.	Oznaczenie na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru ha	Maksymalna ilość odbiorców (mieszkań)	Powierzchnia użytkowa mieszkań m ²	Prognozowane zagospodarowanie terenu		Maksymalne zapotrzebowanie na nośniki energii dla nowych odbiorów dla pełnej chłonności terenu				Szacunkowe zapotrzebowanie na nośniki energii dla nowych odbiorów do roku 2025				Szacunkowe zapotrzebowanie na nośniki energii dla nowych odbiorów w latach 2026-2036					
						do 2025		2026-2036		ciepło	gaz ziemny	energia elektr.min	energia elektr.max	ciepło	gaz ziemny	energia elektr.min	energia elektr.max	ciepło	gaz ziemny	energia elektr.min	energia elektr.max
						MW	m ³ /h	kW	kW	MW	m ³ /h	kW	kW	MW	m ³ /h	kW	kW	MW	m ³ /h	kW	kW
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
1	MN.1	Mieszkaniowa jednorodzinna	13,3	111	16 650	1,0%	1,0%	0,833	129,9	1 388	2 359	0,008	1,2	13	21	0,008	1,2	13	21		
2	MN.2	Mieszkaniowa jednorodzinna	26,5	220	33 000	0,5%	1,3%	1,650	257,4	2 750	4 675	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
3	MN.3a	Mieszkaniowa jednorodzinna	11,4	143	21 450	0,0%	1,0%	1,073	167,3	1 788	3 039	0,000	0,0	0	0	0,008	1,2	13	21		
4	MN.3b	Mieszkaniowa jednorodzinna	15,4	192	28 800	0,0%	1,0%	1,440	224,6	2 400	4 080	0,000	0,0	0	0	0,008	1,2	13	21		
5	MN.4	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,7	33	4 950	0,0%	4,0%	0,248	38,6	413	701	0,000	0,0	0	0	0,008	1,2	13	21		
6	MN.7	Mieszkaniowa jednorodzinna	5,8	61	9 150	0,0%	2,0%	0,458	71,4	763	1 296	0,000	0,0	0	0	0,008	1,2	13	21		
7	MN.8	Mieszkaniowa jednorodzinna	4,9	45	6 750	0,0%	3,0%	0,338	52,7	563	956	0,000	0,0	0	0	0,008	1,2	13	21		
8	MN.9	Mieszkaniowa jednorodzinna	4,5	42	6 300	0,0%	3,0%	0,315	49,1	525	893	0,000	0,0	0	0	0,008	1,2	13	21		
9	MN.12	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,0	10	1 500	10,0%	20,0%	0,075	11,7	125	213	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
10	MN.13	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	11	1 650	9,5%	20,0%	0,083	12,9	138	234	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
11	MN.14	Mieszkaniowa jednorodzinna	9,1	73	10 950	4,0%	2,0%	0,548	85,4	913	1 551	0,015	2,3	25	43	0,008	1,2	13	21		
12	MN.15	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,1	22	3 300	5,0%	5,0%	0,165	25,7	275	468	0,008	1,2	13	21	0,008	1,2	13	21		
13	MN.16	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,1	9	1 350	11,5%	30,0%	0,068	10,5	113	191	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
14	MN.17a	Mieszkaniowa jednorodzinna	17,3	184	27 600	2,5%	5,5%	1,380	215,3	2 300	3 910	0,030	4,7	50	85	0,075	11,7	125	213		
15	MN.17b	Mieszkaniowa jednorodzinna	17,1	182	27 300	2,5%	5,5%	1,365	212,9	2 275	3 868	0,030	4,7	50	85	0,075	11,7	125	213		
16	MN.17c	Mieszkaniowa jednorodzinna	5,0	53	7 950	8,0%	19,0%	0,398	62,0	663	1 126	0,030	4,7	50	85	0,075	11,7	125	213		
17	MN.18	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,0	21	3 150	5,0%	10,0%	0,158	24,6	263	446	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
18	MN.19	Mieszkaniowa jednorodzinna	0,9	9	1 350	15,0%	25,0%	0,068	10,5	113	191	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
19	MN.21	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,1	11	1 650	10,0%	10,0%	0,083	12,9	138	234	0,008	1,2	13	21	0,008	1,2	13	21		
20	MN.22	Mieszkaniowa jednorodzinna	0,8	8	1 200	15,0%	25,0%	0,060	9,4	100	170	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
21	MN.23a	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	16	2 400	25,0%	65,0%	0,120	18,7	200	340	0,030	4,7	50	85	0,075	11,7	125	213		
22	MN.24a	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,4	20	3 000	20,0%	50,0%	0,150	23,4	250	425	0,030	4,7	50	85	0,075	11,7	125	213		
23	MN/U.1	Mieszkaniowa jednorodzinna i usługi	1,0	7	1 050	15,0%	15,0%	0,053	8,2	88	149	0,008	1,2	13	21	0,008	1,2	13	21		
24	MN/U.2	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	12	1 800	10,0%	20,0%	0,090	14,0	150	255	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
25	MN/U.3	Usługi komercyjne z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	4,6	23	3 450	5,0%	10,0%	0,173	26,9	288	489	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
26	MN/U.4a	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	10,1	126	18 900	0,0%	1,0%	0,945	147,4	1 575	2 678	0,000	0,0	0	0	0,008	1,2	13	21		
27	MN/U.4b	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	12,9	161	24 150	0,0%	1,0%	1,208	188,4	2 013	3 421	0,000	0,0	0	0	0,008	1,2	13	21		
28	MN/U.5	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	6,5	81	12 150	2,0%	2,0%	0,608	94,8	1 013	1 721	0,008	1,2	13	21	0,008	1,2	13	21		
29	MN/U.7	Usługi z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	1,0	9	1 350	15,0%	25,0%	0,068	10,5	113	191	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
30	MN/U.8	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	4,5	48	7 200	3,0%	3,0%	0,360	56,2	600	1 020	0,008	1,2	13	21	0,008	1,2	13	21		
31	MN/U.9	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	4,1	43	6 450	3,0%	5,0%	0,323	50,3	538	914	0,008	1,2	13	21	0,015	2,3	25	43		
32	MN/U.10	Usługi z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	3,1	32	4 800	4,0%	4,0%	0,240	37,4	400	680	0,008	1,2	13	21	0,008	1,2	13	21		
33	MW.2	Mieszkaniowa wielorodzinna	1,0	115	7 475	11,0%	11,0%	0,374	75,9	1 438	2 444	0,039	7,9	150	255	0,039	7,9	150	255		
34	MW/U.1	Mieszkaniowa wielorodzinna z dopuszczeniem zabud. usługowej	1,4	174	11 310	0,0%	7,0%	0,566	114,8	2 175	3 698	0,000	0,0	0	0	0,039	7,9	150	255		
RAZEM			198,1	2 307	321 485				16,074	2 552	28 838	49 024	0,339	55	650	1 105	0,738	119	1 400	2 380	

Tabela 2. Nowe obszary pod zabudowę usługową

Lp.	Oznaczn. na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru	Prognozowane zagospodarowanie terenu		Maksymalne zapotrzebowanie na nośniki energii dla nowych odbiorców dla pełnej chłonności terenu			Szacunkowe zapotrzebowanie na nośniki energii dla nowych odbiorców roku 2025			Szacunkowe zapotrzebowanie na nośniki energii dla nowych odbiorców w latach 2026-2036		
				do 2025	2026-2036	ciepło	gaz ziemny	energia elektr.	ciepło	gaz ziemny	energia elektr.	ciepło	gaz ziemny	energia elektr.
						MW	m ³ /h	kW	MW	m ³ /h	kW	MW	m ³ /h	kW
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	U.4	Usługi	3,2	0%	15%	0,411	49,3	632	0,000	0,0	0	0,062	7,4	95
2	U.5	Usługi komercyjne	3,0	15%	15%	0,386	46,3	594	0,058	6,9	89	0,058	6,9	89
3	U.6	Usługi komercyjne	4,4	0%	10%	0,575	69,0	884	0,000	0,0	0	0,057	6,9	88
4	U.8	Usługi komercyjne	2,2	0%	20%	0,287	34,5	442	0,000	0,0	0	0,057	6,9	88
5	U.11	Usługi komercyjne	1,7	25%	25%	0,221	26,5	340	0,055	6,6	85	0,055	6,6	85
6	U.12	Usługi komercyjne	8,5	5%	5%	1,105	132,6	1 700	0,055	6,6	85	0,055	6,6	85
7	U.15	Usługi	1,4	30%	30%	0,182	21,8	280	0,055	6,6	84	0,055	6,6	84
8	U.16	Usługi	1,0	0%	50%	0,130	15,6	200	0,000	0,0	0	0,065	7,8	100
9	U.19	Usługi	1,5	30%	30%	0,195	23,4	300	0,059	7,0	90	0,059	7,0	90
10	U.21	Usługi i/lub stacja paliw	0,8	0%	50%	0,104	12,5	160	0,000	0,0	0	0,052	6,2	80
11	HW/U.1	Handel wielkopowierzchn. (pow. 2000 m ²) i/lub usługi	4,2	25%	25%	0,624	74,9	832	0,156	18,7	208	0,156	18,7	208
12	UPu.1	Usługi publiczne	1,8	0%	25%	0,270	32,4	270	0,000	0,0	0	0,068	8,1	68
13	UPu.2	Usługi publiczne	2,4	0%	20%	0,362	43,4	362	0,000	0,0	0	0,072	8,7	72
14	US.1	Usługi sportu i rekreacji	1,4	30%	30%	0,169	20,3	212	0,051	6,1	63	0,051	6,1	63
15	US.2a	Usługi sportu i rekreacji	2,1	20%	45%	0,256	30,7	320	0,051	6,1	64	0,115	13,8	144
16	US.2b	Usługi sportu i rekreacji	2,2	20%	45%	0,266	32,0	333	0,053	6,4	67	0,120	14,4	150
RAZEM			41,8			5,543	665	7 860	0,593	71	835	1,157	139	1 590

Tabela 3. Nowe obszary pod zabudowę przemysłową

Lp.	Oznaczenie na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru	Prognozowane zagospodarowanie terenu		Maksymalne zapotrzebowanie na nośniki energii dla nowych odbiorów dla pełnej chłonności terenu			Szacunkowe zapotrzebowanie na nośniki energii dla nowych odbiorów do roku 2025			Szacunkowe zapotrzebowanie na nośniki energii dla nowych odbiorów w latach 2026-2036		
				ha	do 2025	2026-2036	ciepło	gaz ziemny	energia elektr.	ciepło	gaz ziemny	energia elektr.	ciepło	gaz ziemny
						MW	m ³ /h	kW	MW	m ³ /h	kW	MW	m ³ /h	kW
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	P.1	Produkcja, bazy, składy, usługi - Łódzka SSE	15,7	10%	20%	2,035	244,1	3 130	0,203	24,4	313	0,407	48,8	626
2	P.2	Produkcja, bazy, składy, usługi	13,2	5%	10%	1,712	205,5	2 634	0,086	10,3	132	0,171	20,5	263
3	P.3a	Produkcja, bazy, składy, usługi	5,5	15%	20%	0,718	86,1	1 104	0,108	12,9	166	0,144	17,2	221
4	P.5	Produkcja, bazy, składy, usługi	43,4	0%	5%	5,641	676,9	8 678	0,000	0,0	0	0,282	33,8	434
5	P.6	Produkcja, bazy, składy, usługi	4,1	25%	25%	0,538	64,6	828	0,135	16,1	207	0,135	16,1	207
6	P.7a	Produkcja, bazy, składy, usługi	8,3	10%	15%	1,080	129,6	1 662	0,108	13,0	166	0,162	19,4	249
7	P.8	Produkcja, bazy, składy, usługi	7,0	0%	15%	0,910	109,2	1 400	0,000	0,0	0	0,137	16,4	210
8	P.9	Zorganizowana działalność gospodarcza - produkcja, bazy, składy, usługi	4,5	0%	25%	0,589	70,7	906	0,000	0,0	0	0,147	17,7	227
9	P.10	Zorganizowana działalność gospodarcza - produkcja, bazy, składy, usługi	5,4	20%	20%	0,702	84,2	1 080	0,140	16,8	216	0,140	16,8	216
10	P.11	Produkcja, bazy, składy	2,2	40%	60%	0,287	34,5	442	0,115	13,8	177	0,172	20,7	265
11	P.13	Usługi, produkcja, bazy, składy	7,6	0%	15%	0,982	117,8	1 510	0,000	0,0	0	0,147	17,7	227
12	P.14	Usługi, produkcja, bazy, składy	2,2	0%	50%	0,286	34,3	440	0,000	0,0	0	0,143	17,2	220
13	P.15	Produkcja, bazy, składy, usługi	2,2	0%	45%	0,290	34,8	446	0,000	0,0	0	0,130	15,7	201
14	P.16	Produkcja, bazy, składy, usługi	1,4	0%	75%	0,182	21,8	280	0,000	0,0	0	0,137	16,4	210
15	P.17	Produkcja, bazy, składy, usługi	1,6	0%	65%	0,202	24,2	310	0,000	0,0	0	0,131	15,7	202
16	P.19a	Produkcja, bazy, składy, usługi	22,0	5%	5%	2,860	343,2	4 400	0,143	17,2	220	0,143	17,2	220
17	P.21	Usługi, wytwórczość	0,9	0%	100%	0,117	14,0	180	0,000	0,0	0	0,117	14,0	180
RAZEM			147,2			19,130	2 296	29 430	1,038	125	1 596	2,845	341	4 377

Agata Lombarska Energoexpert Sp. z o.o.

Od: Agata Lombarska Energoexpert Sp. z o.o. <agatalombarska@energoexpert.com.pl>
Wysłano: wtorek, 14 września 2021 13:03
Do: 'Arkadiusz Piekarski'
Temat: Tereny rozwoju miasta Turku
Załączniki: TerRozw PGKiM_m.pdf; TerRozw PGKiM_u.pdf; TerRozw SC Turek.pdf; TerRozw_PGKiM_p.pdf

Dzień dobry

W nawiązaniu do prowadzonej z Państwem korespondencji dotyczącej opracowywanej aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku” oraz zgodnie z przyjętym sposobem postępowania w zakresie określenia możliwości dostaw poszczególnych nośników energetycznych, zwracamy się z prośbą o zapoznanie się z przesłanym materiałem dotyczącym możliwości zaopatrzenia nowej zabudowy miasta w ciepło, zawierającym:

- mapę ze wskazanymi terenami rozwoju oraz przebiegiem sieci ciepłowniczej,

- tabele charakteryzujące obszary rozwoju wraz z określeniem szacunkowych maksymalnych wielkości zapotrzebowania na ciepło u odbiorcy (bez uwzględnienia współczynnika jednoczesności) oraz potencjalne możliwości zagospodarowania tych terenów w poszczególnych okresach (do 2025 i w latach 2026-2036).

Obszary rozwoju wyznaczono na podstawie aktualnych dokumentów planowania lokalnego, informacji zawartych w Systemie Informacji Przestrzennej Urzędu Miejskiego w Turku oraz ustaleń z Urzędem Miejskim w Turku.

Prosimy ewentualnie o dokonanie „kwalifikacji obszaru” przez wpisanie do ww. tabel oznaczeń **(0, 1, 2 lub 3** – wg objaśnień pod tabelami).

Ewentualne uwagi lub uzupełnienia należy przesłać w nieprzekraczalnym terminie do dnia 20 września 2021 r.

--

Pozdrawiam
Agata Lombarska-Blochel
Kierownik projektów
tel. 32 / 351 36 78

Energoexpert Sp. z o.o.
ul. Karłowicza 11a; 40-145 Katowice
tel. 0-32 351-36-70; fax. 0-32 351-36-75
kapitał zakładowy w wysokości 50 000,00 zł
NIP 634-10-21-696;
wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego w Sądzie Rejonowym Katowice - Wschód w Katowicach, Wydział VIII Gospodarczy KRS

[Strona nr]

Tabela 1. Nowe obszary pod zabudowę mieszkaniową

Lp.	Oznaczenie na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru	Maksymalna ilość odbiorców (mieszkań)	Zapotrzebowanie mocy cieplnej dla pełnej chłonności terenu *	Zagospodarowanie terenu		Kwalifikacja obszaru **	Uwagi / Wymagany rodzaj inwestycji
			ha			MW	do 2025		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	MN.1	Mieszkaniowa jednorodzinna	13,3	111	0,833	X	X		
2	MN.2	Mieszkaniowa jednorodzinna	26,5	220	1,650	X	X		
3	MN.3a	Mieszkaniowa jednorodzinna	11,4	143	1,073		X		
4	MN.3b	Mieszkaniowa jednorodzinna	15,4	192	1,440		X		
5	MN.4	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,7	33	0,248		X		
6	MN.7	Mieszkaniowa jednorodzinna	5,8	61	0,458		X		
7	MN.8	Mieszkaniowa jednorodzinna	4,9	45	0,338		X		
8	MN.9	Mieszkaniowa jednorodzinna	4,5	42	0,315		X		
9	MN.12	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,0	10	0,075	X	X		
10	MN.13	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	11	0,083	X	X		
11	MN.14	Mieszkaniowa jednorodzinna	9,1	73	0,548	X	X		
12	MN.15	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,1	22	0,165	X	X		
13	MN.16	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,1	9	0,068	X	X		
14	MN.17a	Mieszkaniowa jednorodzinna	17,3	184	1,380	X	X		
15	MN.17b	Mieszkaniowa jednorodzinna	17,1	182	1,365	X	X		
16	MN.17c	Mieszkaniowa jednorodzinna	5,0	53	0,398	X	X		
17	MN.18	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,0	21	0,158	X	X		
18	MN.19	Mieszkaniowa jednorodzinna	0,9	9	0,068	X	X		
19	MN.21	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,1	11	0,083	X	X		
20	MN.22	Mieszkaniowa jednorodzinna	0,8	8	0,060	X	X		
21	MN.23a	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	16	0,120	X	X		
22	MN.24a	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,4	20	0,150	X	X		
23	MN/U.1	Mieszkaniowa jednorodzinna i usługi	1,0	7	0,053	X	X		
24	MN/U.2	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	12	0,090	X	X		
25	MN/U.3	Usługi komercyjne z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	4,6	23	0,173	X	X		
26	MN/U.4a	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	10,1	126	0,945		X		
27	MN/U.4b	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	12,9	161	1,208		X		
28	MN/U.5	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	6,5	81	0,608	X	X		
29	MN/U.7	Usługi z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	1,0	9	0,068	X	X		
30	MN/U.8	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	4,5	48	0,360	X	X		
31	MN/U.9	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	4,1	43	0,323	X	X		
32	MN/U.10	Usługi z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	3,1	32	0,240	X	X		
33	MW.2	Mieszkaniowa wielorodzinna	1,0	115	0,374	X	X		
34	MW/U.1	Mieszkaniowa wielorodzinna z dopuszczeniem zabud. usługowej	1,4	174	0,566		X		

X - częściowe zagospodarowanie terenu w okresie

* Wielkość szczytowych potrzeb energetycznych określona jest szacunkowo i winna być dokładnie określona po sprecyzowaniu projektu inwestycji.

** - Kwalifikację obszaru przedstawić poprzez wpisanie cyfry:

3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci, nowi odbiorcy mogą być przyłączani w oparciu o warunki określone w taryfie;

2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu o plan rozwoju - przyłączenie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie;

1 – teren nie uzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa;

0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa nie jest możliwe.

Potwierdza się, że informacje podane w kolumnach "9" i "10" powyższej tabeli przedstawiają formalne stanowisko PGKIM, określone na potrzeby projektu aktualizacji "Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku".

data, podpis

Tabela 2. Nowe obszary pod zabudowę usługową

Lp.	Oznaczenie na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru	Zapotrzebowanie mocy cieplnej dla pełnej chłonności terenu *	Zagospodarowanie terenu		Kwalifikacja obszaru **	Uwagi / Wymagany rodzaj inwestycji
			ha	MW	do 2025	2026-2036		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	U.4	Usługi	3,2	0,411		X		
2	U.5	Usługi komercyjne	3,0	0,386	X	X		
3	U.6	Usługi komercyjne	4,4	0,575		X		
4	U.8	Usługi komercyjne	2,2	0,287		X		
5	U.11	Usługi komercyjne	1,7	0,221	X	X		
6	U.12	Usługi komercyjne	8,5	1,105	X	X		
7	U.15	Usługi	1,4	0,182	X	X		
8	U.16	Usługi	1,0	0,130		X		
9	U.19	Usługi	1,5	0,195	X	X		
10	U.21	Usługi i/lub stacja paliw	0,8	0,104		X		
11	HW/U.1	Handel wielkopowierzchn. (pow. 2000 m2) i/lub usługi	4,2	0,624	X	X		
12	UPu.1	Usługi publiczne	1,8	0,270		X		
13	UPu.2	Usługi publiczne	2,4	0,362		X		
14	US.1	Usługi sportu i rekreacji	1,4	0,169	X	X		
15	US.2a	Usługi sportu i rekreacji	2,1	0,256	X	X		
16	US.2b	Usługi sportu i rekreacji	2,2	0,266	X	X		

X - częściowe zagospodarowanie terenu w okresie

* Wielkość potrzeb energetycznych określona jest szacunkowo i winna być dokładnie określona po sprecyzowaniu projektu inwestycji.

** - Kwalifikację obszaru przedstawić poprzez wpisanie cyfry:

- 3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci, nowi odbiorcy mogą być przyłączani w oparciu o warunki określone w taryfie;
 2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu o plan rozwoju - przyłączenie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie;
 1 – teren nie uzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa;
 0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa nie jest możliwe.

Potwierdza się, że informacje podane w kolumnach "8" i "9" powyższej tabeli przedstawiają formalne stanowisko PGKiM, określone na potrzeby projektu aktualizacji "Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku".

data, podpis

Tabela 3. Nowe obszary pod zabudowę przemysłową

Lp.	Oznaczenie na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru	Zapotrzebowanie mocy cieplnej dla pełnej chłonności terenu *	Zagospodarowanie terenu		Kwalifikacja obszaru **	Uwagi / Wymagany rodzaj inwestycji
			ha	MW	do 2025	2026-2036		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	P.1	Produkcja, bazy, składy, usługi - Łódzka SSE	15,7	2,03	X	X		
2	P.2	Produkcja, bazy, składy, usługi	13,2	1,71	X	X		
3	P.3a	Produkcja, bazy, składy, usługi	5,5	0,72	X	X		
4	P.5	Produkcja, bazy, składy, usługi	43,4	5,64		X		
5	P.6	Produkcja, bazy, składy, usługi	4,1	0,54	X	X		
6	P.7a	Produkcja, bazy, składy, usługi	8,3	1,08	X	X		
7	P.8	Produkcja, bazy, składy, usługi	7,0	0,91		X		
8	P.9	Zorganizowana działalność gospodarcza - produkcja, bazy, składy, usługi	4,5	0,59		X		
9	P.10	Zorganizowana działalność gospodarcza - produkcja, bazy, składy, usługi	5,4	0,70	X	X		
10	P.11	Produkcja, bazy, składy	2,2	0,29	X	X		
11	P.13	Usługi, produkcja, bazy, składy	7,6	0,98		X		
12	P.14	Usługi, produkcja, bazy, składy	2,2	0,29		X		
13	P.15	Produkcja, bazy, składy, usługi	2,2	0,29		X		
14	P.16	Produkcja, bazy, składy, usługi	1,4	0,18		X		
15	P.17	Produkcja, bazy, składy, usługi	1,6	0,20		X		
16	P.19a	Produkcja, bazy, składy, usługi	22,0	2,86	X	X		
17	P.21	Usługi, wytwórczość	0,9	0,12		XX		

X (XX) - częściowe (całkowite) zagospodarowanie terenu w okresie

* Wielkość potrzeb energetycznych określona jest szacunkowo i winna być dokładnie określona po sprecyzowaniu projektu inwestycji.


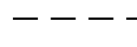










** - Kwalifikację obszaru przedstawić poprzez wpisanie cyfry:

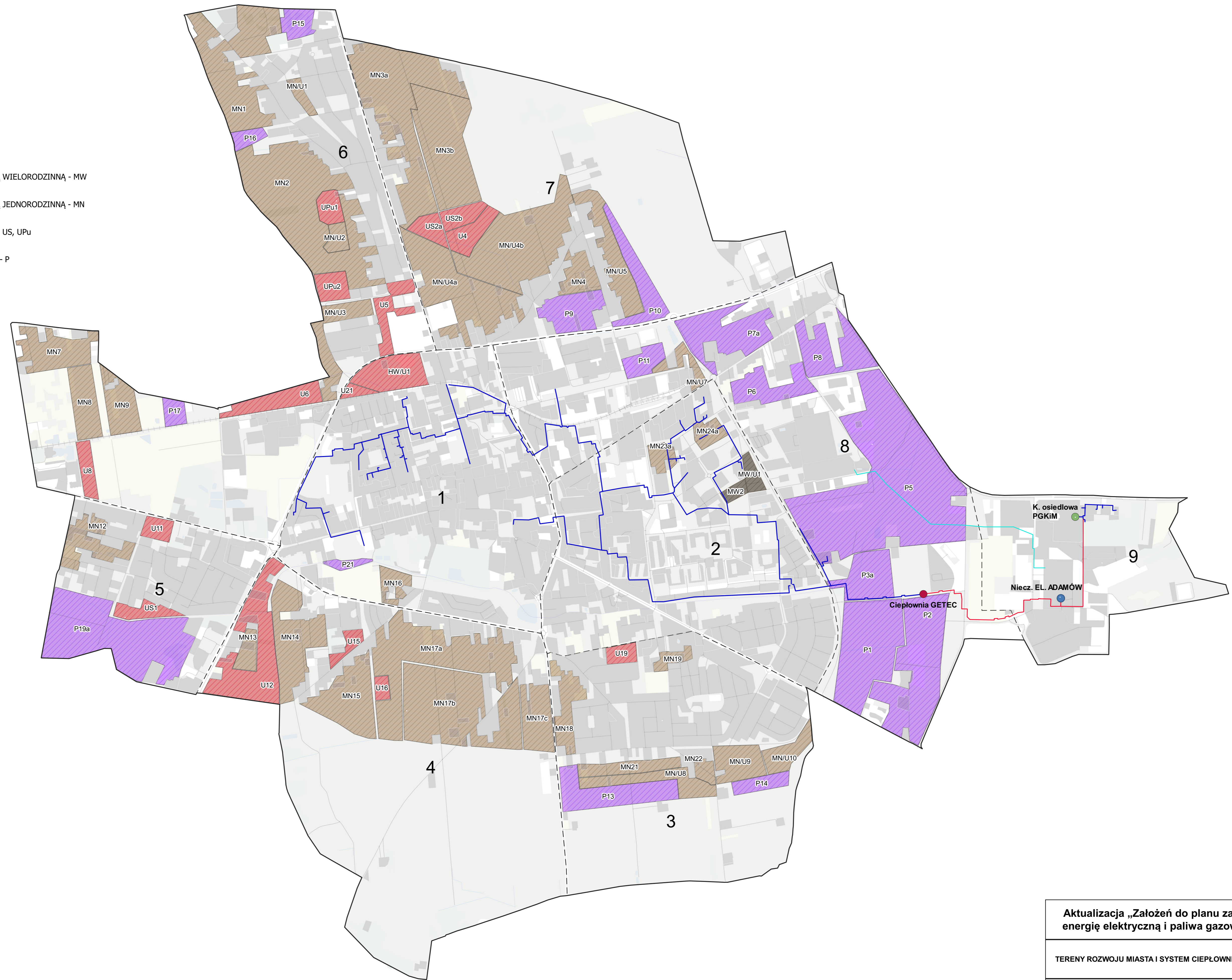
- 3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci, nowi odbiorcy mogą być przyłączani w oparciu o warunki określone w taryfie;
 2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu o plan rozwoju - przyłączanie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie;
 1 – teren nie uzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa;
 0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa nie jest możliwe.


Potwierdza się, że informacje podane w kolumnach "8" i "9" powyższej tabeli przedstawiają formalne stanowisko PGKiM, określone na potrzeby projektu aktualizacji "Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku".

data, podpis

LEGENDA

-  GRANICA MIASTA
-  JEDNOSTKI BILANSOWE
-  SIEĆ CIEPŁOWNICZA - WODNA
-  SIEĆ CIEPŁOWNICZA- WODNA (NIECZYNNNA)
-  SIEĆ CIEPŁOWNICZA - PAROWA (NIECZYNNNA)
-  KOTŁOWNIA
-  CIEPŁOWNIA
-  ZE PAK S.A. EL. ADAMÓW (ZAKOŃCZONA DZIAŁALNOŚĆ)
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ MIESZKANIOWĄ WIELORODZINNĄ - MW
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ MIESZKANIOWĄ JEDNORODZINNĄ - MN
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ USŁUGOWĄ - U, US, UPu
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ PRZEMYSŁOWĄ - P



Aktualizacja „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”	
TERENY ROZWOJU MIASTA I SYSTEM CIEPŁOWNICZY	SKALA 1:10 000
 <small>energoexpert sp. z o.o. energia i środowisko ul. 100 Włocławek 14, 85-100 Turku 115 tel. 52 230 20 00, 23 020 20 00 www.energoexpert.com.pl</small>	
SIERPIEŃ 2021	

Agata Lombarska Energoekspert Sp. z o.o.

Od: Agata Lombarska Energoekspert Sp. z o.o. <agatalombarska@energoekspert.com.pl>
Wysłano: wtorek, 14 września 2021 13:14
Do: 'Kubiak Przemysław'
Temat: Tereny rozwoju Miasta Turku
Załączniki: TerRozw SEE Turek.pdf; TerRozw Energa_m.pdf; TerRozw Energa_p.pdf; TerRozw Energa_u.pdf

Dzień dobry

W nawiązaniu do prowadzonej z Państwem korespondencji dotyczącej opracowywanej aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku” oraz zgodnie z przyjętym sposobem postępowania w zakresie określenia możliwości dostaw poszczególnych nośników energetycznych, zwracamy się z prośbą o zapoznanie się z przesłanym materiałem dotyczącym możliwości zaopatrzenia nowej zabudowy miasta w energię elektryczną, zawierającym:

- mapę ze wskazanymi terenami rozwoju oraz przebiegiem sieci elektroenergetycznej,
- tabele charakteryzujące obszary rozwoju wraz z określeniem szacunkowych maksymalnych wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną u odbiorcy (bez uwzględnienia współczynnika jednoczesności) oraz potencjalne możliwości zagospodarowania tych terenów w poszczególnych okresach (do 2025 i w latach 2026-2036).

Obszary rozwoju wyznaczono na podstawie aktualnych dokumentów planowania lokalnego, informacji zawartych w Systemie Informacji Przestrzennej Urzędu Miejskiego w Turku oraz ustaleń z Urzędem Miejskim w Turku.

Prosimy ewentualnie o dokonanie „kwalifikacji obszaru” przez wpisanie do ww. tabel oznaczeń **(0, 1, 2 lub 3** – wg objaśnień pod tabelami).

Ewentualne uwagi lub uzupełnienia należy przesłać w nieprzekraczalnym terminie do dnia 20 września 2021 r.

--

Pozdrawiam
Agata Lombarska-Blochel
Kierownik projektów
tel. 32 / 351 36 78

Energoekspert Sp. z o.o.
ul. Karłowicza 11a; 40-145 Katowice
tel. 0-32 351-36-70; fax. 0-32 351-36-75
kapitał zakładowy w wysokości 50 000,00 zł
NIP 634-10-21-696;
wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego w Sądzie Rejonowym Katowice - Wschód w Katowicach, Wydział VIII Gospodarczy KRS

[Strona nr]

Tabela 1. Nowe obszary pod zabudowę mieszkaniową

Lp.	Oznaczenie na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru ha	Maksymalna ilość odbiorców (mieszkań)	Zapotrzebowanie mocy elektrycznej dla pełnej chłonności terenu * [kW]		Zagospodarowanie terenu		Kwalifikacja obszaru ***	Uwagi / Wymagany rodzaj inwestycji
					min	max **	do 2025	2026-2036		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	MN.1	Mieszkaniowa jednorodzinna	13,3	111	1 388	2 359	X	X		
2	MN.2	Mieszkaniowa jednorodzinna	26,5	220	2 750	4 675	X	X		
3	MN.3a	Mieszkaniowa jednorodzinna	11,4	143	1 788	3 039		X		
4	MN.3b	Mieszkaniowa jednorodzinna	15,4	192	2 400	4 080		X		
5	MN.4	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,7	33	413	701		X		
6	MN.7	Mieszkaniowa jednorodzinna	5,8	61	763	1 296		X		
7	MN.8	Mieszkaniowa jednorodzinna	4,9	45	563	956		X		
8	MN.9	Mieszkaniowa jednorodzinna	4,5	42	525	893		X		
9	MN.12	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,0	10	125	213	X	X		
10	MN.13	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	11	138	234	X	X		
11	MN.14	Mieszkaniowa jednorodzinna	9,1	73	913	1 551	X	X		
12	MN.15	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,1	22	275	468	X	X		
13	MN.16	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,1	9	113	191	X	X		
14	MN.17a	Mieszkaniowa jednorodzinna	17,3	184	2 300	3 910	X	X		
15	MN.17b	Mieszkaniowa jednorodzinna	17,1	182	2 275	3 868	X	X		
16	MN.17c	Mieszkaniowa jednorodzinna	5,0	53	663	1 126	X	X		
17	MN.18	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,0	21	263	446	X	X		
18	MN.19	Mieszkaniowa jednorodzinna	0,9	9	113	191	X	X		
19	MN.21	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,1	11	138	234	X	X		
20	MN.22	Mieszkaniowa jednorodzinna	0,8	8	100	170	X	X		
21	MN.23a	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	16	200	340	X	X		
22	MN.24a	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,4	20	250	425	X	X		
23	MN/U.1	Mieszkaniowa jednorodzinna i usługi	1,0	7	88	149	X	X		
24	MN/U.2	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	12	150	255	X	X		
25	MN/U.3	Usługi komercyjne z dopuszczeniem zabud.	4,6	23	288	489	X	X		
26	MN/U.4a	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	10,1	126	1 575	2 678		X		
27	MN/U.4b	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	12,9	161	2 013	3 421		X		
28	MN/U.5	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	6,5	81	1 013	1 721	X	X		
29	MN/U.7	Usługi z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	1,0	9	113	191	X	X		
30	MN/U.8	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	4,5	48	600	1 020	X	X		
31	MN/U.9	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	4,1	43	538	914	X	X		
32	MN/U.10	Usługi z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	3,1	32	400	680	X	X		
33	MW.2	Mieszkaniowa wielorodzinna	1,0	115	1 438	2 444	X	X		
34	MW/U.1	Mieszkaniowa wielorodzinna z dopuszczeniem zabud. usługowej	1,4	174	2 175	3 698		X		

X - częściowe zagospodarowanie terenu w okresie

* Wielkość potrzeb energetycznych określona jest szacunkowo, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności i winna być dokładnie określona po sprecyzowaniu projektu inwestycji.

** Zapotrzebowanie przy założeniu, że połowa odbiorów wykorzystuje dodatkowo energię elektryczną na przygotowanie c.w.u.

*** - Kwalifikację obszaru przedstawić poprzez wpisanie cyfry:

3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci, nowi odbiorcy mogą być przyłączeni w oparciu o warunki określone w taryfie;

2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu

o plan rozwoju - przyłączenie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie;

1 – teren nie uzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa;

0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa nie jest możliwe.

Potwierdza się, że informacje podane w kolumnach "10" i "11" powyższej tabeli przedstawiają formalne stanowisko ENERGA Operator SA Oddział w Kaliszu określone na potrzeby projektu aktualizacji "Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku".

data, podpis

Tabela 2. Nowe obszary pod zabudowę usługową

Lp.	Oznaczenie na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru	Zapotrzeb. mocy elektrycznej dla pełnej chłonności terenu *	Zagospodarowanie terenu		Kwalifikacja obszaru **	Uwagi / Wymagany rodzaj inwestycji
					ha	kW		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	U.4	Usługi	3,2	632		X		
2	U.5	Usługi komercyjne	3,0	594	X	X		
3	U.6	Usługi komercyjne	4,4	884		X		
4	U.8	Usługi komercyjne	2,2	442		X		
5	U.11	Usługi komercyjne	1,7	340	X	X		
6	U.12	Usługi komercyjne	8,5	1 700	X	X		
7	U.15	Usługi	1,4	280	X	X		
8	U.16	Usługi	1,0	200		X		
9	U.19	Usługi	1,5	300	X	X		
10	U.21	Usługi i/lub stacja paliw	0,8	160		X		
11	HW/U.1	Handel wielkopowierzchn. (pow. 2000 m ²) i/lub usługi	4,2	832	X	X		
12	UPu.1	Usługi publiczne	1,8	270		X		
13	UPu.2	Usługi publiczne	2,4	362		X		
14	US.1	Usługi sportu i rekreacji	1,4	212	X	X		
15	US.2a	Usługi sportu i rekreacji	2,1	320	X	X		
16	US.2b	Usługi sportu i rekreacji	2,2	333	X	X		

X - częściowe zagospodarowanie terenu w okresie

* Wielkość potrzeb energetycznych określona jest szacunkowo, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności i winna być dokładnie określona po sprecyzowaniu projektu inwestycji.

** - Kwalifikację obszaru przedstawić poprzez wpisanie cyfry:

- 3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci, nowi odbiorcy mogą być przyłączani w oparciu o warunki określone w taryfie;
 2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu o plan rozwoju - przyłączanie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie;
 1 – teren nie uzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa;
 0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa nie jest możliwe.

Potwierdza się, że informacje podane w kolumnach "8" i "9" powyższej tabeli przedstawiają formalne stanowisko ENERGA Operator SA Oddział w Kaliszu określone na potrzeby projektu aktualizacji "Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku".

data, podpis

Tabela 3. Nowe obszary pod zabudowę przemysłową

Lp.	Oznaczenie na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru	Zapotrzeb. mocy elektrycznej dla pełnej chłonności terenu *	Zagospodarowanie terenu		Kwalifikacja obszaru **	Uwagi / Wymagany rodzaj inwestycji
			ha	kW	do 2025	2026-2036		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	P.1	Produkcja, bazy, składy, usługi - Łódzka SSE	15,7	3 130	X	X		
2	P.2	Produkcja, bazy, składy, usługi	13,2	2 634	X	X		
3	P.3a	Produkcja, bazy, składy, usługi	5,5	1 104	X	X		
5	P.5	Produkcja, bazy, składy, usługi	43,4	8 678		X		
6	P.6	Produkcja, bazy, składy, usługi	4,1	828	X	X		
7	P.7a	Produkcja, bazy, składy, usługi	8,3	1 662	X	X		
8	P.8	Produkcja, bazy, składy, usługi	7,0	1 400		X		
9	P.9	Zorganizowana działalność gospodarcza - produkcja, bazy, składy, usługi	4,5	906		X		
10	P.10	Zorganizowana działalność gospodarcza - produkcja, bazy, składy, usługi	5,4	1 080	X	X		
11	P.11	Produkcja, bazy, składy	2,2	442	X	X		
13	P.13	Usługi, produkcja, bazy, składy	7,6	1 510		X		
14	P.14	Usługi, produkcja, bazy, składy	2,2	440		X		
15	P.15	Produkcja, bazy, składy, usługi	2,2	446		X		
16	P.16	Produkcja, bazy, składy, usługi	1,4	280		X		
17	P.17	Produkcja, bazy, składy, usługi	1,6	310		X		
19	P.19a	Produkcja, bazy, składy, usługi	22,0	4 400	X	X		
20	P.21	Usługi, wytwórczość	0,9	180		XX		

X (XX) - częściowe (całkowite) zagospodarowanie terenu w okresie

* Wielkość potrzeb energetycznych określona jest szacunkowo, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności i winna być dokładnie określona po sprecyzowaniu projektu inwestycji.


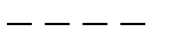










** - Kwalifikację obszaru przedstawić poprzez wpisanie cyfry:

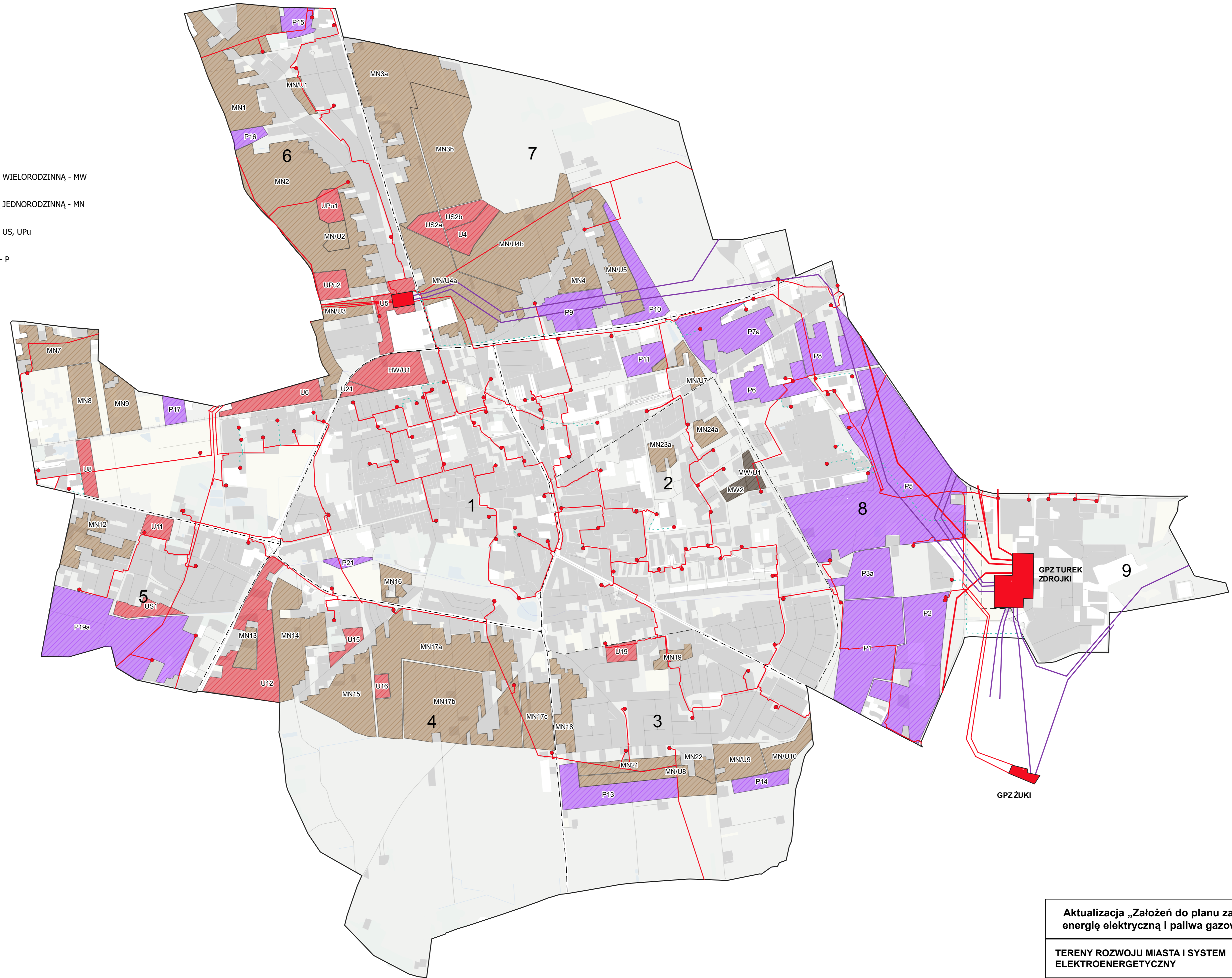
- 3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci, nowi odbiorcy mogą być przyłączani w oparciu o warunki określone w taryfie;
 2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu o plan rozwoju - przyłączanie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie;
 1 – teren nie uzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa;
 0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa nie jest możliwe.


Potwierdza się, że informacje podane w kolumnach "8" i "9" powyższej tabeli przedstawiają formalne stanowisko ENERGA Operator SA Oddział w Kaliszu określone na potrzeby projektu aktualizacji "Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku".

data, podpis

LEGENDA

-  GRANICA MIASTA
-  JEDNOSTKA BILANSOWA
-  LINIA ELEKTROENERGETYCZNA 220 kV
-  LINIA ELEKTROENERGETYCZNA 110 kV
-  LINIA ELEKTROENERGETYCZNA 15 kV
-  LINIA ELEKTROENERGETYCZNA 0,4 kV
-  STACJA TRANSFORMATOWA
-  STACJA ELEKTROENERGETYCZNA
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ MIESZKANIOWĄ WIELORODZINNĄ - MW
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ MIESZKANIOWĄ JEDNORODZINNĄ - MN
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ USŁUGOWĄ - U, US, UPu
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ PRZEMYSŁOWĄ - P



Aktualizacja „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”	
TERENY ROZWOJU MIASTA I SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY	SKALA 1:10 000
 energoexpert sp. z o.o. energia i ekologia Al. 141 Katowic 119, Katowice 40-001 tel. 71 372 20 20, fax. 71 372 20 21 www.energoexpert.com.pl	SIERPIEŃ 2021

Agata Lombarska Energoekspert Sp. z o.o.

Od: Agata Lombarska Energoekspert Sp. z o.o. <agatalombarska@energoekspert.com.pl>
Wysłano: wtorek, 14 września 2021 13:29
Do: 'Ida Wojciech'
Temat: Tereny rozwoju Miasta Turku
Załączniki: TerRozw PSG_m.pdf; TerRozw PSG_p.pdf; TerRozw PSG_u.pdf; TerRozw SG Turek.pdf

Dzień dobry

W nawiązaniu do prowadzonej z Państwem korespondencji dotyczącej opracowywanej aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku” oraz zgodnie z przyjętym sposobem postępowania w zakresie określenia możliwości dostaw poszczególnych nośników energetycznych, zwracamy się z prośbą o zapoznanie się z przesłanym materiałem dotyczącym możliwości zaopatrzenia nowej zabudowy miasta w gaz sieciowy, zawierającym:

- mapę ze wskazanymi terenami rozwoju oraz przebiegiem sieci gazowniczej,

- tabele charakteryzujące obszary rozwoju wraz z określeniem szacunkowych maksymalnych wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny u odbiorcy (bez uwzględnienia współczynnika jednoczesności) oraz potencjalne możliwości zagospodarowania tych terenów w poszczególnych okresach (do 2025 i w latach 2026-2036).

Obszary rozwoju wyznaczono na podstawie aktualnych dokumentów planowania lokalnego, informacji zawartych w Systemie Informacji Przestrzennej Urzędu Miejskiego w Turku oraz ustaleń z Urzędem Miejskim w Turku.

Prosimy ewentualnie o dokonanie „kwalifikacji obszaru” przez wpisanie do ww. tabel oznaczeń (**0, 1, 2** lub **3** – wg objaśnień pod tabelami).

Ewentualne uwagi lub uzupełnienia należy przesłać w nieprzekraczalnym terminie do dnia 20 września 2021 r.

--

Pozdrawiam
Agata Lombarska-Blochel
Kierownik projektów
tel. 32 / 351 36 78

Energoekspert Sp. z o.o.

ul. Karłowicza 11a; 40-145 Katowice

tel. 0-32 351-36-70; fax. 0-32 351-36-75

kapitał zakładowy w wysokości 50 000,00 zł

NIP 634-10-21-696;

wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego w Sądzie Rejonowym Katowice - Wschód w Katowicach, Wydział VIII Gospodarczy KRS

[Strona nr]

Tabela 1. Nowe obszary pod zabudowę mieszkaniową

Lp.	Oznaczn. na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru	Maksymalna ilość odbiorców (mieszkań)	Zapotrzebowanie na gaz ziemny dla pełnej chłonności terenu *	Zagospodarowanie terenu		Kwalifikacja obszaru **	Uwagi / Wymagany rodzaj inwestycji
			ha			m ³ /h	do 2025		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	MN.1	Mieszkaniowa jednorodzinna	13,3	111	129,9	X	X		
2	MN.2	Mieszkaniowa jednorodzinna	26,5	220	257,4	X	X		
3	MN.3a	Mieszkaniowa jednorodzinna	11,4	143	167,3		X		
4	MN.3b	Mieszkaniowa jednorodzinna	15,4	192	224,6		X		
5	MN.4	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,7	33	38,6		X		
6	MN.7	Mieszkaniowa jednorodzinna	5,8	61	71,4		X		
7	MN.8	Mieszkaniowa jednorodzinna	4,9	45	52,7		X		
8	MN.9	Mieszkaniowa jednorodzinna	4,5	42	49,1		X		
9	MN.12	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,0	10	11,7	X	X		
10	MN.13	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	11	12,9	X	X		
11	MN.14	Mieszkaniowa jednorodzinna	9,1	73	85,4	X	X		
12	MN.15	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,1	22	25,7	X	X		
13	MN.16	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,1	9	10,5	X	X		
14	MN.17a	Mieszkaniowa jednorodzinna	17,3	184	215,3	X	X		
15	MN.17b	Mieszkaniowa jednorodzinna	17,1	182	212,9	X	X		
16	MN.17c	Mieszkaniowa jednorodzinna	5,0	53	62,0	X	X		
17	MN.18	Mieszkaniowa jednorodzinna	2,0	21	24,6	X	X		
18	MN.19	Mieszkaniowa jednorodzinna	0,9	9	10,5	X	X		
19	MN.21	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,1	11	12,9	X	X		
20	MN.22	Mieszkaniowa jednorodzinna	0,8	8	9,4	X	X		
21	MN.23a	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	16	18,7	X	X		
22	MN.24a	Mieszkaniowa jednorodzinna	1,4	20	23,4	X	X		
23	MN/U.1	Mieszkaniowa jednorodzinna i usługi	1,0	7	8,2	X	X		
24	MN/U.2	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	1,5	12	14,0	X	X		
25	MN/U.3	Usługi komercyjne z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	4,6	23	26,9	X	X		
26	MN/U.4a	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	10,1	126	147,4		X		
27	MN/U.4b	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	12,9	161	188,4		X		
28	MN/U.5	Mieszkaniowa jednorodzinna i/lub usługi	6,5	81	94,8	X	X		
29	MN/U.7	Usługi z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	1,0	9	10,5	X	X		
30	MN/U.8	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	4,5	48	56,2	X	X		
31	MN/U.9	Usługi i zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	4,1	43	50,3	X	X		
32	MN/U.10	Usługi z dopuszczeniem zabud. mieszkaniowej jednorodzinnej	3,1	32	37,4	X	X		
33	MW.2	Mieszkaniowa wielorodzinna	1,0	115	75,9	X	X		
34	MW/U.1	Mieszkaniowa wielorodzinna z dopuszczeniem zabud. usługowej	1,4	174	114,8		X		

X - częściowe zagospodarowanie terenu w okresie

* Wielkość szczytowych potrzeb energetycznych określona jest szacunkowo i winna być dokładnie określona po sprecyzowaniu projektu inwestycji.

** - Kwalifikację obszaru przedstawić poprzez wpisanie cyfry:

3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci, nowi odbiorcy mogą być przyłączeni w oparciu o warunki określone w taryfie;

2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu o plan rozwoju - przyłączanie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie;

1 – teren nie uzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa;

0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa nie jest możliwe.

Potwierdza się, że informacje podane w kolumnach "9" i "10" powyższej tabeli przedstawiają formalne stanowisko Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu określone na potrzeby projektu aktualizacji "Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku".

data, podpis

Tabela 2. Nowe obszary pod zabudowę usługową

Lp.	Oznaczenie na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru ha	Zapotrzeb. gazu ziemnego dla pełnej chłonności terenu * m ³ /h	Zagospodarowanie terenu		Kwalifikacja obszaru **	Uwagi / Wymagany rodzaj inwestycji
					do 2025	2026-2036		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	U.4	Usługi	3,2	49,3		X		
2	U.5	Usługi komercyjne	3,0	46,3	X	X		
3	U.6	Usługi komercyjne	4,4	69,0		X		
4	U.8	Usługi komercyjne	2,2	34,5		X		
5	U.11	Usługi komercyjne	1,7	26,5	X	X		
6	U.12	Usługi komercyjne	8,5	132,6	X	X		
7	U.15	Usługi	1,4	21,8	X	X		
8	U.16	Usługi	1,0	15,6		X		
9	U.19	Usługi	1,5	23,4	X	X		
10	U.21	Usługi i/lub stacja paliw	0,8	12,5		X		
11	HW/U.1	Handel wielkopowierzchn. (pow. 2000 m ²) i/lub usługi	4,2	74,9	X	X		
12	UPu.1	Usługi publiczne	1,8	32,4		X		
13	UPu.2	Usługi publiczne	2,4	43,4		X		
14	US.1	Usługi sportu i rekreacji	1,4	20,3	X	X		
15	US.2a	Usługi sportu i rekreacji	2,1	30,7	X	X		
16	US.2b	Usługi sportu i rekreacji	2,2	32,0	X	X		

X - częściowe zagospodarowanie terenu w okresie

* Wielkość potrzeb energetycznych określona jest szacunkowo, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności i winna być dokładnie określona po sprecyzowaniu projektu inwestycji.

** - Kwalifikację obszaru przedstawić poprzez wpisanie cyfry:

- 3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci, nowi odbiorcy mogą być przyłączani w oparciu o warunki określone w taryfie;
 2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu o plan rozwoju - przyłączanie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie;
 1 – teren nie uzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa;
 0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa nie jest możliwe.

Potwierdza się, że informacje podane w kolumnach "8" i "9" powyższej tabeli przedstawiają formalne stanowisko Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu określone na potrzeby projektu aktualizacji "Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku".

data, podpis

Tabela 3. Nowe obszary pod zabudowę przemysłową

Lp.	Oznaczenie na mapie	Charakter zabudowy	Powierzchnia obszaru	Zapotrzeb. gazu ziemnego dla pełnej chłonności terenu *	Zagospodarowanie terenu		Kwalifikacja obszaru **	Uwagi / Wymagany rodzaj inwestycji
			ha	m ³ /h	do 2025	2026-2036		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	P.1	Produkcja, bazy, składy, usługi - Łódzka SSE	15,7	244,1	X	X		
2	P.2	Produkcja, bazy, składy, usługi	13,2	205,5	X	X		
3	P.3a	Produkcja, bazy, składy, usługi	5,5	86,1	X	X		
4	P.5	Produkcja, bazy, składy, usługi	43,4	676,9		X		
5	P.6	Produkcja, bazy, składy, usługi	4,1	64,6	X	X		
6	P.7a	Produkcja, bazy, składy, usługi	8,3	129,6	X	X		
7	P.8	Produkcja, bazy, składy, usługi	7,0	109,2		X		
8	P.9	Zorganizowana działalność gospodarcza - produkcja, bazy, składy, usługi	4,5	70,7		X		
9	P.10	Zorganizowana działalność gospodarcza - produkcja, bazy, składy, usługi	5,4	84,2	X	X		
10	P.11	Produkcja, bazy, składy	2,2	34,5	X	X		
11	P.13	Usługi, produkcja, bazy, składy	7,6	117,8		X		
12	P.14	Usługi, produkcja, bazy, składy	2,2	34,3		X		
13	P.15	Produkcja, bazy, składy, usługi	2,2	34,8		X		
14	P.16	Produkcja, bazy, składy, usługi	1,4	21,8		X		
15	P.17	Produkcja, bazy, składy, usługi	1,6	24,2		X		
16	P.19a	Produkcja, bazy, składy, usługi	22,0	343,2	X	X		
17	P.21	Usługi, wytwórczość	0,9	14,0		XX		

X (XX) - częściowe (całkowite) zagospodarowanie terenu w okresie

* Wielkość potrzeb energetycznych określona jest szacunkowo, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności i winna być dokładnie określona po sprecyzowaniu projektu inwestycji.


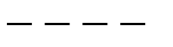









** - Kwalifikację obszaru przedstawić poprzez wpisanie cyfry:

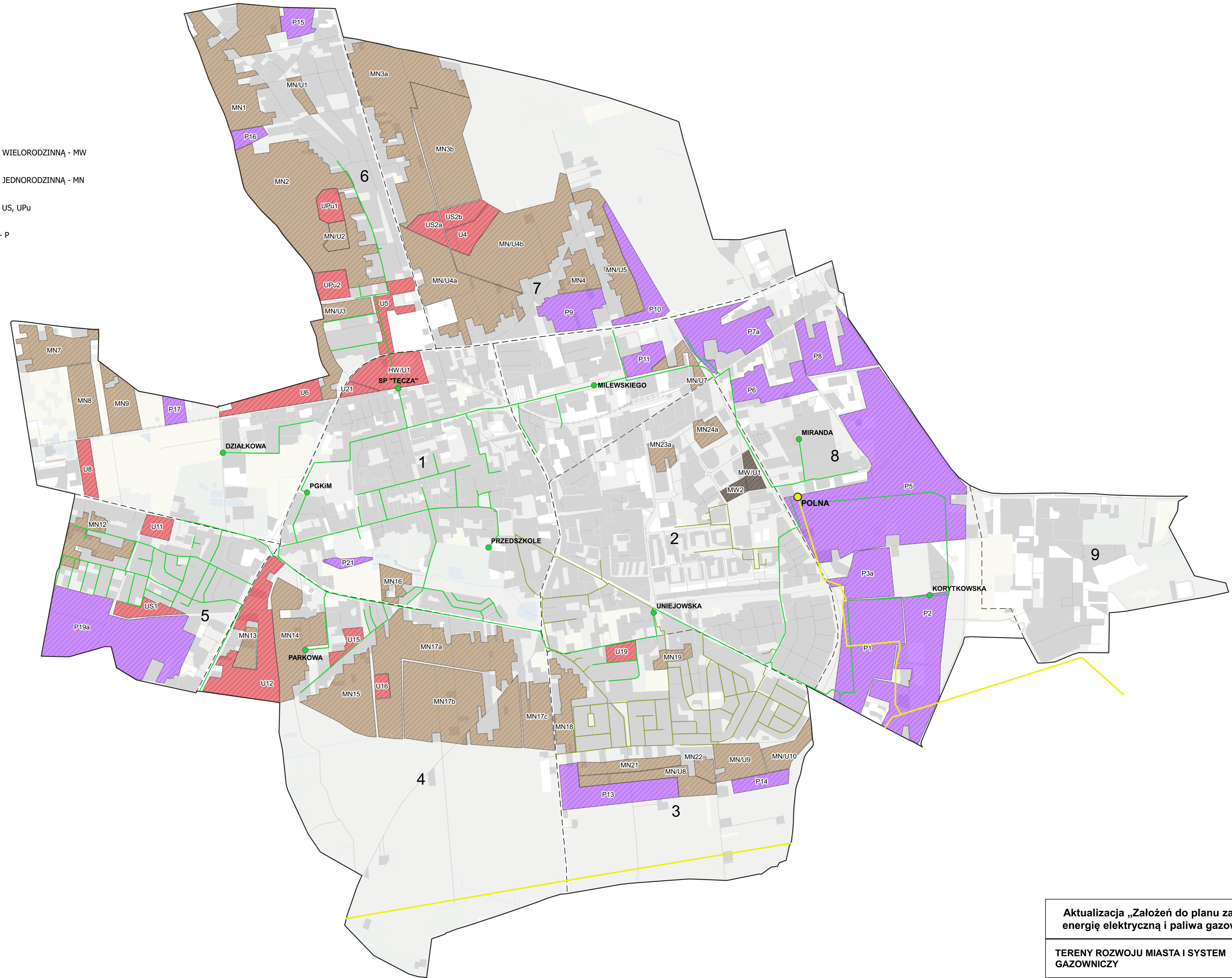
- 3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci, nowi odbiorcy mogą być przyłączani w oparciu o warunki określone w taryfie;
 2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu o plan rozwoju - przyłączanie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie;
 1 – teren nie uzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa;
 0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa nie jest możliwe.


Potwierdza się, że informacje podane w kolumnach "8" i "9" powyższej tabeli przedstawiają formalne stanowisko Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu określone na potrzeby projektu aktualizacji "Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku".

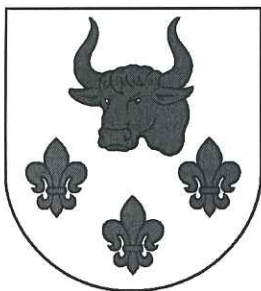
data, podpis

LEGENDA

-  GRANICA MIASTA
-  JEDNOSTKI BILANSOWE
-  SIEĆ WYSOKIEGO CIŚNIENIA
-  SIEĆ ŚREDNIEGO CIŚNIENIA
-  SIEĆ NISKIEGO CIŚNIENIA
-  STACJA REDUKCYJNO-POMIAROWA I STOPNIA
-  STACJA REDUKCYJNO-POMIAROWA II STOPNIA
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ MIESZKANIOWĄ WIELORODZINNĄ - MW
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ MIESZKANIOWĄ JEDNORODZINNĄ - MN
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ USŁUGOWĄ - U, US, UPu
-  TERENY ROZWOJU MIASTA POD ZABUDOWĘ PRZEMYSŁOWĄ - P



Aktualizacja „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”	
TERENY ROZWOJU MIASTA I SYSTEM GAZOWNICZY	SKALA 1:10 000
 <small>energoelektryka sp. z o.o. energia i ekologija ul. 143 Katowice, ul. Katowice 143 40-102 Katowice, tel. 22 251 28 75 www.energoelektryka.com.pl</small>	
SIERPIEŃ 2021	



Urząd Gminy Turek
ul. Ogrodowa 4
62-700 Turek
tel.: (063) 279 40 60
fax.: (063) 279 40 66

Rejonowy Bank Spółdzielczy w Malanowie
14 8557 0009 0800 0910 2008 0001

e-mail: ug@gmina.turek.pl
www.gmina.turek.pl

Turek, dn. 30 czerwca 2021 r.

GKI-GI.602.1.2021

Energoekspert Sp. z o. o.
ul. Karłowicza 11a
40-145 Katowice

W odpowiedzi na pismo nr EE/1110/2021 z dnia 23 czerwca 2021 r. (data wpływu do tut. urzędu), w sprawie opracowania „Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku” informuję, że na chwilę obecną nie ma zaplanowanych w budżecie gminy Turek na 2021 rok jak i w Wieloletniej Prognozie Finansowej zadań z zakresu budowy sieci elektroenergetycznych, gazowych i ciepłowniczych na terenie Gminy Turek.

Ponadto, Gmina Wiejska Turek jest od 2018 roku w grupie zakupowej z Oświetlenie Uliczne i Drogowe Sp. z o o. w Kaliszu i nie prowadzi samodzielnie postępowań przetargowych na zakup energii elektrycznej.

Informuję również, że nie posiadamy uchwalonego planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Dodatkowo informuję, że na terenie Gminy Wiejskiej Turek nie ma dostępnych zasobów biomasy.

Z up. Wójta Gminy
Z-CA WÓJTA GMINY
Katarzyna Skotarek

Otrzymują:

1. adresat,
2. aa.



energoekspert sp. z o.o.

energia i ekologia

40-145 Katowice, ul. Karłowicza 11a

e-mail: biuro@energoekspert.com.pl

www.energoekspert.com.pl

tel (032) 351-36-70



PROGNOZA ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO

**Aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia
w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
dla Miasta Turku
(Aktualizacja 2021)**

Turek, 2021 r.

Zespół autorów

Imię i nazwisko	Status	Podpis
dr inż. Adam Jankowski	kierujący zespołem	
mgr inż. Agata Lombarska-Blochel	członek zespołu	

Data sporządzenia Prognozy: 16.11.2021 r.

Spis treści

1. Przedmiot prognozy	7
2. Zawartość oraz wyznaczone cele analizowanego dokumentu.....	8
3. Powiązania projektowanego dokumentu z innymi dokumentami.....	11
4. Metodyka sporządzania prognozy	14
5. Stan środowiska w mieście. Istniejące problemy ochrony środowiska	15
5.1. Klimat	15
5.2. Powietrze	15
5.3. Wody powierzchniowe	19
5.4. Wody podziemne	21
5.5. Obszary chronione	24
5.6. Korytarze ekologiczne	24
5.7. Gleby.....	24
5.8. Hałas.....	25
5.9. Pola elektromagnetyczne	26
5.10. Surowce naturalne	27
5.11. Zidentyfikowane problemy ochrony środowiska na terenie miasta.....	27
6. Analiza i ocena przewidywanych, znaczących oddziaływań aktualizacji „Założeń...” na poszczególne elementy środowiska	28
6.1. Oddziaływanie na powietrze.....	38
6.2. Oddziaływanie na klimat	40
6.3. Oddziaływanie na wody	41
6.4. Oddziaływanie na krajobraz, powierzchnię ziemi i zasoby naturalne	43
6.5. Oddziaływanie na zabytki i dobra materialne	44
6.6. Oddziaływanie na ludzi	44
6.7. Oddziaływanie na rośliny, obszary chronione, zwierzęta i bioróżnorodność	46
7. Zapobieganie, ograniczenie lub kompensacja przyrodnicza negatywnych oddziaływań na środowisko.....	49
8. Potencjalne oddziaływania transgraniczne	51
9. Skutki środowiskowe w przypadku braku realizacji projektowanego dokumentu.....	52
10. Ocena rozwiązań alternatywnych	54
11. Metody analizy skutków realizacji postanowień zawartych w aktualizacji „Założeń...”	55
12. Streszczenie w języku niespecjalistycznym	60

Załącznik 1. Oświadczenie kierującego zespołem autorskim

1. Przedmiot prognozy

Zadaniem Prognozy jest ustalenie, czy przyjęte w aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku” cele i kierunki działań gwarantują bezpieczeństwo środowiska przyrodniczego oraz sprzyjają jego ochronie i zrównoważonemu rozwojowi regionu. Prognoza ma również umożliwić identyfikację możliwych do określenia skutków środowiskowych powodowanych realizacją postanowień wdrażanego dokumentu oraz ocenić czy przyjęte rozwiązania w dostateczny sposób chronią przed powstawaniem konfliktów i zagrożeń w środowisku.

Zakres i stopień szczegółowości informacji zawartych w niniejszej Prognozie zostały uzgodnione z Regionalnym Dyrektorem Ochrony Środowiska w Poznaniu (pismem znak WOO-III.410.676.2021.MM.1 z dnia 25.10.2021 r.) oraz ze Wielkopolskim Państwowym Wojewódzkim Inspektorem Sanitarnym (pismem znak DN-NS.9011.1305.2021 z dnia 15.11.2021 r.).

Prognoza sporządzona jest zgodnie z zakresem wskazanym w art. 51 ust 2 oraz art. 52 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. „o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko” (tekst jednolity Dz.U. 2021, poz. 247 z późn. zm.), zwanej dalej ustawą OOS.

2. Zawartość oraz wyznaczone cele analizowanego dokumentu

Miasto Turek posiada „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”, przyjęte uchwałą Nr XXXVIII/345/14 przez Radę Miejską Turku z dnia 30 października 2014 r., zaktualizowane uchwałą Nr IV/39/19 z dnia 7 lutego 2019 r.

Opracowanie kolejnej aktualizacji stanowi spełnienie wymagań stawianych w art. 19 ustawy Prawo energetyczne, który wskazuje, iż „Projekt założeń...” sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata.

Aktualizacja „Założeń...” zawiera zgodnie z ustawą Prawo energetyczne:

- ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- propozycje przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych,
- ocenę możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych,
- propozycje możliwych do zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,
- analizę zakresu współpracy z innymi gminami.

Analiza stanu oraz zmian zapotrzebowania na nośniki energii obejmuje:

- sporządzenie bilansu potrzeb energetycznych miasta wraz ze wskazaniem sposobu ich pokrycia,
- określenie na podstawie aktualnych dokumentów strategicznych i planistycznych miasta nowych obszarów przewidywanych pod rozwój zabudowy mieszkaniowej, sfery usług i przemysłu,
- określenie potrzeb energetycznych nowych odbiorców,
- zmiany zapotrzebowania na nośniki energii odbiorców istniejących, wynikające m.in. z przeprowadzenia działań racjonalizujących zużycie energii.

W aktualizacji „Założeń...” wyznaczone zostały cele strategiczne, których osiągnięcie skutkować będzie nie tylko zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego miasta ale również zmianą struktury używanych nośników energetycznych, poprawą efektywności wykorzystania energii, a w konsekwencji także – poprawą stanu środowiska w tym szczególnie jakości powietrza atmosferycznego. Efekty te są zgodne z głównymi założeniami pakietu klimatyczno-energetycznego Unii oraz z Polityką energetyczną Polski do 2040 r.

Strategiczne cele oraz zadania przypisane tym celom ujęte w aktualizacji „Założeń...”:

Cel nr 1 – Zapewnienie w perspektywie wieloletniej bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu miasta z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych. Zadania ustalone w ramach tego celu to:

- **Zadanie C1.1** – kontynuacja działań w kierunku zapewnienia bezpieczeństwa i poprawy warunków dostawy ciepła systemowego i obniżenia jego kosztów (Miasto + przedsiębiorstwa energetyczne [PE]);
- **Zadanie C1.2** – zakup energii w układzie rynkowym dla odbiorców z terenu miasta, w pierwszej kolejności dla jednostek podległych Miastu w ramach Kolskiej Grupy Zakupowej Energii Elektrycznej – kontynuacja + rozszerzenie dla gazu ziemnego (Miasto);
- **Zadanie C1.3** – dalsza modernizacja sieci systemu ciepłowniczego w celu ograniczenia awaryjności i strat cieplnych oraz zagwarantowania dostaw ciepła do odbiorców istniejących i nowych (z jednoczesnym zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych; pożądany poziom udziału sieci preizolowanych w ogólnej długości sieci – powyżej 50%). (PE [PGKiM] + Miasto);
- **Zadanie C1.4** – ciągły monitoring stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji ciepła, energii elektrycznej i gazu sieciowego na obszarze miasta oraz opracowanie procedur organizacyjnych »Miasto – Przedsiębiorstwo energetyczne« na wypadek awarii w poszczególnych systemach energetycznych (Miasto + PE);
- **Zadanie C1.5** – ciągły monitoring planów rozwoju przedsiębiorstw i ich realizacji, kosztów energii i jej nośników, w aspekcie utrzymania akceptowalnych warunków cenowych dla odbiorców końcowych, w szczególności w systemie ciepłowniczym (Miasto);
- **Zadanie C1.6** – opracowanie, koordynacja i aktualizacja w miarę zaistniałych potrzeb planów i strategii gospodarki niskoemisyjnej w aspekcie energetyki gminy jako narzędzi dla realizacji i organizacji finansowania działań (Miasto + PE).

Cel nr 2 – Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie Turku. Zadania ustalone w ramach tego celu to:

- **Zadanie C2.1** – koordynacja operacyjna zaopatrzenia w nośniki energii nowych terenów rozwojowych i współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi (Miasto + PE);
- **Zadanie C2.2** – koordynacja planowania przestrzennego miasta oraz procesów 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 (Miasto);
- **Zadanie C2.3** – stymulowanie działań inwestorów dla zastosowania rozwiązań opartych o wykorzystanie istniejącego systemu ciepłowniczego i gazowniczego oraz ewentualnych lokalnych układów kogeneracji z wykorzystaniem w miarę możliwości gazu ziemnego jako nośnika energii (Miasto + PE);
- **Zadanie C2.4** – zapewnienie oświetlenia ulicznego nowych tras komunikacyjnych i obszarów z niedostatecznym oświetleniem, zarządzenie oświetleniem ulicznym – szczególnie majątkiem oświetleniowym podmiotów zewnętrznych w celu zwiększenia efektywności energetycznej oświetlenia (Miasto).

Cel nr 3 – Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia odbiorców z terenu miasta w energię. Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników. Zadania ustalone w ramach tego celu to:

- **Zadanie C3.1** – zarządzanie zużyciem i kosztami energii w jednostkach miejskich (Miasto);
- **Zadanie C3.2** – stymulowanie racjonalizacji i likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań węglowych – likwidacja „niskiej emisji” (Miasto + PE);
- **Zadanie C3.3** – podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników poprzez kontynuację modernizacji systemu w zakresie sieci dystrybucyjnych i zasilających (PE; zadaniem Miasta jest koordynacja);
- **Zadanie C3.4** – podniesienie efektywności użytkowania ciepła poprzez ograniczanie zużycia energii użytecznej w ramach działań związanych z: termomodernizacją budynków mieszkalnych wielorodzinnych i obiektów miejskich oraz wspieraniem działań termomodernizacyjnych i modernizacji systemów grzewczych w zabudowie jednorodzinnej;
- **Zadanie C3.5** – sukcesywna dalsza modernizacja systemu oświetlenia ulicznego, szczególnie w zakresie punktów nie będących w gestii Miasta (PE + Miasto [stymulacja]).

Cel nr 4 – Rozwijanie racjonalnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalne zidentyfikowane możliwości. Zadania ustalone w ramach tego celu to:

- **Zadanie C4.1** – planowanie i finansowanie budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach miejskich;
- **Zadanie C4.2** – popularyzacja w budownictwie mieszkaniowym oraz w obiektach usług komercyjnych i przedsiębiorstwach racjonalnych rozwiązań OZE (dla budownictwa mieszkaniowego poprzez system zachęt finansowych dla mieszkańców) – (Miasto);
- **Zadanie C4.3** – monitoring robót geologicznych w zakresie odwiertu geotermalnego otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego Turek GT-1 i GT-2 w celu ujęcia wód termalnych na działce miejskiej położonej w Tureckiej Strefie Inwestycyjnej (Miasto).

Cel nr 5 – Edukacja i promocja w zakresie szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii. Zadania ustalone w ramach tego celu to:

- **Zadanie C5.1** – opracowanie planu działań odnośnie zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej dla jednostek sektora publicznego z terenu miasta (Miasto);
- **Zadanie C5.2** – opracowanie planu działań edukacyjnych w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii oraz jego realizacja (Miasto),
- **Zadanie C5.3** – promocja działań miejskich w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii poprzez zamieszczenie informacji w środkach masowego przekazu na temat zrealizowanych działań i ich efektów (Miasto).

Ww. cele ustalone w aktualizacji „Założeń...” oraz służące ich realizacji działania stanowią przedmiot niniejszej Prognozy oddziaływania na środowisko.

3. Powiązania projektowanego dokumentu z innymi dokumentami

Opisane w aktualizacji „Założeń...” cele i kierunki działań uwzględniają zapisy i ustalenia zawarte zarówno w lokalnych dokumentach planistycznych i strategicznych, jak i dokumentach na poziomie regionalnym, krajowym czy międzynarodowym.

W tabeli poniżej przedstawiono zakres powiązań tych celów i kierunków działań z działaniami przewidzianymi w innych dokumentach.

Tabela 3-1 Powiązania celów i zadań ujętych w aktualizacji „Założeń...” z innymi dokumentami

Nazwa dokumentu	Zakres zgodności celów i kierunków działań ujętych w aktualizacji „Założeń...” z celami wynikającymi z innych dokumentów
Dyrektywa PEiR (UE) 2018/844 z dn. 30.05.2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. Dyrektywa PEiR (UE) 2018/2001 z dn. 11.12.2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Dyrektywa PEiR (UE) 2018/410 z dn. 14.03.2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814.	Cele polityki energetyczno-klimatycznej Unii do 2030 r.: <ul style="list-style-type: none"> ➤ redukcja emisji gazów cieplarnianych w UE o co najmniej 55%, ➤ zwiększenie udziału OZE w zużyciu finalnym energii brutto o co najmniej 32%, ➤ poprawa efektywności energetycznej o 32,5%.
„Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030” przekazany do Komisji Europejskiej w dniu 30.12.2019 r.	KPEiK określa cele klimatyczno-energetyczne na 2030 r.: <ul style="list-style-type: none"> ➤ 7% redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem ETS w porównaniu do poziomu w roku 2005, ➤ 21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (zaznaczono, że cel 23% będzie możliwy do osiągnięcia w sytuacji przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych, w tym przeznaczonych na sprawiedliwą transformację), uwzględniając: <ul style="list-style-type: none"> - 14% udziału OZE w transporcie, - roczny wzrost udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,1 pkt. proc. średniorocznie, ➤ wzrost efektywności energetycznej o 23% w porównaniu z prognozami PRIMES2007, ➤ redukcję do 56-60% udziału węgla w produkcji energii elektrycznej. KPEiK podejmuje zagadnienia związane zarówno z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza, jak również dotyczące wykorzystania OZE, czy zagadnienie adaptacji do zmian klimatu. W dokumencie wskazane są kierunki likwidacji „niskiej emisji” związanej z emisją zanieczyszczeń w transporcie oraz przez indywidualne źródła ciepła. Jako jeden z podstawowych sposobów realizacji ww. celów KPiK wskazuje na rozwój ekologicznych i efektywnych systemów ciepłowniczych, produkcji ciepła w kogeneracji, inteligentnych sieci oraz funkcjonowanie mechanizmów stymulujących oszczędność końcowego wykorzystania energii oraz zachowania prooszczędnościowe.

<p>Strategiczny plan adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2030 z perspektywą do roku 2030 przyjęty w dniu 29.10.20214 r. Przez Radę Ministrów</p>	<p>Z punktu widzenia aktualizacji Założeń istotne znaczenie mają zapisy SPA2020 dotyczące sektora energetycznego, tj.: konieczne będzie dostosowanie systemu energetycznego do wahań zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepłą poprzez wdrożenie stabilnych niskoemisyjnych źródeł energii, wykorzystanie OZE oraz potrzebę dywersyfikacji źródeł energii wspomaganą spalaniem odpadów, które nie mogą być poddane recyklingowi, z jednoczesnym odzyskiwaniem energii. Działania adaptacyjne w zakresie przygotowania systemu energetycznego do zmienionych warunków zapotrzebowania na energię, to:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ rozwijanie alternatywnych możliwości produkcji energii na poziomie lokalnym, na potrzeby ogrzewania i klimatyzacji na terenach o mniejszej gęstości zaludnienia; ➤ zapewnienie awaryjnych źródeł energii oraz przesyłu; ➤ zabezpieczenie awaryjnych źródeł chłodzenia w el. zawodowych; ➤ projektowanie sieci przesyłowych z uwzględnieniem ekstremalnych sytuacji pogodowych, w celu ograniczenia ryzyka zalegania na nich lodu, śniegu, podtopień, zniszczeń w przypadkach silnego wiatru; ➤ wspieranie rozwoju OZE w mikroinstalacje w rolnictwie.
DOKUMENTY LOKALNE	
<p>Zmiana „Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Miasta Turek”, przyjęta uchwałą nr X/60/11 Rady Miejskiej Turku z dnia 19.05.2011 r.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ kierunki zmian w strukturze przestrzennej miasta oraz w przeznaczeniu terenów, ➤ kierunki i wskaźniki dotyczące zagospodarowania oraz użytkowania terenów, w tym tereny wyłączone spod zabudowy, ➤ kierunki rozwoju infrastruktury technicznej, ➤ wskazania i charakterystyka obszarów wymagających ochrony, przekształceń, re-habilitacji, rekultywacji, ➤ wskazania i charakterystyka obszarów problemowych.
<p>Zintegrowana Strategia Rozwoju Gospodarczego Gmin Powiatu Tureckiego na lata 2015-2025, przyjęta uchwałą nr XII/92/2015 Rady Powiatu Tureckiego z dnia 29.12.2015 r.</p>	<p>Cel strategiczny III „Stworzenie warunków do rozwoju gospodarczego powiatu przez zapewnienie dostępu do wysokiej jakości infrastruktury, a w nim:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Cel operacyjny IIIB – poprawa jakości infrastruktury technicznej w celu zwiększenia atrakcyjności mieszkaniowej i inwestycyjnej, w którym rekomenduje się: <ul style="list-style-type: none"> ➔ Zwiększenie dostępu mieszkańców i firm do sieci gazowej; ➤ Cel operacyjny IIIC – zmniejszanie zużycia i rozwój alternatywnych źródeł energii elektrycznej i ciepłej, w tym: <ul style="list-style-type: none"> ➔ Wykorzystanie lokalnych zasobów energii dla wzrostu atrakcyjności inwestycyjnej powiatu, ➔ Termomodernizację budynków użyteczności publicznej, komunalnej.
<p>Program Rewitalizacji dla Gminy Miejskiej Turek na lata 2016-2023, przyjęty uchwałą nr XXX/294/17 Rady Miejskiej Turku z dnia 12.10.2017 r.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Przywrócenie ładu przestrzennego na wyznaczonych obszarach zdegradowanych i wymagających rewitalizacji, ➤ Harmonogram wykonywanych działań termomodernizacyjnych głównie na obiektach użyteczności publicznej do roku 2023.
<p>Plan Gospodarki Niskoemisyjnej, przyjęty uchwałą nr XII/98/15 Rady Miejskiej Turku z dnia 26.11.2015 r. i zaktualizowany uchwałą nr XVI/152/16 z dnia 23.03.2016 r.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Wykorzystanie alternatywnych źródeł energii, ➤ Efektywna produkcja, dystrybucja i wykorzystanie energii, ➤ Ograniczanie emisji w budynkach, ➤ Wykorzystanie energooszczędnych technologii oświetleniowych, ➤ Zagospodarowanie osadów ściekowych.
DOKUMENTY REGIONALNE	
<p>„Program ochrony powietrza dla strefy wielkopolskiej” (przyjęty Uchwałą nr XXI/391/20 Sejmiku Województwa</p>	<p>Zadania naprawcze istotne z punktu widzenia aktualizacji założeń:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➔ w zakresie ograniczania emisji powierzchniowej – przedsiębiorstwa energetyczne, jednostki samorządu terytorialnego, mieszkańcy: <ul style="list-style-type: none"> ➤ rozbudowa sieci gazowych i centralnych systemów zaopatrywania w energię ciepłą, ➤ nawiązanie współpracy z dostawcami ciepła sieciowego i paliw gazowych przez samorządy,

PROGNOZA ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO

Aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku
(Aktualizacja 2021)

	<ul style="list-style-type: none"> ➤ ograniczenie emisji z niskich źródeł rozproszonych oraz zmiana paliwa stałego na inne, ➔ w zakresie ograniczenia emisji z istotnych źródeł punktowych – energiczne spalanie paliwa i źródła technologiczne – przedsiębiorstwa energetyczne, zakłady przemysłowe: <ul style="list-style-type: none"> ➤ zakaz stosowania węgla brunatnego oraz zmiana paliwa na inne, o mniejszej emisji substancji do powietrza, ➤ stosowanie wysokoefektywnych technik ochrony powietrza, ➤ stosowanie OZE i zmniejszenie start przesyłu energii, ➤ optymalizacja procesów produkcji w celu ograniczenia emisji substancji do powietrza, ➤ stopniowe wprowadzanie BAT i dostosowanie do wymogów emisyjnych zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE (IED), ➔ w zakresie planowania działań i planowania przestrzennego – jednostki samorządu terytorialnego: <ul style="list-style-type: none"> ➤ opracowanie Gminnego Programu Niskoemisyjnego (GPN), ➤ uwzględnienie w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego i mpzp zabudowy i zagospodarowania terenu umożliwiających ograniczenie emisji pyłów, ➤ ustalanie sposobu zaopatrywania w ciepło, zalecenie instalowania ogrzewania niskoemisyjnego i podłączenia nowych odbiorców do sieci ciepłowniczej, ➤ właściwe planowanie rozbudowy miast.
<p>Uchwała tzw. antysmogowa przyjęta uchwałą nr XXXIX/941/17 przez Sejmik Województwa Wielkopolskiego w dniu 18.12.2017 r. w sprawie wprowadzenia na obszarze województwa wielkopolskiego ograniczeń lub zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw (z wyłączeniem Miasta Poznania oraz miasta Kalisza)</p>	<p>Uchwała wprowadza ograniczenia i zakazy w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw. Zakazuje stosowania paliw stałych, np. bardzo drobnego miazgu lub węgla brunatnego czy flotokonzentratu oraz wprowadza ograniczenia dla kotłów i tzw. miejscowych ogrzewaczy np. kominków i pieców. Wszystkie nowe kotły po 1 maja 2018 r. muszą zapewnić możliwość wyłącznie automatycznego podawania paliwa, wysoką efektywność energetyczną oraz dotrzymanie norm emisyjnych. Nie mogą również posiadać rusztu awaryjnego oraz możliwości jego zamontowania.</p> <p>Kotły zainstalowane przed wejściem w życie uchwały i niespełniające jej wymagań muszą być wymienione w 2 etapach:</p> <ul style="list-style-type: none"> - do 1 stycznia 2024 r. – w przypadku kotłów bezklasowych, - do 1 stycznia 2028 r. – w przypadku kotłów spełniających wymagania dla klasy 3 lub 4 według normy PN-EN 303-5:2012. <p>Kotły tzw. 5 klasy, zainstalowane przed wejściem w życie uchwały, mogą być użytkowane dożywno. Ponadto, miejscowe ogrzewacze pomieszczeń (piece, kominki, kozy) zainstalowane przed wejściem w życie uchwał antysmogowych i niespełniające ich wymagań muszą być wymienione do 1 stycznia 2026 r.</p>
<p>Strategia rozwoju województwa wielkopolskiego do 2030 roku, przyjęta uchwałą nr XVI/289/20 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 27.12.2020 r.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cel strategiczny 3. – Rozwój infrastruktury z poszanowaniem środowiska przyrodniczego Wielkopolski; ➤ Cel operacyjny 3.2. – Poprawa stanu oraz ochrona środowiska przyrodniczego Wielkopolski; ➤ Cel operacyjny 3.3. – Zwiększenie bezpieczeństwa i efektywności energetycznej.

Biorąc pod uwagę powyższe należy stwierdzić, iż wskazane w aktualizacji „Założeń...” cele i kierunki działań są spójne z działaniami określonymi w innych dokumentach o charakterze strategiczno-planistycznym, dotyczących rozwoju systemów energetycznych w powiązaniu z ochroną środowiska naturalnego. Wszystkie proponowane działania uwzględniają dążenie do zminimalizowania oddziaływania systemów energetycznych na środowisko.

4. Metodyka sporządzania prognozy

Prognoza została opracowana zgodnie z zaleceniami zawartymi w ustawie OOŚ. Analiza i ocena przewidywanych oddziaływań została przeprowadzona w oparciu o:

- sprawdzenie zgodności celów strategicznych i szczegółowych przedstawionych w aktualizacji „Założeń...” z celami przyjętymi w dokumentach międzynarodowych, krajowych i regionalnych o podobnej tematyce;
- identyfikację i ocenę skutków oddziaływania proponowanych kierunków działań;
- określenie potencjalnych negatywnych i niekorzystnych skutków oddziaływania oraz sposobu ich eliminacji bądź możliwości ich uniknięcia;
- określenie pozytywnych i korzystnych skutków realizacji kierunków działań określonych w analizowanym dokumencie;
- ocenę potencjalnych źródeł konfliktów.

Przy wykonywaniu Prognozy wykorzystano metody prognostyczne, które miały na celu zidentyfikować potencjalne i rzeczywiste zmiany, jakie mogą wystąpić w środowisku w związku z realizacją wytypowanych w aktualizacji „Założeń...” kierunków działań oraz późniejszym wykorzystaniem powstałych obiektów czy infrastruktury technicznej.

Dokonując identyfikacji potencjalnych oddziaływań poszczególnych celów i przedsięwzięć, które mają służyć osiągnięciu tych celów, posłużono się macierzą relacyjną elementów środowiska i działań ujętych w aktualizacji „Założeń...”, przedstawiającą w skondensowanej postaci możliwe oddziaływanie na środowisko.

Następnie ustalono, czy w wyniku realizacji założonych celów i wytypowanych przedsięwzięć/sposobów ich realizacji będą występować oddziaływania: bezpośrednie, pośrednie, wtórne, krótkoterminowe, długoterminowe, stałe czy chwilowe pomiędzy działaniem, a danym elementem środowiska. Określono czy oddziaływanie to może być niekorzystne (-), korzystne (+) czy obojętne (0). W niektórych przypadkach oddziaływanie w zależności od aspektu jaki się rozważa może mieć jednocześnie niekorzystny lub korzystny lub obojętny (-/+,-/0) wpływ na dany element środowiska. Ze względu na brak szczegółów, co do sposobu realizacji poszczególnych działań przyjętych w aktualizacji „Założeń...” w Prognozie zidentyfikowano tylko kierunki tych oddziaływań.

Jednocześnie Prognoza nie zawiera i nie zastępuje ocen oddziaływań na środowisko tych wskazanych przedsięwzięć, które zgodnie z przepisami prawa zobligowane są do przeprowadzenia takiej oceny.

Tabele zawierające analizę ww. oddziaływań oraz omówienie wyników oceny tych oddziaływań przedstawiono w rozdziale 6.

5. Stan środowiska w mieście. Istniejące problemy ochrony środowiska

5.1. Klimat

Czynnikiem decydującym o wielkości potrzeb cieplnych obiektów budowlanych są warunki klimatyczne panujące na analizowanym obszarze. Miasto Turek leży w strefie charakteryzującej się cechami przejściowymi pomiędzy klimatem oceanicznym a kontynentalnym. Klimat w tym rejonie kształtują masy powietrza polarnomorskiego i polarno-kontynentalnego, a w minimalnym stopniu powietrze arktyczne i zwrotnikowe.

Rejon Turku zaliczono wg regionalizacji klimatycznej do dzielnicy klimatycznej VIII, zwanej środkową. Średnia temperatura roku w rejonie miasta wynosi $+7,9^{\circ}\text{C}$, średnia temperatura stycznia $-2,5^{\circ}\text{C}$, a lipca $+18,2^{\circ}\text{C}$. Występuje ok. 50 pogodnych dni, a pochmurnych – 120÷150. Natomiast dni mroźnych występuje ok. 30÷50, a dni z przymrozkami 100÷110. Pokrywa śnieżna zalega 38÷60 dni. Lato trwa 90÷100 dni, natomiast zima 80÷90 dni. Rejon miasta zalicza się do regionów o najmniejszym w kraju opadzie atmosferycznym (poniżej 550 mm/rok). W rejonie Turku przeważają wiatry o prędkościach 0÷5 m/s, a wiejących z prędkością większą od 10 m/s notuje się ok. 0,6% w roku. Cisza stanowi 22% i występuje najczęściej w miesiącach: lipiec, sierpień, wrzesień i październik. Przeważają wiatry zachodnie, a najmniej jest wiatrów północnych.

Zgodnie z Polską Normą PN-EN 12831 teren Polski jest podzielony na pięć stref klimatycznych. Dla każdej z nich określono obliczeniową temperaturę powietrza na zewnątrz budynków, która jest równa także temperaturze obliczeniowej powierzchni gruntu. Wielkość ta jest wykorzystywana do obliczenia szczytowego zapotrzebowania mocy cieplnej ogrzewanego obiektu. Miasto Turek leży w II strefie klimatycznej, dla której temperatura obliczeniowa powietrza na zewnątrz budynku wynosi $(-18)^{\circ}\text{C}$.

5.2. Powietrze

Stan jakości powietrza

Na podstawie badań i analiz przeprowadzonych w ramach Państwowego Monitoringu Środowiska, dotyczących stanu zanieczyszczenia powietrza na obszarze województwa wielkopolskiego – Regionalny Wydział Monitoringu Środowiska (w Poznaniu) Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska dokonuje co roku oceny jakości powietrza w województwie za poprzedni rok kalendarzowy. Ocena prowadzona jest w strefach wyodrębnionych na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 02.08.2012 r. w sprawie stref, w których dokonuje się oceny jakości powietrza (Dz.U. 2012, poz. 914). Miasto Turek należy do strefy wielkopolskiej oznaczonej symbolem PL3003.

W ocenach rocznych jakości powietrza przyjęto następujące oznaczenia klas stref:

- klasa A, A1 - ocena strefy, w której poziom stężeń danego zanieczyszczenia nie przekracza poziomu dopuszczalnego lub docelowego;
- klasa C, C1 - ocena strefy, w której stężenia danego zanieczyszczenia znajdują się powyżej poziomu dopuszczalnego lub docelowego;

- klasa D1 - ocena strefy, w której poziom stężeń ozonu nie przekracza poziomu celu długoterminowego;
- klasa D2 - ocena strefy, w której stężenia ozonu znajdują się powyżej poziomu celu długoterminowego.

W związku z powyższym, ze względu na ochronę zdrowia strefa wielkopolska w 2020 r. została zaklasyfikowana:

- do klasy A dla: SO₂, NO₂, CO, benzenu, O₃ (dla poziomu docelowego), pyłu PM₁₀, PM_{2,5} (dla poziomu dopuszczalnego I fazy), ołowiu, arsenu, kadmu i niklu;
- do klasy C dla benzo(α)pirenu (dla poziomu docelowego);
- do klasy C1 dla pyłu PM_{2,5} (dla poziomu dopuszczalnego II fazy);
- do klasy D2 dla O₃ ze względu na przekroczenie poziomu celu długoterminowego.

Natomiast ze względu na ochronę roślin strefa wielkopolska w 2020 r. została zaklasyfikowana do klasy A dla: dwutlenku siarki, tlenków azotu i ozonu (dla poziomu docelowego), W dodatkowej klasyfikacji dla O₃ w odniesieniu do poziomu celu długoterminowego strefie przypisano klasę D2.

Zaliczenie strefy do gorszej klasy (klasa C) nie oznacza, że jakość powietrza na terenie całej strefy nie spełnia określonych kryteriów. Przypisanie strefie klasy C nie oznacza także konieczności prowadzenia intensywnych działań na rzecz poprawy jakości powietrza na obszarze całej strefy. Oznacza natomiast potrzebę podjęcia odpowiednich działań w odniesieniu do wybranych obszarów w strefie i dla określonych zanieczyszczeń.

W ocenie rocznej wykorzystano również wyniki modelowania matematycznego, z których wynika, że na terenie miasta Turek wystąpiło przekroczenie poziomu docelowego dla B(a)P i poziomu celu długoterminowego dla O₃ ze względu na ochronę zdrowia oraz poziomu celu długoterminowego dla O₃ ze względu na ochronę roślin.

Pomiary w strefie wielkopolskiej realizowane były na 12 stacjach pomiarowych. Na terenie miasta Turek nie ma stacji pomiarowych, dlatego przedstawiono wyniki pomiarów ze stacji zlokalizowanej w Koninie przy ul. Wyszyńskiego, znajdującej się najbliżej miasta: Pomiary na tej stacji wykonywane są metodą automatyczną.

W tabelach poniższej podano wyniki pomiarów stężeń substancji uzyskane na ww. stacji.

Tabela 5-1 Wyniki pomiarów pyłu PM₁₀ w 2020 r.

Lokalizacja stanowiska	Stężenie dopuszczalne [µg/m ³]	Uśrednianie 24-godzinne – częstość przekroczenia poziomu dopuszczalnego w roku kalendarzowym	Średnie stężenie dla roku [µg/m ³]
Konin, ul. Wyszyńskiego	40	12	22

Źródło: Roczna ocena jakości powietrza w województwie wielkopolskim za rok 2020

Tabela 5-2 Wyniki pomiarów NO₂ i CO w 2020 r.

Lokalizacja stanowiska	Mierzone zanieczyszczenia		
	NO ₂ [µg/m ³]		CO [mg/m ³]
Okres uśrednienia	1 godz.	1 rok	8 godz.
Konin, ul. Wyszyńskiego	49	13	1

Źródło: Roczna ocena jakości powietrza w województwie wielkopolskim za rok 2020

Tabela 5-3 Wyniki pomiarów O₃ metodą automatyczną w 2020 r.

Lokalizacja stanowiska	L>120 (S8max_d)	L>120 (S8max_d) 3L
Konin, ul. Wyszyńskiego	7	16,0

Źródło: Roczna ocena jakości powietrza w województwie wielkopolskim za rok 2020

Przeprowadzone w 2020 r. pomiary zanieczyszczeń na stacji Konin nie wskazały przekroczeń dopuszczalnego lub docelowego poziomu substancji w powietrzu.

Program ochrony powietrza

Na podstawie wyników rocznej oceny jakości powietrza i klasyfikacji stref Sejmik Województwa Wielkopolskiego Uchwałą nr XXI/391/20 z dnia 13 lipca 2020 r. przyjął Program ochrony powietrza dla strefy wielkopolskiej, który jest aktualizacją Programu przyjętego przez Sejmik Województwa uchwałą XXXIII/853/17 z dnia 24 lipca 2017 r. Aktualizacja ww. dokumentu wynika z zapisów ustawy Prawo ochrony środowiska, która wskazuje na konieczność opracowania aktualizacji Programu ochrony powietrza co 3 lata w przypadku, gdy nadal notowane są przekroczenia norm jakości powietrza. Rokiem bazowym dla aktualizacji POP jest rok 2018, a realizację zadań naprawczych w harmonogramie rzeczowo-finansowym przewidziano do roku 2026. Zgodnie z opracowaną oceną jakości powietrza, na terenie województwa wielkopolskiego w 2018 r. zarejestrowano przekroczenia dopuszczalnej wartości stężenia średniorocznego pyłu PM_{2,5} oraz utrzymujące się przekroczenia wartości normatywnych pyłu PM₁₀ i benzo(a)pirenu w strefie wielkopolskiej. Działania korygujące zaproponowane do realizacji w omawianej aktualizacji POP mają na celu zmianę stanu jakości powietrza w strefie, aby w roku prognozy 2026, przekroczenia stężeń substancji w powietrzu nie były rejestrowane.

Do planowanych działania naprawcze w strefie wielkopolskiej wskazanych w POP zaliczamy:

- ograniczenie emisji z ogrzewania indywidualnego w komunalnym zasobie mieszkaniowym i budynkach użyteczności publicznej – WpZOA;
- zachęty finansowe na modernizację budynków mieszkalnych oraz na wymianę kotłów, pieców i palenisk – WpDOT;
- inwentaryzację źródeł ogrzewania indywidualnego – WpIZE;
- kontrolę realizacji uchwały stosowania paliw stałych - WpKUA,
- termomodernizację budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej – WpTMB;
- obniżenie emisji komunikacyjnej poprzez regularne utrzymanie czystości ulic oraz zakaz stosowania spalinowych i elektrycznych dmuchaw do liści – WpMMU;
- ochronę i zwiększanie udziału zieleni w przestrzeni gmin miejskich – WpZUZ;
- edukacja ekologiczna – WpEEK;
- zapisy w planach zagospodarowania przestrzennego WpPZP.

W przypadku stosowania indywidualnych systemów grzewczych opalanych paliwami stałymi wskazane jest stosowanie wysokosprawnych kotłów. Ponadto zaleca się rozwój sieci gazowych, rozbudowę i modernizację sieci ciepłowniczych zapewniających podłączenie nowych użytkowników, projektowanie linii zabudowy uwzględniając zapewnienie „przewietrzania” terenów ze szczególnym uwzględnieniem terenów o gęstej zabudowie oraz zwiększenie powierzchni terenów zielonych (nasadzenia drzew i krzewów), a także rozwój komunikacji publicznej oraz wdrożenie energooszczędnych i niskoemisyjnych rozwiązań w transporcie publicznym.

Poniżej wymieniono kierunki działań (ciągłych), które powinny być realizowane przez władze samorządowe, zakłady przemysłowe i usługowe, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe oraz mieszkańców województwa, szczególnie w obszarach przekroczeń substancji w powietrzu, ale także poza tymi obszarami, które będą skutkować redukcją poziomów substancji w powietrzu, istotne z punktu widzenia aktualizacji założeń:

- ➔ w zakresie ograniczania emisji powierzchniowej – przedsiębiorstwa energetyczne, jednostki samorządu terytorialnego, mieszkańcy:
 - rozbudowa sieci gazowych i centralnych systemów zaopatrywania w energię ciepłą,
 - współpraca samorządów z dostawcami ciepła sieciowego, paliw gazowych;
- ➔ w zakresie ograniczenia emisji z istotnych źródeł punktowych – energetyczne spalanie paliwa i źródła technologiczne – przedsiębiorstwa energetyczne, zakłady przemysłowe:
 - stosowanie wysokoefektywnych technik ochrony powietrza,
 - stosowanie OZE i zmniejszenie strat przesyłu energii,
 - optymalizacja procesów produkcji w celu ograniczenia emisji substancji do powietrza,
 - stopniowe wprowadzanie BAT i dostosowanie do wymogów emisyjnych zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE (IED),
- ➔ w zakresie planowania działań i planowania przestrzennego – jednostki samorządu terytorialnego:
 - uwzględnienie w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego i miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego sposobów zabudowy i zagospodarowania terenu umożliwiających ograniczenie emisji pyłów, poprzez np. działania polegające na zachowaniu istniejących terenów zieleni i wolnych od zabudowy celem lepszego przewietrzania miasta,
 - ustalanie sposobu zaopatrywania w ciepło, zalecenie instalowania ogrzewania niskoemisyjnego w nowej zabudowie i podłączenia nowych odbiorców do sieci ciepłowniczej, w rejonach oddziaływania m.s.c.,
 - planowanie rozbudowy miast w sposób zapobiegający zbytniemu „rozlewaniu się miast”.

Szacunkowa liczba kotłów (w tym piecy kaflowych), które powinny zostać wymienione na terenie gminy miejskiej Turek celem wypełnienia zapisów uchwały antysmogowej od 2021 do połowy 2026 r. to 4 641 szt. (w tym liczba kotłów do wymiany w mieszkaniowym zasobie komunalnym w latach 2021-2024 wynosi 7 szt.).

Szacowany efekt ekologiczny wymiany kotłów na terenie gminy miejskiej Turek od 2021 do połowy 2026 r. to: ok. 225 Mg PM₁₀, ok. 178 Mg PM_{2,5} ok. 113 kg B(a)P.

Uchwała antysmogowa

Od 1 maja 2018 r. na terenie całego Województwa Wielkopolskiego obowiązują uchwały antysmogowe, które zakazują stosowania najgorszej jakości paliw stałych, np. bardzo drobnego miazu lub węgla brunatnego czy flotokonzentratu. Wprowadzone zostały także ograniczenia dla kotłów oraz tzw. miejscowych ogrzewaczy np. kominków i pieców. Wszystkie nowe kotły po 1 maja 2018 r. muszą zapewnić możliwość wyłącznie automatycznego podawania paliwa, wysoką efektywność energetyczną oraz dotrzymanie norm emisyjnych. Nie mogą również posiadać rusztu awaryjnego oraz możliwości jego zamontowania. Kotły zainstalowane przed wejściem w życie uchwał antysmogowych i niespełniające ich wymagań muszą być wymienione w 2 etapach:

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

Kotły tzw. 5 klasy, zainstalowane przed wejściem w życie uchwał, mogą być użytkowane dożywno. Ponadto, miejscowe ogrzewacze pomieszczeń (piece, kominki, kozy) zainstalowane przed wejściem w życie uchwał antysmogowych i niespełniające ich wymagań muszą być wymienione do 1 stycznia 2026 r.

Na terenie miasta Turek obowiązuje uchwała nr XXXIX/941/17 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 18 grudnia 2017 r. w sprawie wprowadzania, na obszarze województwa wielkopolskiego (z wyłączeniem Miasta Poznania oraz Miasta Kalisza), ograniczeń lub zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw.

5.3. Wody powierzchniowe

Miasto Turek leży w zlewni rzeki Warty. Teren miasta odwadnia przepływający przez gminę wiejską Turek, jej lewobrzeżny dopływ – rzeka Kiełbaska, która poza terenem miasta przyjmuje dwa ciekli zbierające wody z terenu Turku: Folusz i Zdrojkę (Kanał Obrzębiński).

Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Poznaniu na podstawie „Planu gospodarowania wodami na obszarze dorzecza Odry” (Dz.U. 2016, poz. 1967) sporządził „Informacje o JCW wg gmin dla PGW 2016-2021”. Wg powyższego region wodny Warty obejmuje łącznie 7 Jednolitych Części Wód Powierzchniowych (JCWP) zlokalizowanych w granicach miasta Turek.

Ich charakterystykę przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 5-4 Charakterystyka JCWP dla miasta Turku

JCWP nazwa, kod	Status JCWP	Stan JCWP	Cele środowiskowe	Ocena ryzyka nieosiągnięcia celów	Czynniki determinujące zagrożenie	Odstępstwa
Struga Janiszewska (PLRW600017183344)	silnie zmieniona część wód	zły	dobry potencjał ekologiczny, dobry stan chemiczny	zagrożona	brak możliwości wskazania przyczyn	przedłużenie terminu osiągnięcia celu do 2021 r.
Dopływ z Małoszyny (PLRW600023183346)	naturalna część wód	dobry	dobry stan ekologiczny, dobry stan chemiczny	niezagrożona	nie dotyczy	nie dotyczy
Topiec (PLRW600023183512)	silnie zmieniona część wód	zły	dobry potencjał ekologiczny, dobry stan chemiczny	zagrożona	nie zidentyfikowano presji	przedłużenie terminu osiągnięcia celu do 2027 r.
Powa (PLRW600023183529)	naturalna część wód	zły	dobry stan ekologiczny, dobry stan chemiczny	zagrożona	nie zidentyfikowano presji	przedłużenie terminu osiągnięcia celu do 2021 r.
Teleszyna (PLRW6000171833129)	silnie zmieniona część wód	zły	dobry potencjał ekologiczny, dobry stan chemiczny	zagrożona	nie zidentyfikowano presji	przedłużenie terminu osiągnięcia celu do 2027 r.
Kiełbaska do Strugi Janiszewskiej (PLRW6000231833439)	naturalna część wód	dobry	dobry stan ekologiczny, dobry stan chemiczny	niezagrożona	nie dotyczy	nie dotyczy
Struga Mikulicka (PLRW60001718331229)	naturalna część wód	zły	dobry stan ekologiczny, dobry stan chemiczny	zagrożona	presja komunalna	przedłużenie terminu osiągnięcia celu do 2021 r.

Źródło: www.poznań.wody.gov.pl/nasze-działania/mapy-jednolite-czesci-wod

Monitoring jakości wód jest jednym z podsystemów państwowego monitoringu środowiska prowadzonego przez Inspekcję Ochrony Środowiska. Celem jego funkcjonowania jest, na podstawie art. 26 ustawy Prawo ochrony środowiska, uzyskiwanie informacji i danych dotyczących jakości wód.

Ocena stanu jednolitych części wód powierzchniowych wykonywana jest na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 21 lipca 2016 r. w sprawie sposobu klasyfikacji stanu jednolitych części wód powierzchniowych oraz środowiskowych norm jakości dla substancji priorytetowych oraz Wytycznych GIOŚ.

Ocena stanu jednolitych części wód rzek i zbiorników zaporowych wykonana została w latach 2014-2019 na podstawie monitoringu GIOŚ. W tym czasie badania (w różnych latach) prowadzone były w 6 punktach pomiarowo-kontrolnych (patrz tabela poniżej).

Tabela 5-5 Klasyfikacja stanu/potencjału ekologicznego i chemicznego wód w wybranych punktach pomiarowo-kontrolnych

Lp.	Nazwa i kod JCWP	Nazwa punktu pomiarowo-kontrolnego	Rok badań *	Stan/potencjał ekologiczny	Stan chemiczny	Ocena stanu JCWP
1	Struga Janiszewska (PLRW600017183344)	Struga Janiszewska - Janiszew	2019	umiarkowany potencjał ekologiczny	poniżej dobrego	zły stan wód
2	Topiec (PLRW600023183512)	Topiec – Drażno Holendry	2019	umiarkowany potencjał ekologiczny	poniżej dobrego	zły stan wód
3	Powa (PLRW600023183529)	Powa – Rumin	2017	umiarkowany stan ekologiczny	poniżej dobrego	zły stan wód
4	Teleszyna (PLRW6000171833129)	Teleszyna - Dobrów	2017	umiarkowany potencjał ekologiczny	poniżej dobrego	zły stan wód
5	Kielbaska do Strugi Janiszewskiej (PLRW6000231833439)	Kielbaska - Brudzew	2018	umiarkowany stan ekologiczny	poniżej dobrego	zły stan wód
6	Struga Mikulicka (PLRW60001718331229)	Struga Mikulicka - Mikulice	2017	umiarkowany stan ekologiczny	poniżej dobrego	zły stan wód

Źródło: Ocena stanu jednolitych części wód rzek i zbiorników zaporowych w latach 2014-2019 na podstawie monitoringu – GIOŚ

* „Rok badań” ujęty w tabeli dotyczy tylko najnowszych badań stanu / potencjału ekologicznego, natomiast klasyfikacji stanu chemicznego i oceny stanu wód JCWP – wykonano (w przypadku wszystkich ww. JCWP) w 2019 r.

Jak wykazały badania stan wód JCWP oceniono jako zły.

Celem środowiskowym będzie osiągnięcie co najmniej dobrego stanu ekologicznego, ponadto w celu osiągnięcia dobrego stanu konieczne jest utrzymanie co najmniej dobrego stanu chemicznego.

5.4. Wody podziemne

Wody podziemne występują w kilku poziomach: czwartorzędowym – pokrywowych piaskach i żwirach oraz kredowym – w spękanych marglach kredy górnej oraz sporadycznie w piaskach i piaskowcach miocenu.

Obszary występowania użytkowych wód podziemnych (poziomu czwartorzędowego) w dolinach rzecznych i pradolinach położone są na wschód od miasta. Głównym zbiornikiem wód podziemnych, objętym reżimem najwyższej ochrony (ONO), jest w rejonie Turku górnokredowy zbiornik szczelinowoporowy Turek-Konin-Koło (GZWP nr 151), w którym użytkowe poziomy wodonośne zalegają na głębokości kilkunastu do kilkudziesięciu m p.p.t.

Zgodnie z danymi Państwowej Służby Hydrogeologicznej (wg nowej wersji podziału na Jednolite Części Wód Podziemnych, obowiązującego od 2016 r.) miasto Turek zlokalizowane jest w obrębie JCWPd nr 71 (PLGW600071).

JCWPd nr 71 – składa się z 3 pięter wodonośnych:

- piętro czwartorzędu (porowe) – tworzone przez piaski i żwiry,
- piętro neogeńskie (porowe) – tworzone przez piaski,
- piętro kredowe (szczelinowo-porowe) – tworzone przez margle, margle piaszczyste z uławiczeniami wapieni, geiz wapnistych i piaskowców ,

Zasilanie poziomu czwartorzędowego następuje poprzez infiltrację wód opadowych. Lokalnie poziom ten pozostaje w łączności hydraulicznej z poziomem kredowym. Wody podziemne poziomu neogeńskiego spływają w kierunku dolin rzek Czarnej Strugi, Powy i Warty. Spąg wodonośnych piasków miocenu oddzielony jest od utworów kredy górnej kilkumetrową warstwą mułków i zwiertelin. Zasilanie mioceńskiego poziomu wodonośnego następuje głównie przez okna hydrogeologiczne, na drodze przesączania wód z piętra czwartorzędowego oraz infiltracji opadów atmosferycznych. Piętro kredowe zasilane jest głównie przez przesączanie się wód z nadległych poziomów czwartorzędowego i mioceńskiego, a w miejscu gdzie brak nadległych poziomów wodonośnych przez infiltrację opadów atmosferycznych oraz okresowo z wód powierzchniowych.

Charakterystykę JCWPd nr 71 przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 5-6 Charakterystyka JCWPd nr 71 (PLGW600071) dla miasta Turku

Kod JCW	Cel środowiskowy	Ocena ryzyka nieosiągnięcia celów	Przedłużenie terminu osiągnięcia celu	Realizacja inwestycji wymagającej odstępstwa
PLGW600071	dobry stan chemiczny, dobry stan ilościowy	zagrożona	nie dotyczy	eksploatacja węgla brunatnego ze złoża „Piaski”

Źródło: www.poznań.wody.gov.pl/nasze-działania/mapy-jednolite-czesci-wod

Ocena stanu JCWPd prowadzona jest przez Głównego Inspektora Ochrony Środowiska (GIOŚ) w ramach realizacji przedsięwzięcia pt.: „Monitoring stanu chemicznego oraz ocena stanu jednolitych części wód podziemnych w dorzeczach w latach 2018–2021”. Na zlecenie GIOŚ badania przeprowadza Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. JCWPd nr 71 objęty był badaniami monitoringowymi w roku 2019. Wyniki wskazują, iż jednostkę cechuje dobry stan ilościowy i dobry stan chemiczny wód, co jest równoznaczne z osiągnięciem wyznaczonych celów środowiskowych.

W 2020 r. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, na zlecenie Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska, w ramach Państwowego Monitoringu Środowiska, przeprowadził monitoring operacyjny stanu chemicznego wybranych jednolitych części wód podziemnych. Próbkę pobrano w wyznaczonych punktach pomiarowych. Na terenie Turku znajdował się jeden punkt pomiarowy. Wyniki poddano analizie i wyznaczono klasę jakości wód podziemnych (patrz tabela poniżej).

Tabela 5-7 Klasy jakości wód podziemnych JCWPd 71 w punktach monitoringu diagnostycznego

Nr punktu pomiarowego	Lokalizacja	Typ ośrodka wodonośnego	Rodzaj punktu pomiarowego	Użytkowanie terenu	Klasa jakości wód
495	Turek (gm. miejska)	porowo-szczelinowy	st. wiercona	zabudowa miejska luźna	II – wody dobrej jakości

Źródło: GIOŚ - Klasy jakości wód podziemnych - monitoring jakości wód podziemnych - monitoring operacyjny- 2020

Z badań wynika, że wody w tym punkcie zostały zakwalifikowane do wód o II klasie jakości, co oznacza dobry stan ekologiczny lub dobry potencjał ekologiczny. Wartości parametrów fizyko-chemicznych mieszczą się w zakresie, który oznacza, że ekosystem funkcjonuje zgodnie ze swoim typem oraz niewpływającym negatywnie na elementy biologiczne.

Miasto Turek zaopatrywane jest w wodę z dwóch ujęć wód podziemnych:

- z ujęcia „Muchlina” zlokalizowanego w zachodniej części miasta,
- z ujęcia „Obrębizna” zlokalizowanego przy północnej granicy miasta.

Studnie ujęć poboru wód posiadają strefy ochrony bezpośredniej (teren ogrodzony). Nie mają wyznaczonej strefy ochrony pośredniej. Zgodnie z art. 127 ustawy Prawo Wodne (tekst jednolity: Dz.U. 2021, poz. 624 ze zm.) na terenie bezpośredniej ochrony ujęcia wód zakazane jest użytkowanie gruntów do celów niezwiązanych z eksploatacją tego ujęcia.

Wody geotermalne

Według sporządzonego „Atlasu zasobów geotermalnych w formacji mezozoicznej na Niziu Polskim” pod zwierzchnictwem prof. Wojciecha Góreckiego, dla geoenergetyki wyjątkowe znaczenie mają złoża zawarte w dolnokredowych basenach na terenie Niziu Polskiego. Najbardziej perspektywiczną strefą wód termalnych w zbiorniku dolnokredowym (o temperaturze wód 85-100°C) jest północno-wschodnia część Niecki Mogileńsko-Łódzkiej, którą tworzy pas: Zduńska Wola – Łęczycza – Uniejów – Turek – Kłodawa – Konin – Ślesin – Strzelno – Mogilno – Gniezno – Janowiec Wielkopolski – Damasławek – Wągrowiec. W województwie łódzkim – w Uniejowie, znajdującym się w pobliżu miasta Turek, występują wody termalne w zbiorniku dolnokredowym, gdzie gorąca woda termalna wydobywana jest otworem eksploatacyjnym przy zastosowaniu pompy głębinowej. Podstawą planowania wykorzystania wód geotermalnych na terenie miasta Turek jest rozpoznanie złoża wód termalnych o użytecznej temperaturze na wypływie oraz wymaganej wydajności.

W związku z powyższym, w 2018 r. Miasto Turek pozyskało z NFOŚiGW środki na wykonanie odwiertu geotermalnego - otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego Turek GT-1, w celu ujęcia wód termalnych na działce należącej do gminy miejskiej Turek, położonej w Tureckiej Strefie Produkcyjnej. Wynikiem działań było wykonanie odwiertu poszukiwawczego wód geotermalnych na poziomie 2 169 m i temperaturze 80°C. Badana woda jest solanką o mineralizacji ok. 132 g/l oraz charakteryzuje się dobrym przepływem 54 m³/h. Głębokość warstwy wody wynosi 50 m.

Następnie w 2019 r. spółka PGKiM Sp. z o.o. złożyła wniosek pod nazwą „Wykonanie odwiertu Turek GT-2, budowa ciepłowni geotermalnej oraz rurociągu pomiędzy odwiertem Turek GT-1 i odwiertem Turek GT-2”. Wniosek uzyskał pozytywną ocenę formalną i w styczniu 2021 r. znalazł się na liście do dofinansowania. Wartość brutto realizowanej inwestycji szacowana jest na ok. 55 mln zł. Planowana ciepłownia geotermalna zostanie zlokalizowana na terenach Tureckiej Strefy Inwestycyjnej w pobliżu ul. Korytkowskiej w pobliżu istniejącej ciepłowni GETEC. Drugi otwór geotermalny ma być głębszy od poprzedniego i wynosić ok. 2 210 m. Ciepłownia geotermalną będzie pracowała w oparciu o wymiennik geotermalny i zespół elektrycznych sprężarkowych pomp ciepła przy współpracy z kogeneracją. Maksymalna moc cieplna ciepłowni wyniesie ok. 6,6 MW. Gorąca woda przeznaczona będzie na rzecz wspomaganego ogrzewania miasta, a w przyszłości również do celów rekreacyjnych.

5.5. Obszary chronione

Zgodnie z „Centralnym Rejestrem Form Ochrony Przyrody” prowadzonym przez Generalną Dyrekcję Ochrony Środowiska w granicach administracyjnych Turku zlokalizowane są dwa pomniki przyrody utworzone rozporządzeniami Wojewody Konińskiego, tj.:

- gład narzutowy z granitu czerwonego przy ul. Gorzelnianej,
- lipa drobnolistna przy ul. Szkolnej 3.

Od północy i zachodu wzdłuż granicy miasta przebiega granica Złotogórskiego Obszaru Chronionego Krajobrazu utworzonego uchwałą władz wojewódzkich w Koninie w 1986 r. Obszar Złotogórski zajmuje powierzchnię 310 km². Zachodnia granica poczynając od miejscowości Tuliszków biegnie przez Żychlin, Brzeźno, doliną Warty aż do Cichowa, następnie przez Nową Wieś i inne miejscowości zatacza koło do Tuliszkowa. Ochroną objęto rzeźbę terenu części wysoczyzny Tureckiej, subregionu Pagórków Złotogórskich. W obszarze znalazły się 3 skupienia pagórków (Góry Szadowskie, Karpaty i Złote Góry), mające tę samą genezę i jednakowy charakter rzeźby, osiągające najwyższe na tym terenie wysokości bezwzględne i największe deniwelacje. Są to formy szczelinowe powstałe w czasie zlodowacenia środkowopolskiego, zbudowane z łatwo przepuszczalnych osadów piaszczysto-żwirowych, podatnych na erozję. Lasy porastające te pagórki mają charakter glebochronny. Przez środek obszaru przepływa rzeka Topiec – jej liczne źródła z wysiękami w gruncie żwirowym lub torfowo-żwirowym, znajdują się w lesie koło wsi Ruda oraz na gruntach prywatnych we wsiach: Jabłonna, Przyborów, Wyszyna i Adamów.

Na terenie miasta nie ma obszarów NATURA 2000.

Przeprowadzenie oceny walorów przyrodniczych przedmiotowego obszaru, oceny występowania gatunków chronionych oraz określenie na nie wpływu realizacji ustaleń projektu realizowanego będzie po zdefiniowaniu konkretnej inwestycji i pozostaje w gestii inwestora.

5.6. Korytarze ekologiczne

W granicach miasta nie przebiegają korytarze ekologiczne objęte ochroną.

5.7. Gleby

W południowej części miasta przeważają duże, zwarte kompleksy gleb wysokich klas bonitacyjnych (kl. IIIa-IIIb), głównie gleby brunatne właściwe. W istniejącej zabudowie miasta występują gleby kl. IVa i IVb. Nieduże płyty gleb kompleksów żytnich: bardzo dobrego i dobrego występują u podnóża wysoczyzny morenowej, w zachodniej części Turku. Wschodnie i północne obrzeża miasta oraz doliny cieków i niektórych obniżen terenowych zdominowane są przez słabe gleby napiaskowe, kl. V i VI, zaliczane zarówno do jałowych i przesuszonych kompleksów żytnich, jak i okresowo nadmiernie uwilgoconych gleb kompleksów zbożowo-pastewnych: mocnego i słabego. W Turku gleby mają zmienioną strukturę i stosunki wilgotnościowe, bądź są zdegradowane wskutek eksploatacji węgla brunatnego.

Głównymi czynnikami powodującymi degradację chemiczną gleb są: nadmierna zawartość metali ciężkich (tj. kadm, miedź, nikiel) oraz innych substancji chemicznych (np. ropopochodnych), zasolenie, nadmierna alkalizacja oraz zakwaszenie przez związki siarki i azotu.

Program „Monitoring chemizmu gleb ornych Polski” stanowi element Państwowego Monitoringu Środowiska w zakresie jakości gleb i ziemi. Celem programu jest ocena stanu zanieczyszczenia i zmian właściwości gleb w wymiarze czasowym i przestrzennym.

Ostatnie badania jakości gleb wykonywano w latach 2015-2017. Na terenie województwa wielkopolskiego badania wykonano w 17 punktach pomiarowo-kontrolnych, m.in. w powiecie tureckim na terenie gminy Przykona w miejscowości Smulsko. Z przeprowadzonych badań wynika, że występujące tam gleby charakteryzują się odczynem obojętnym. Na omawianym terenie nie stwierdzono nadmiernego zasolenia oraz zanieczyszczenia siarką, radioaktywność gleby pozostawała na poziomie typowym dla gleb rolniczych nieskażonych, stwierdzono naturalną zawartość metali śladowych: cynku, miedzi, niklu, kadmu, ołowiu oraz nie stwierdzono zanieczyszczenia gleb związkami WWA i pestycydami.

5.8. Hałas

Mapy akustyczne sporządzone dla terenu największych miast Wielkopolski – Poznania i Kalisza, a także dla otoczenia dróg i linii kolejowych o największym natężeniu ruchu, określają stan klimatu akustycznego województwa na obszarach poddanych silnej antropopresji. Jak wynika ze zgromadzonego materiału, w województwie wielkopolskim zarówno mieszkańcy dużych aglomeracji miejskich, jak też obszarów wiejskich i mniejszych miast narażeni są na wysokie poziomy hałasu w środowisku. Główną przyczyną stwierdzonych uciążliwości jest hałas drogowy.

Na terenie miasta Turek głównymi źródłami emisji hałasu do środowiska jest hałas komunikacyjny. Przez teren miasta przebiegają szlaki drogowe, które w istotny sposób pogarszają klimat akustyczny. Działania w zakresie ochrony przed hałasem drogowym są w znacznej części identyczne z działaniami ukierunkowanymi na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do powietrza, której źródłem jest transport drogowy (budowa obwodnic, modernizacja dróg, zwiększenie udziału transportu zbiorowego). Na poziom hałasu komunikacyjnego wpływają: natężenie ruchu, prędkość ruchu, stan techniczny pojazdów oraz stan nawierzchni dróg.

Przez Turek przebiegają:

- drogi krajowe: nr 72 (Konin - Łódź - Rawa Mazowiecka, przebiegająca przez miasto ulicami: Konińską, Łąkową, Niepodległości, Uniejowską) oraz nr 83 (z Turku do Sieradza – wzdłuż ul. Dobrskiej);
- droga wojewódzka nr 470 (z Kalisza do Koła, przebiegająca przez miasto ulicami: Obwodnica Północna i Kaliska).

Miasto nie posiada obecnie połączenia kolejowego; również trasa kolejki wąskotorowej nie jest aktualnie wykorzystywana.

Do zadań Państwowego Monitoringu Środowiska, zgodnie z art. 117 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity: Dz.U. 2021, poz. 1973) należy ocena stanu akustycznego środowiska i obserwacja zmian. na podstawie wyników pomiarów monitoringowych hałasu drogowego w województwie wielkopolskim jest corocznie opracowywana przez Główny Inspektorat Ochrony Środowiska, Departament Monitoringu Środowiska, Regionalny Wydział Monitoringu Środowiska w Poznaniu (ostatnia obejmuje 2019 r.).

Badania monitoringowe hałasu w 2019 r. w województwie wielkopolskim w ramach pomiaru hałasu drogowego zrealizowano łącznie w 16 punktach, w rejonie zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej, wielorodzinnej lub mieszkaniowo-usługowej. Stanowiska pomiarowe usytuowano na granicy terenów podlegających ochronie akustycznej lub w odległościach odpowiadających położeniu linii zabudowy chronionej. Mikrofon był umieszczony na wysokości 4 m nad poziomem gruntu.

Na obszarze miasta Turek w 2019 r. nie były prowadzone monitoringowe pomiary hałasu. Punkty znajdujące się najbliżej miasta oraz w pobliżu dróg przebiegających przez miasto Turek zlokalizowano w miejscowościach:

- Turkowice 111, droga krajowa 83, na granicy terenu zabudowy mieszkaniowo-usługowej, punkt oceny długookresowego poziomu hałasu (badania akustyczne prowadzone są zarówno w dni powszednie, jak i w weekendy, w porze wiosennej, letniej oraz jesienno-zimowej) oraz punkt oceny krótkookresowego poziomu hałasu drogowego (pomiary wykonywane tylko w dni powszednie);
- Malanów na ul. Tureckiej 16, droga wojewódzka nr 470, teren zabudowy mieszkaniowo-usługowej, punkt oceny krótkookresowego poziomu hałasu drogowego (pomiary wykonywane tylko w dni powszednie).

Przekroczenia, dopuszczalnych wartości poziomu hałasu w środowisku tj. 65 dB w porze dnia i 56 dB w porze nocy, stwierdzono w miejscowości Turkowice - zarówno w porze dnia jak i w nocy oraz w miejscowości Malanów - tylko w porze nocy.

Istotne zmiany natężenia ruchu dotyczyły jedynie pojazdów ciężkich przy drodze wojewódzkiej nr 470 w Malanowie, co spowodowało istotny spadek poziomu hałasu w porze dnia i nocy.

5.9. Pola elektromagnetyczne

Na terenie miasta istnieje szereg źródeł promieniowania elektromagnetycznego pochodzącego z urządzeń i instalacji energetycznych. Należą do nich sieci wysokich napięć: 110 kV i 220 kV oraz stacje transformatorowe WN/SN. Emisja niejonizującego promieniowania elektromagnetycznego związana jest także ze źródłami emisji fal radiowych (nadajniki radiowe, telewizyjne, czy stacje nadawcze telefonii komórkowej).

Główny Inspektorat Ochrony Środowiska, Departament Monitoringu Środowiska, Regionalny Wydział Monitoringu Środowiska w Poznaniu dokonał oceny poziomów pól elektromagnetycznych w roku 2020 w województwie wielkopolskim w 45 punktach pomiarowych, zlokalizowanych na terenie województwa. Na terenie miasta Turek pomiary przeprowadzono w punkcie pomiarowym zlokalizowanym przy ul. Browarnej 12.

Z wykonanych pomiarów wynika, że wartości nie przekroczyły dopuszczalnego promieniowania elektromagnetycznego (dla przedziału częstotliwości od 3 MHz do 3000 MHz) określonego w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. 2019, poz. 2448). Dla punktu pomiarowego zlokalizowanego w Turku średnie natężenie pola elektrycznego w 2020 r. wynosiło 0,45 V/m.

5.10. Surowce naturalne

Według opracowanego przez Państwowy Instytut Geologiczny, Państwowy Instytut Badawczy „Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce” wg stanu na dzień 31.12.2020 r. na terenie miasta Turek nie występują udokumentowane złoża kopalin.

5.11. Zidentyfikowane problemy ochrony środowiska na terenie miasta

Analiza stanu i jakości głównych elementów środowiska miasta, przeprowadzona w oparciu o dane państwowego monitoringu środowiska oraz diagnozy ujęte w dokumentach strategicznych miasta podejmujących tą problematykę, pozwoliła na wyłonienie głównych problemów związanych z ochroną środowiska w Turku, są to:

- zła jakość powietrza wynikająca głównie z niskiej emisji pochodzącej z sektora komunalno-bytowego,
- zły stan wód powierzchniowych (presja komunalna).

6. Analiza i ocena przewidywanych, znaczących oddziaływań aktualizacji „Założeń...” na poszczególne elementy środowiska

Ocenę oddziaływania celów strategicznych i kierunków działań zawartych w aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”, przeprowadzono zgodnie z wymogami, o których mowa w art. 51 ustawy OoŚ.

Analizując oddziaływania wynikające z realizacji danego działania lub celu na poszczególne komponenty środowiska brano pod uwagę potencjalne oddziaływanie na etapie eksploatacji/funkcjonowania efektów przedsięwzięcia (lub wynikające z osiągnięcia celu) oraz na etapie realizacji zadania. Przedmiotem oceny były możliwe znaczące oddziaływania, w tym oddziaływania bezpośrednie, pośrednie, wtórne, skumulowane, krótkoterminowe, średnioterminowe i długoterminowe, stałe i chwilowe oraz pozytywne i negatywne na poszczególne elementy środowiska. Analizie poddano zarówno wielkość natężenia jak i czas, w jakim to oddziaływanie może powodować znaczące (korzystne lub niekorzystne) skutki dla środowiska.

Dla określenia skali potencjalnego oddziaływania, zastosowano następujące wskaźniki oceny wpływu:

- „—” oddziaływanie negatywne (niekorzystne),
- „+” oddziaływanie pozytywne (korzystne),
- „0” brak oddziaływania,
- „b” oddziaływanie występuje tylko na etapie budowy.

Ze względu na specyfikę i zakres wytyczonych w analizowanym dokumencie celów i kierunków działań, skala oddziaływania danego obszaru interwencji może wywierać skutki zarówno negatywne, jak i pozytywne (—/ +), w zależności np. od miejsca/zasięgu ich występowania. Tego rodzaju sytuacje pojawiają się w przypadku oddziaływań, które powodowane mogą być np. budową/rozbudową/modernizacją sieci elektroenergetycznych WN.

Negatywny wpływ na otoczenie wielokrotnie związany jest z etapem budowy/realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych (—b) i mija w miarę znikania bezpośredniego, niekorzystnego oddziaływania, to jest - po zakończeniu prac budowlanych, nie pozostawiając w środowisku trwałych, negatywnych odkształceń.

W wielu przypadkach rodzaj i natężenie oddziaływania ściśle związane jest z lokalizacją danego zadania. Właściwe (w tym zgodne z mpzp) umiejscowienie określonej inwestycji (przy uwzględnieniu ewentualnych konfliktów społecznych i środowiskowych) znacząco wpłynie na zminimalizowanie i/lub uniknięcie oddziaływań negatywnych.

Realizacja poszczególnych grup działań w ramach określonych w aktualizacji „Założeń...” celów strategicznych i szczegółowych, może generować następujące zmiany stanu środowiska:

- zmiana stanu jakości powietrza atmosferycznego – w kierunku jego poprawy,
- utrzymanie, bądź polepszenie warunków ochrony ekosystemów,
- wzrost komfortu i jakości życia ludzi.

Przedstawiony w niniejszej Prognozie opis zidentyfikowanych oddziaływań skutków realizacji aktualizacji „Założeń...” ściśle powiązany jest z poziomem szczegółowości analizowanego projektu dokumentu.

Niektóre z zamierzeń inwestycyjnych ujętych w dokumencie – wymagać będą przeprowadzenia postępowań w sprawie oceny oddziaływania na środowisko. Ostateczne rozstrzygnięcie co do potrzeby (lub braku konieczności) przeprowadzenia tej oceny winno nastąpić na etapie opracowań projektowych danej inwestycji i ze względu na ogólny zakres tych inwestycji – wymagany przy opracowaniu aktualizacji „Założeń...” – nie stanowi przedmiotu niniejszej Prognozy.

Najważniejsze potencjalne oddziaływania oraz zagrożenia, związane z realizacją celów i kierunków działań zawartych w aktualizacji „Założeń...”, jak również skala ich wpływu na poszczególne elementy środowiska, została przedstawiona w poniższych tabelach, a opis i uzasadnienie najważniejszych znaczących oddziaływań umieszczono pod nimi.

Element środowiska	Cel. Zadanie	Zgrupowane kierunki działań	Rodzaj oddziaływania								
			bezpśrednie = pierwotne	pośrednie = wtórne	skumulowane	krótko-terminowe	średnio-terminowe	dlugo-terminowe	stałe	chwilowe	
Zabytki i dobra materialne	C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	Budowa / rozbudowa / modernizacja sieci elektroenergetycznych oraz modernizacja i rozbudowa stacji	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		budowa / rozbudowa / modernizacja sieci gazowej	0	+	0	0	+	+	+	+	0
Wpływ na ludzi	C1.1, C1.3, C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	budowa / rozbudowa / modernizacja sieci ciepłowniczych	0	+	0	0	+	+	+	+	0
		Budowa / rozbudowa / modernizacja sieci elektroenergetycznych oraz modernizacja i rozbudowa stacji	— b / 0	+	0	— / +	0	— / +	— b / 0	— b / 0	0
Bioróżnorodność	C1.1, C1.3, C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	budowa / rozbudowa / modernizacja sieci gazowej	— b / 0	0	+	— b / 0	+	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
		budowa / rozbudowa / modernizacja sieci ciepłowniczych	— b / 0	0	+	— b / 0	+	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
Zwierzęta	C1.1, C1.3, C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	Budowa / rozbudowa / modernizacja sieci elektroenergetycznych oraz modernizacja i rozbudowa stacji	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		budowa / rozbudowa / modernizacja sieci gazowej	0	+	+	+	+	+	+	+	0
Rośliny	C1.1, C1.3, C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	budowa / rozbudowa / modernizacja sieci ciepłowniczych	0	+	+	+	+	+	+	+	0
		Budowa / rozbudowa / modernizacja sieci elektroenergetycznych oraz modernizacja i rozbudowa stacji	— b / 0	0	0	— b / 0	0	— b / 0	— b / 0	— b / 0	— b / 0
	C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	linia WN, stacja WN/SN	— b / 0	0	0	— b / 0	0	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
		linia SN i nN, stacja SN/nN	— b / 0	0	0	— b / 0	0	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
	C1.1, C1.3, C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	budowa / rozbudowa / modernizacja sieci gazowej	— b / 0	+	+	— b / 0	+	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
		budowa / rozbudowa / modernizacja sieci ciepłowniczych	— b / 0	+	+	— b / 0	+	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
	C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	linia WN, stacja WN/SN	— b / 0	0	0	— b / 0	0	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
		linia SN i nN, stacja SN/nN	— b / 0	0	0	— b / 0	0	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
	C1.1, C1.3, C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	budowa / rozbudowa / modernizacja sieci gazowej	— b / 0	+	+	— b / 0	+	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
		budowa / rozbudowa / modernizacja sieci ciepłowniczych	— b / 0	+	+	— b / 0	+	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
	C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	Budowa / rozbudowa / modernizacja sieci elektroenergetycznych oraz modernizacja i rozbudowa stacji	— b / 0	0	0	— b / 0	0	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
		budowa / rozbudowa / modernizacja sieci gazowej	— b / 0	+	+	— b / 0	+	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
	C1.1, C1.3, C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	budowa / rozbudowa / modernizacja sieci ciepłowniczych	— b / 0	+	+	— b / 0	+	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
		Budowa / rozbudowa / modernizacja sieci elektroenergetycznych oraz modernizacja i rozbudowa stacji	— b / 0	0	0	— b / 0	0	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
	C1.1, C1.3, C1.4, C2.1, C2.3, C3.3	budowa / rozbudowa / modernizacja sieci gazowej	— b / 0	+	+	— b / 0	+	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0
		budowa / rozbudowa / modernizacja sieci ciepłowniczych	— b / 0	+	+	— b / 0	+	— b / 0	— b / 0	— b / 0	0

Tabela 6-2 Skala potencjalnego oddziaływania na środowisko zadań i celów ujętych w aktualizacji „Założeń...” związanych z modernizacją i rozbudową źródeł ciepła

Element środowiska	Cel. Zadanie	Zgrupowane kierunki działań	Rodzaj oddziaływania							
			bezośrednie = pierwotne	pośrednie = wtórne	skumulowane	krótko-terminowe	średnio-terminowe	długo-terminowe	stałe	chwilowe
Powietrze	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasilających m.s.c.	— b / +	0	+	— b / 0	+	+	+	— b / 0
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	+	0	+	0	+	+	+	0
	C2.3	kogeneracja rozproszona	— b / 0	0	+	— b / 0	+	+	+	— b / 0
Wody	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasilających m.s.c.	0	0	+	0	+	+	+	0
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	0	0	+	0	+	+	+	0
	C2.3	kogeneracja rozproszona	0	0	0	0	0	0	0	0
Powierzchnia ziemi	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasilających m.s.c.	— b / 0	0	+	— b / 0	+	+	+	— b / 0
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	0	0	+	0	+	+	+	0
	C2.3	kogeneracja rozproszona	— b / 0	0	0	— b / 0	0	0	0	— b / 0
Klimat	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasilających m.s.c.	0	0	+	0	+	+	+	0
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	0	0	+	0	+	+	+	0
	C2.3	kogeneracja rozproszona	0	0	+	0	0	+	+	0
Krajobraz	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasilających m.s.c.	0	0	0	0	0	0	0	0
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	0	0	0	0	0	0	0	0
	C2.3	kogeneracja rozproszona	0	0	0	0	0	0	0	0
Zasoby naturalne	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasilających m.s.c.	0	0	0	0	0	0	0	0
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	0	0	+	0	+	+	+	0
	C2.3	kogeneracja rozproszona	0	0	0	0	0	0	0	0
Zabytki i dobra materialne	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasilających m.s.c.	0	0	+	0	+	+	+	0
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	0	0	0	0	0	0	0	0
	C2.3	kogeneracja rozproszona	— b / 0	+	+	— b / 0	+	+	+	— b / 0
Wpływ na ludzi	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasilających m.s.c.	0	— b / +	+	0	+	+	+	— b / +
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	— b / 0	+	+	— b / 0	+	+	+	— b / 0
	C2.3	kogeneracja rozproszona	0	+	+	0	+	+	+	0
Bioróżnorodność	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasilających m.s.c.	0	+	+	0	+	+	+	0
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	0	+	+	0	+	+	+	0
	C2.3	kogeneracja rozproszona	0	+	+	0	+	+	+	0

Element środowiska	Cel. Zadanie	Zgrupowane kierunki działań	Rodzaj oddziaływania							
			bezpśrednie = pierwotne	pośrednie = wtórne	skumulowane	krótko-terminowe	średnio-terminowe	długo-terminowe	stałe	chwilowe
Zwierzęta	C2.3	kogeneracja rozproszona	0	0	+	0	0	0	0	0
	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasiliających m.s.c.	0	+	+	0	+	+	+	0
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	0	+	+	0	+	+	+	0
Rośliny	C2.3	kogeneracja rozproszona	0	0	+	0	0	0	0	0
	C1.1	modernizacja/przebudowa jednostek wytwórczych zasiliających m.s.c.	0	+	+	0	+	+	+	0
	C3.2, C3.4	zamiana przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych na ekologiczne (likwidacja niskiej emisji)	0	+	+	0	+	+	+	0
	C2.3	kogeneracja rozproszona	0	0	+	0	0	0	0	0

Tabela 6-4 Skala potencjalnego oddziaływania na środowisko pozostałych zadań i celów ujętych w aktualizacji „Założeń...” w obszarze szeroko rozumianej efektywności energetycznej oraz racjonalizacji użytkowania energii

Element środowiska	Cel. Zadanie	Zgrupowane kierunki działań	bezpłodnie = pierwotne = b / 0	pośrednie = wtórne	skumulowane	Rodzaj oddziaływania				stałe	chwilowe = b / 0	
						krótko-terminowe = b / 0	średnio-terminowe	dlugo-terminowe				
Powietrze	C3.4	Wsparanie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	+	+	+	+	+	+	+	+	+	0
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośnikami (w tym rynkowy zakup energii)	0	+	+	+	+	+	+	+	+	0
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeń...”	0	+	+	+	+	+	+	+	+	0
	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	+	0	0	0	0	0	0	0	0
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	+	+	+	+	+	+	+	+	0
Wody	C3.4	Wsparanie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośnikami (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeń...”	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	+	+	+	+	+	+	+	+	0
Powierzchnia ziemi	C3.4	Wsparanie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośnikami (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeń...”	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	+	+	+	+	+	+	+	+	0
Klimat	C3.4	Wsparanie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośnikami (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeń...”	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Krajobraz	C3.4	Wsparanie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośnikami (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeń...”	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PROGNOZA ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO

Aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2021)

Element środowiska	Cel. Zadanie	Zgrupowane kierunki działań	Rodzaj oddziaływania											
			bezośrednie = pierwotne	pośrednie = wtórne	skumulowane	krótko-terminowe	średnio-terminowe	długo-terminowe	stałe	chwilowe				
Zasoby naturalne	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C3.4	Wspieranie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośników (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeniach...”	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C3.4	Wspieranie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośników (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	+	0
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeniach...”	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	+	0
Zabytki i dobra materialne	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C3.4	Wspieranie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośników (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeniach...”	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C3.4	Wspieranie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośników (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeniach...”	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
Wpływ na ludzi	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	+	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	+	+	0	+	+	+	+	+	0	0	
	C3.4	Wspieranie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	+	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośników (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeniach...”	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	+	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	+	+	0	+	+	+	+	+	0	0	
	C3.4	Wspieranie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	+	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośników (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeniach...”	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
Bioróżnorodność	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	+	+	0	+	+	+	+	+	0	0	
	C3.4	Wspieranie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	+	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośników (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeniach...”	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	+	+	0	+	+	+	+	+	0	0	
	C3.4	Wspieranie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	+	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośników (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeniach...”	0	0	+	0	+	+	+	+	+	+	0	
Zwierzęta	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	



Element środowiska	Cel, Zadanie	Zgrupowane kierunki działań	Rodzaj oddziaływania							
			bezpśrednie = pierwotne	pośrednie = wtórne	skumulowane	krótko-terminowe	średnio-terminowe	dlugo-terminowe	stałe	chwilowe
Rośliny	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	+	+	0	+	+	0	0
	C3.4	Wsparanie działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej oraz obiektach użyteczności publicznej	0	+	+	0	+	+	+	0
	C3.1, C1.1÷C1.6	Monitoring i zarządzanie zużyciem i kosztami energii i jej nośników (w tym rynkowy zakup energii)	0	0	+	0	+	+	+	0
	C2.2	Wdrażanie (w procesach administracyjnych i współpracy z PE) ustaleń dot. zaopatrzenia w nośniki energii, przyjętych w dokumentach planistycznych i „Założeniach...”	0	0	+	0	+	+	+	0
	C2.4, C3.5	Monitorowanie stanu jakości i rozwój oświetlenia ulicznego	0	0	0	0	0	0	0	0
	C5.1÷C5.3	Edukacja ekologiczno-energetyczna	0	+	+	0	+	+	0	0

**) pod warunkiem prowadzenia prac termomodernizacyjnych z uwzględnieniem ochrony prawnej siedlisk ptaków (art. 56 ust. 2 ustawy o ochronie przyrody, tekst jednolity Dz.U. 2021, poz. 1098) oraz z zastosowaniem rozwiązań mających na celu zapobieganie łamaniu zakazów dotyczących chronionych gatunków zwierząt, o których mowa w § 6 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 16 grudnia 2016 r. w sprawie ochrony gatunkowej zwierząt (Dz.U. 2016, poz. 2183 z późn. zm.) i dostosowaniu terminu termomodernizacji budynku do okresu lęgowego ptaków.*

6.1. Oddziaływanie na powietrze

Zadania inwestycyjne ukierunkowane na modernizację/przebudowę przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych, termomodernizację budynków, poprawę sprawności wytwarzania energii, stosowanie rozwiązań z wykorzystaniem OZE oraz rozbudowę systemu ciepłowniczego i gazowniczego doprowadzą do zmniejszenia obciążenia środowiska poprzez redukcję wielkości zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery i poprawę jakości powietrza, które to skutki zaliczyć można do oddziaływań korzystnych o charakterze trwałym.

Wylimitowanie przestarzałych technologicznie urządzeń grzewczych i zastosowanie w ich miejsce nowoczesnych systemów o korzystnej dla środowiska charakterystyce energetyczno-emisyjnej, skutkować będzie ograniczeniem niskiej emisji. Natomiast zastosowanie termomodernizacji budynków pozwoli na zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło, a co za tym idzie racjonalizuje zużycie energii i ograniczy niekorzystną emisję do powietrza. Działania te razem zagwarantują bezpośredni i długotrwały pozytywny wpływ na jakość powietrza w mieście.

Likwidacja przestarzałych urządzeń wytwarzających energię, podnoszenie sprawności w źródłach o nieoptymalnych parametrach funkcjonowania, modernizacja sieci dystrybucyjnych, pozwoli na synergii długoterminowych oddziaływań pozytywnych na powietrze i klimat, glebę, faunę i florę oraz przyniesie korzystny wpływ na otoczenie i życie ludzi.

Efekt w postaci równoczesnego zmniejszenia emisji zanieczyszczeń powietrza i zmniejszenia jednostkowego zużycia energii zostanie osiągnięty także poprzez wdrożenie miejscowych instalacji OZE. Zwiększenie udziału wykorzystania energii z OZE pozwoli zmniejszyć zużycie energii pozyskanej w sposób tradycyjny, który powodował znaczne zanieczyszczenie powietrza.

Pośrednie pozytywne oddziaływanie przyniosą również działania edukacyjne w zakresie racjonalizacji wykorzystania energii, które mają na celu podniesienie świadomości ekologicznej i klimatycznej mieszkańców miasta.

Przedstawiony w aktualizacji „Założeń...” kierunek działań związanych z modernizacją źródła systemowego w kierunku układów kogeneracyjnych na bazie gazu ziemnego oraz budowy ciepłowni geotermalnej, wpisuje się w przyjęte cele Polityki energetycznej Polski do 2040 roku. Inwestycje w nisko- i zeroemisyjne źródła ciepła oraz wycofanie węgla z gospodarstw domowych i podłączenia odbiorców do efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego – będą charakteryzować się istotnie pozytywnym oddziaływaniem na stan jakości powietrza.

PGKiM Sp. z o.o. planuje modernizację infrastruktury technicznej oraz budowę nowych sieci ciepłych. Przedsiębiorstwo złożyło wnioski do NFOŚiGW o dofinansowanie wykonania drugiego odwiertu geotermalnego Turek-GT-2 wraz z budową ciepłowni geotermalnej, których lokalizacja planowana jest przy ul. Korytkowskiej, w sąsiedztwie pierwszego odwiertu Turek-GT-1 na działkach należących do Miasta Turek. Planowane przez PGKiM działania ukierunkowane są na podniesienie sprawności funkcjonowania systemu ciepłowniczego oraz na obniżenie emisji zanieczyszczeń do powietrza poprzez ograniczenie spalania węgla w źródle systemowym oraz wdrożenie działań w kierunku układów kogeneracyjnych na bazie gazu ziemnego i pozyskanie ciepła systemowego z OZE (ciepłownia geotermalna), co pozwoli osiągnąć status systemu efektywnego energetycznie w myśl art. 7b ust 4 ustawy Prawo energetyczne (gdzie do produkcji ciepła wykorzystuje się przynajmniej 50% z połączenia kogeneracji ze źródłem odnawialnym).

Z tego względu oddziaływanie tej inwestycji należy rozpatrywać w aspekcie skumulowanym i długofalowym, które odznaczać się będzie pozytywnym skutkiem szczególnie dla jakości powietrza i zdrowia ludzi (obniżenie emisji pyłu w powietrzu, wzrost komfortu cieplnego mieszkańców).

Natomiast niekorzystne oddziaływania na jakość powietrza zidentyfikowano przede wszystkim w związku z etapem budowy/realizacji poszczególnych działań inwestycyjnych. Oddziaływania te będą mieć charakter bezpośredni, ale ograniczony czasowo. Prace budowlane i modernizacyjne wpłyną niekorzystnie na czystość powietrza poprzez emisję pyłów i gazów pochodzących z placów budowy. Ponadto uciążliwość może stanowić emisja hałasu w trakcie realizacji robót, przez pracujące pojazdy, maszyny i urządzenia. Jednak wymienione uciążliwości ze względu na swój charakter będą oddziaływały lokalnie i krótkotrwale (ustaną po zakończeniu prac budowlanych).

W celu ochrony powietrza w trakcie prowadzonych prac związanych z wykonaniem odwiertu geotermalnego należy właściwie przechowywać i użytkować materiały pyliste, stosować oleje napędowe dobrej jakości z minimalną ilością siarki oraz przestrzegać terminów przeglądów i remontów silników spalinowych.

Ograniczeniu tego niekorzystnego oddziaływania na powietrze sprzyja:

- zwilżanie powierzchni terenu i zwilżanie sypkiego materiału składowanego na przyczepach (piasek) w porze bezdeszczowej,
- sztuczne bariery, jakimi są m. in. parkany okalające plac budowy,
- unikanie warunków sprzyjających pyleniu podczas przesypywania sypkiego materiału (np. załadunek ciężarówek za pomocą przenośnika taśmowego – należy minimalizować wysokość, z jakiej materiał spada do skrzyni ładunkowej);
- szybkie zagospodarowanie odśnieżonej powierzchni (narażonej na działanie wiatrów);
- zastosowanie mechanicznych środków do oczyszczania kół (mycie kół), oraz zamiatanie na mokro odcinka ulicy, na który wyjeżdżają samochody z budowy.

Miasto Turek położone jest w województwie wielkopolskim, dla którego Regionalny Wydział Monitoringu Środowiska (w Poznaniu) Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska dokonuje corocznie oceny jakości powietrza atmosferycznego. Zgodnie z opracowaną oceną w strefie wielkopolskiej (w skład której wchodzi miasto Turek) w 2020 r. zarejestrowano przekroczenia dopuszczalnej wartości stężenia średniorocznego benzo(a)pirenu. Wyniki pomiarów przedstawione w ww. ocenie jakości powietrza dały podstawę do nadania strefie wielkopolskiej klasy C dla kryterium ochrony zdrowia ze względu na przekroczenia stężeń dopuszczalnych dla benzo(a)pirenu. Przekroczenia utrzymywały się głównie w miesiącach zimowych. Można więc przypuszczać, że główną przyczyną zanieczyszczenia powietrza jest spalanie paliw stałych w paleniskach domowych, często przestarzałych, podłączonych do niskich kominów, nierzadko nieoczyszczonych, w których temperatura spalania jest zbyt niska, co prowadzi do niepełnego przebiegu procesu, powodując emisję sadzy oraz zawartych w niej chemicznych związków organicznych. Proces ten pogłębia używanie nieodpowiednich paliw, tj.: niskokalorycznego węgla kamiennego albo niewysuszonego drewna. Z tego względu, szczególnie pozytywnym oddziaływaniem na powietrze będą się charakteryzować działania ukierunkowane na likwidację niskiej emisji oraz modernizację/przebudowę jednostek wytwórczych zasilających m.s.c. (zmniejszenie ilości zanieczyszczeń gazowych i pyłowych kierowanych do atmosfery).

6.2. Oddziaływanie na klimat

Ochrona przed zmianami klimatycznymi możliwa jest w przypadku stosowania rozwiązań prowadzących do ograniczenia emisji CO₂ do atmosfery poprzez m.in. zmniejszenie energochłonności produkcji, zmniejszenie zużycia energii cieplnej i elektrycznej oraz zmiany w sposobach i strukturze pozyskiwania energii.

Zakładany rozwój energetyki odnawialnej będzie miał duży wpływ na poprawę stanu środowiska, a pośrednio na zdrowie ludzi. Istotna dla zdrowia ludzi będzie tu szansa na spadek zagrożenia globalnym ociepleniem klimatu. Gazy wyemitowane dotychczas przez działalność człowieka, mimo zabiegania o ograniczanie emisji, będą wciąż oddziaływać negatywnie na klimat przez wiele lat. Jednak redukcja emisji pozwoli zwolnić tempo zmian klimatu. Dlatego najistotniejszą rzeczą obecnie jest dążenie do spalania mniejszych ilości paliw kopalnych, co w konsekwencji będzie prowadzić do obniżenia emisji gazów cieplarnianych, a co za tym idzie zmniejszenia wzrostu średniej temperatury. Globalne ocieplenie, wpływając negatywnie na klimat Polski, może powodować anomalia pogodowe, m.in. takie jak: przedłużanie okresów suszy w trakcie lata czy zwiększanie ilości opadów oraz nadmierne powstawanie powodzi i nasilenie burz czy huraganów. Stwarzać to może zagrożenie dla siedlisk naturalnych różnych gatunków zwierząt, ponadto zmiany temperatur i ilość opadów wpływają negatywnie na formacje roślinne

W ramach celów strategicznych ujętych w aktualizacji „Założeń...” przewidziana jest realizacja działań, których efekty pozwolą na redukcję oddziaływań związanych z niekorzystnym wpływem na zmiany klimatu. Do tego rodzaju działań należy zaliczyć m.in.:

- poprawę efektywności energetycznej budynków,
- poprawę efektywności energetycznej w zakresie produkcji i przesyłu energii,
- transformację energetyczną systemu ciepłowniczego na terenie miasta,
- likwidację niskiej emisji,
- edukację prowadzoną w celu podniesienia świadomości ekologicznej mieszkańców.

Jednocześnie w dokumencie nie zidentyfikowano takich kierunków działań, których realizacja mogłaby negatywnie oddziaływać na warunki przewietrzania miasta. Ujęte w aktualizacji „Założeń...” działania związane z budową/rozbudową linii i sieci energetycznych każdorazowo winny podlegać uzgodnieniom w zakresie ich przebiegu oraz zachowania warunków środowiskowych zlokalizowanych na trasie inwestycji. Nie przewiduje się w tym przypadku niszczenia terenów biologicznie czynnych i zieleni miejskiej, które ułatwiają przewietrzanie miasta. Nie przewiduje się również budowy na terenie miasta obiektów o znacznych gabarytach, które byłyby realizowane na terenach otwartych o istotnym znaczeniu dla przewietrzania miasta.

Wskazane w analizowanym dokumencie przedsięwzięcia związane z redukcją emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych do atmosfery (patrz rozdz. 6.1 Oddziaływanie na powietrze) będą jednocześnie w sposób pośredni i trwałe pozytywnie oddziaływać na ochronę klimatu.

6.3. Oddziaływanie na wody

W trakcie realizacji niektórych przedsięwzięć mogą wystąpić negatywne oddziaływania towarzyszące wprowadzaniu elementów infrastruktury, niezależnie od tego, że infrastruktura ta ma docelowo przyczynić się, pośrednio lub bezpośrednio, do poprawy jakości środowiska.

Przedsięwzięcia polegające na modernizacji/przebudowie jednostek wytwórczych zasilających m.s.c. oraz modernizacji/rozbudowie sieci ciepłowniczych spowodują nieznaczne zwiększenie zapotrzebowania na wodę, ze względu na konieczność napełnienia zwiększonego zładu sieci, jednakże zapotrzebowanie to zostanie zaspokojone z dotychczasowego źródła zasilania i nie spowoduje żadnych zmian w stosunkach wodnych w środowisku przyrodniczym. Oszacowanie wielkości przyrostu zapotrzebowania nie jest możliwe na obecnym wstępnym etapie planowania ww. inwestycji. Będzie to możliwe po sporządzeniu właściwych projektów budowlanych zawierających szczegóły techniczne ewentualnej rozbudowy i/lub modernizacji.

Zaopatrzenie w wodę będzie również wymagane do celów bytowych i technologicznych na etapie budowy obiektów, np. do wytwarzania zapraw i mieszanek betonowych. Sposób pokrycia tego zapotrzebowania i wykorzystane źródła zaopatrzenia w wodę winny być określone we właściwych projektach organizacji budowy.

W zakresie zastosowania pomp ciepła aktualizacja „Założeń...” przewiduje realizację urządzeń o małej mocy, o zasięgu lokalnym, dla potrzeb energetycznych pojedynczego obiektu. Wskazane w ww. dokumencie instalacje do zastosowania na terenie Turku zaliczane są do tzw. geotermii płytkowej i są to pompy ciepła z kolektorami gruntowymi poziomymi lub pionowymi. Tego rodzaju instalacje działają w systemie zamkniętym i przenoszą ciepło do pompy ciepła za pomocą kolektora zabudowanego pod powierzchnią ziemi. Medium transportującym ciepło jest substancja wypełniająca rury kolektora, krążąca w obiegu zamkniętym, tj. bez bezpośredniego kontaktu z otoczeniem. Z tego względu przewidziane w analizowanym dokumencie pompy ciepła nie będą stanowić źródła takich emisji do środowiska jak: zrzuty wody, czy produkcja ścieków, które ewentualnie mogłyby wpłynąć na stan jakościowo-ilościowy środowiska wodnego na danym obszarze. Każdorazowo, dla realizacji ww. inwestycji wymagane jest opracowanie projektu budowlanego i wykonawczego, zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami (w tym: prawem geologicznym i budowlanym). Przy czym w przypadku, gdy realizacja dotyczyć będzie pompy ciepła z pionowym gruntowym wymiennikiem ciepła dla którego wymagane byłoby wykonanie wykopu o głębokości powyżej 30 m, dodatkowo wymagane będzie sporządzenie projektu robót geologicznych.

Głównym zbiornikiem wód podziemnych, objętym reżimem najwyższej ochrony (ONO), jest w rejonie Turku górnokredowy zbiornik szczelinowoporowy Turek-Konin-Koło (GZWP nr 151), w którym użytkowe poziomy wodonośne zalegają na głębokości kilkunastu do kilkudziesięciu m p.p.t. Dla ochrony tych wód – głębokość wierceń w celu wykorzystania ciepła Ziemi nie powinna naruszać warstwy nadkładu dla zbiornika.

Fundamentem planowania wykorzystania wód geotermalnych na terenie miasta Turek jest znalezienie i rozpoznanie złoża wód termalnych o użytecznej temperaturze na wypływie oraz wymaganej wydajności. W związku z powyższym, w 2018 r. na działce należącej do gminy

miejskiej Turek, położonej w Tureckiej Strefie Produkcyjnej wykonano odwiert poszukiwawczy wód geotermalnych Turek GT-1 na poziomie 2 169 m, o temperaturze 80°C i wydajności 54 m³/h. Obecnie planowane jest wykonanie drugiego odwiertu Turek GT-2 o głębokości ok. 2 200 m w sąsiedztwie pierwszego odwiertu.

Geotermia głęboka może stanowić ryzyko dla stanu wód, w przypadku prowadzenia inwestycji niezgodnie z ustaleniami mpzp i bez właściwych uzgodnień oraz decyzji środowiskowych. Ochronę wód podczas planowania tego rodzaju obiektów powinna zapewnić zasada dostosowania sposobu zagospodarowania i użytkowania terenu do potrzeb ochrony zasobów wód poprzez wykluczenie funkcji i form zagospodarowania terenu stwarzających zagrożeniu dla wód lub powodujących pogarszanie warunków zasilania podziemnych poziomów wodonośnych.

W celu ochrony wód powierzchniowych w trakcie prowadzonych prac woda termalna z pompowań gromadzona będzie w tymczasowym ziemnym zbiorniku zrzutowym, obwałowanym i wyłożonym szczelnie folią. Po wykonaniu pompowań woda termalna (solanka) zostanie zutylizowana zgodnie z programem gospodarki odpadami wydobywczymi.

W celu ochrony wód podziemnych należy prawidłowo wykonać rurowania i cementowania rur okładzinowych, co zabezpieczy przed mieszaniem się różnych poziomów wodonośnych oraz dopływem wód powierzchniowych i opadowych. W celu zabezpieczenia przed zanieczyszczeniem poziomów wodonośnych należy zastosować bezpieczne dla środowiska materiały płuczkowe.

Jednocześnie należy zaznaczyć, że realizacja aktualizacji „Założeń...” nie będzie również zagrażać osiągnięciu celów środowiskowych przypisanych jednolitym częściom wód zlokalizowanych na omawianym terenie, o których mowa w „Planie gospodarowania wodami na obszarze dorzecza Odry”. PGWD do głównych zagrożeń związanych z ryzykiem nieosiągnięcia celów środowiskowych przez JCWP zalicza: presję komunalną związaną z nieuporządkowanym wprowadzaniem ścieków do wód i ziemi, zwiększanie powierzchni terenów izolowanych oraz izolację koryt rzek poprzez ich szczelną zabudowę. Natomiast w przypadku JCWPd takim zagrożeniem jest eksploatacja węgla brunatnego, która prowadzi do osiadania terenu. Wymienione w aktualizacji „Założeń...” kierunki działań inwestycyjnych nie stanowią żadnego z ww. przedsięwzięć, które mogą stanowić zagrożenie osiągnięcia celów środowiskowych dla JCW na omawianym obszarze.

Realizacja kierunków działań przedstawionych w aktualizacji „Założeń...” nie stanowi również zagrożenia dla ujęć wód podziemnych zlokalizowanych w mieście Turek. Odwiert geotermalny nie leży w zasięgu obszaru ochrony bezpośredniej i dlatego nie będzie negatywnie oddziaływać na to ujęcie. Planowane przez przedsiębiorstwa energetyczne inwestycje winny być realizowane z zachowaniem ustaleń decyzji geologicznych, budowlanych i środowiskowych.

Biorąc pod uwagę rodzaj i zakres zadań przewidzianych do realizacji w aktualizacji „Założeń...” oraz ww. potencjalne zagrożenia dla stanu wód zlewni, w której położone jest miasto Turek, należy stwierdzić, iż brak jest podstaw, by planowane działania zaliczyć do kategorii inwestycji, które mogą w sposób trwały i nieodwracalny wpłynąć na pogorszenie stanu ilościowo-jakościowego ekosystemów wodnych na tym obszarze.

6.4. Oddziaływanie na krajobraz, powierzchnię ziemi i zasoby naturalne

Jedną z podstawowych zalet energii odnawialnej jest eliminacja wytwarzania odpadów, ścieków i emisji do powietrza na etapie eksploatacji systemu. Najmniejszy wpływ na środowisko mają instalacje wykorzystujące energię słoneczną, przy czym w przypadku inwestycji związanych z rozwojem fotowoltaiki wystąpić może oddziaływanie pośrednie (wtórne) na powierzchnię ziemi oraz zdrowie ludzi związane z problemem utylizacji po zamortyzowaniu instalacji (po co najmniej 25 latach) elementów baterii fotowoltaicznych (ogniw), a szczególnie akumulatorów – w procesie jej likwidacji, szczególnie w wypadku niewłaściwego ich składowania. Zużyte elementy instalacji fotowoltaicznych, jeśli nie są odpowiednio zagospodarowane, mogą powodować zanieczyszczenie środowiska metalami ciężkimi (np. kadm czy ołów). Możliwość wystąpienia tego rodzaju negatywnego oddziaływania należy jednak zaliczyć do sytuacji awaryjnych.

Na etapie wykonania obiektów i urządzeń inwestycji energetycznej mogą wystąpić niekorzystne oddziaływania na powierzchnię ziemi, właściwe dla rodzaju prowadzonych prac inwestycyjnych (w okresie prowadzenia robót budowlanych, przemieszczeniu wraz z wykorzystaniem ulegnie istniejąca warstwa glebowa na terenie przeznaczonym do posadowienia obiektów i/lub ich fundamentów). Poza terenem inwestycji winny to być oddziaływania przemijające i najczęściej odwracalne. Bezwzględnie wskazana jest prawidłowa eksploatacja maszyn i urządzeń w okresie prowadzenia robót, tak aby nie dopuścić do poważnych awarii (np. wycieków substancji ropopochodnych, które poprzez glebę i grunt mogłyby zanieczyścić warstwę wód gruntowych). W przypadku potencjalnego zagrożenia, polegającego na zanieczyszczeniu gruntu produktami ropopochodnymi z uszkodzonych maszyn i pojazdów, ewentualne oddziaływanie tego rodzaju powinno mieć charakter krótkookresowy, a nawet chwilowy. W takim wypadku do środowiska mogą przedostać się tylko niewielkie ilości zanieczyszczeń, a przestrzenny zasięg należy traktować jako punktowy, nie mający większego znaczenia dla lokalnego środowiska przyrodniczego. Z prowadzeniem robót budowlanych związane jest powstawanie odpadów, zwykle o charakterze odpadów innych niż niebezpieczne, zasadniczo nie stanowiących zagrożenia dla środowiska naturalnego, pod warunkiem ich prawidłowego zagospodarowania.

Wszelkie działania związane z ograniczeniem/likwidacją niskiej emisji (m.in. likwidacja pieców węglowych, zmiana paliwa, podłączenie do m.s.c., termomodernizacja), będą w sposób pośredni i długoterminowy korzystnie wpływać na jakość gleby i zasoby naturalne, wskutek zmniejszenia zanieczyszczeń osiadających z atmosfery wraz z opadami.

W zakresie inwestycji liniowych, lokowane pod powierzchnią ziemi ciepłociągi i gazociągi nie przyczyniają się do zmian krajobrazu, natomiast stacje redukcyjne gazu oraz elektroenergetyczne, ze względu na ograniczone rozmiary nie stanowią istotnego elementu w krajobrazie.

Kubaturowe oraz liniowe przedsięwzięcia inwestycyjne przewidziane w dokumencie mogą powodować zarówno pozytywne jak i negatywne przekształcenia krajobrazu naturalnego i antropogenicznego w obrębie miasta. W przypadku budowy nowych linii i słupów energetycznych WN może wystąpić pewien dysonans krajobrazowy zidentyfikowany jako niekorzystne oddziaływanie na ten element środowiska. Ww. infrastruktura energetyczna ze względu na swoje gabaryty i zasięg może stanowić wyróżniający się element, który nie będzie spójny z otaczającym krajobrazem (szczególnie na terenach zielonych).

Wszystkie inwestycje budowlane w zakresie modernizacji i/lub budowy/rozbudowy systemów: ciepłowniczego, gazowniczego i elektroenergetycznego prowadzone będą przy zachowaniu walorów krajobrazowych, zgodnie z ustaleniami mpzp obowiązujących w Turku. Ponadto dla inwestycji zakwalifikowanych (na etapie ich projektowania) do przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko przeprowadzona zostanie procedura oceny oddziaływania na środowisko z wykonaniem szczegółowego raportu oddziaływania danej inwestycji na poszczególne elementy środowiska.

6.5. Oddziaływanie na zabytki i dobra materialne

Prognozuje się wystąpienie korzystnych oddziaływań pośrednich i długoterminowych na ww. elementy środowiska, związanych z realizacją działań dotyczących modernizacji energetycznej budynków (likwidacja niskiej emisji), likwidacji niskosprawnych ogrzewań węglowych).

Zanieczyszczenia pyłowe, które są emitowane z kominów budynków mieszkalnych z sektora indywidualnego i zbiorowego, osiadając na zabytkach i dobrach materialnych, powodują ich niszczenie. Dlatego wszelkie działania prowadzące do zmniejszenia i/lub ograniczenia tej emisji w sposób pośredni wpływają także na poprawę stanu technicznego budynków i innych obiektów budowlanych.

Przy realizacji nowych tras przebiegu sieci energetycznych obowiązują zasady określone dla stref ochrony konserwatorskiej i archeologicznych stref ochrony konserwatorskiej, które zapewniają ochronę obiektów i układów zabytkowych oraz zabytków archeologicznych.

Modernizacja i rozbudowa sieci ciepłowniczej może korzystnie oddziaływać na obiekty zabytkowe poprzez zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska, w tym ograniczenie zakwaszania opadów atmosferycznych.

Ponadto działania w zakresie termorenowacji będą mieć również pozytywny wpływ na dobro materialne jakim jest zabudowa mieszkaniowa, poprzez jej modernizację i ograniczenie uciążliwości środowiskowych w strefach zamieszkania. Także poprawa efektywności energetycznej budynków, prowadząca do zmniejszenia zużycia energii końcowej, powinna mieć pozytywny oddźwięk w wysokości kosztów ponoszonych z tytułu opłat za zużycie energii.

6.6. Oddziaływanie na ludzi

Szczególne znaczenie dla zdrowia ludzi ma redukcja emisji zanieczyszczeń. Można założyć, że każda poprawa stanu środowiska uzyskana w wyniku realizacji działań opisanych w aktualizacji „Założeń...” będzie pozytywnie oddziaływała na zdrowie ludzi i jakość ich życia (rozumianego jako proces biologiczny). Oddziaływanie to będzie miało zwykle charakter pośredni, a jego skutki dla zdrowia uwidoczną się przeważnie w dalszej perspektywie czasu.

Zmiana struktury zużywanych paliw, w tym zmniejszenie udziału paliw kopalnych, połączona z modernizacją źródeł, będzie sprzyjać poprawie jakości wdychanego powietrza.

Realizacja aktualizacji „Założeń...” niewątpliwie pozytywnie wpłynie na poprawę stanu sektora energetycznego i jakości powietrza, co przełoży się na polepszenie warunków życia ludzi. Redukcja emisji zanieczyszczeń poprawi stan zdrowia mieszkańców oraz zapewni im poczucie komfortu cieplnego.

Należy jednak zwrócić uwagę na możliwość wystąpienia potencjalnie negatywnych oddziaływań na ludzi w trakcie realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych szczególnie w obrębie ogólnodostępnej przestrzeni miejskiej (m.in. związanych z termomodernizacją budynków użyteczności publicznej). Niekorzystne oddziaływania mogą mieć miejsce w fazie budowy bądź modernizacji infrastruktury. W trakcie prowadzonych prac budowlanych może być zwiększony hałas, emisje spalin z maszyn budowlanych oraz rozprzestrzenianie się pyłów z placu budowy. Skutkiem tych działań może być również ograniczenie dostępu pieszego lub środkami transportu dla mieszkańców oraz utrudnienia w korzystaniu w poszczególnych elementach infrastruktury miejskiej poddanych modernizacji. Tego rodzaju oddziaływania mają charakter krótkoterminowy, chwilowy i mijają (bez pozostawienia trwałego, negatywnego skutku w środowisku), po zakończeniu etapu realizacji danej inwestycji. Jednakże może wystąpić czasowa (krótkoterminowa) kumulacja niekorzystnych oddziaływań w tym zakresie w przypadku lokalizacji terenu inwestycji w sąsiedztwie istniejących źródeł emisji hałasu oraz zanieczyszczeń do powietrza (np. dróg o znaczącym natężeniu ruchu pojazdów). Możliwość takiego rodzaju oddziaływania zależy będzie od konkretnych warunków lokalizacyjnych dla inwestycji technicznych. Każdorazowo niekorzystne oddziaływania występujące na etapie realizacji przedsięwzięć technicznych mogą zostać ograniczane poprzez stosowanie działań minimalizujących.

Szczególnym przypadkiem jest zjawisko tzw. ulotu występujące na liniach wysokiego napięcia, które może generować uciążliwy hałas. Oddziaływanie linii średniego i niskiego napięcia w zakresie promieniowania elektromagnetycznego jest na tyle niewielkie, że nie stanowi zagrożenia dla ludzi. Jak wykazują pomiary wykonywane przez różne ośrodki badawcze, poziomy hałas, emitowanego przez krajowe linie przesyłowe wysokich i najwyższych napięć, nie przekraczają w odległości kilkunastu metrów od osi linii - nawet w najgorszych warunkach pogodowych - wartości: 35 dB dla linii 110 kV, 40 dB dla linii 220 kV i 48 dB dla linii 400 kV. Porównując powyższe poziomy hałas z wartościami dopuszczalnymi należy stwierdzić, że przekroczenia mogą występować tylko w niektórych miejscach pod liniami 400 kV. Dla linii 110 kV natężenie hałasu, w żadnych warunkach, nie przekracza wartości dopuszczalnej. Praktyka pomiarowa wykazuje jednak, że dla wielu wrażliwych ludzi, zamieszkujących w pobliżu słupów linii napowietrznych, hałas na poziomie wyższym niż 40 lub 45 dB potrafi być dokuczliwy - najbardziej w porze nocnej, przy dużej wilgotności powietrza. Można temu przeciwdziałać, przeprowadzając okresowe czyszczenie izolacji na słupach lub wymieniając izolatory na bardziej nowoczesne.

Natomiast hałas emitowany przez instalacje fotowoltaiczne sprowadza się do hałasu emitowanego ze stacji inwerterowych i typowo nie przekracza 45 dB. Tego typu instalacje zasadniczo nie oddziałują negatywnie na ludzi (panele i folie fotowoltaiczne powszechnie montowane są na budynkach, w tym również przeznaczonych na stały pobyt ludzi).

6.7. Oddziaływanie na rośliny, obszary chronione, zwierzęta i bioróżnorodność

Wpływ działań realizujących poszczególne cele opisane w aktualizacji „Założeń...” na świat roślinny i zwierzęcy, w tym bioróżnorodność i lasy ma charakter dość zmienny, z preferencją pozytywnych wzmocnień zaznaczających się oddziaływaniami korzystnymi.

Przewiduje się, że pozytywne oddziaływania na faunę i florę generować będą działania związane z poprawą efektywności energetycznej budynków i obiektów na terenie miasta (szczególnie w zakresie oddziaływań pośrednich i skumulowanych związanych z poprawą jakości powietrza, gleby i wód powierzchniowych). Mniejsza ilość szkodliwych pyłów lub wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (w wyniku np. likwidacji niskiej emisji czy poprawy efektywności wykorzystania energii) poprawi warunki bytowania szaty roślinnej i fauny.

Zadania ukierunkowane na budowę/rozbudowę energetycznej infrastruktury liniowej powinna uwzględniać istniejące uwarunkowania środowiska przyrodniczego, kulturowego i krajobrazu. W przypadku inwestycji liniowych spełnione muszą być wszystkie wymagania dotyczące ochrony siedlisk oraz chronionych gatunków roślin i zwierząt wynikające z przepisów odrębnych. Każdorazowo tego typu inwestycje powinny posiadać szczegółowe inwentaryzacje przyrodnicze, zwłaszcza jeśli muszą być lokalizowane w obszarach chronionych. W przypadku stwierdzenia ewentualnego zagrożenia celów ochrony konieczna może się okazać zmiana planowanej trasy linii ze względu na potrzebę zachowania różnorodności biologicznej. Po realizacji inwestycji teren powinien zostać przywrócony do poprzedniego stanu, poprzez odtworzenie jego wartości użytkowych i przyrodniczych. Plany związane z lokalizacją inwestycji liniowych powinny każdorazowo odpowiadać ustaleniom właściwego mpzp oraz uwzględniać warunki ochrony obszarów cennych przyrodniczo.

Potencjalne niekorzystne oddziaływania na świat roślinny mogą wystąpić na etapie realizacji niektórych przedsięwzięć budowlanych. W trakcie budowy może wystąpić konieczność usunięcia bądź przesadzenia niektórych drzew i krzewów (o ile jest to możliwe, rośliny należy przesadzać, a nie wycinać, chyba, że ich wartość jest wyjątkowo niska). Należy też zwrócić uwagę na odpowiednie zabezpieczenie drzew w bezpośrednim sąsiedztwie przeprowadzanych prac budowlanych i dróg transportu materiałów. Wycinka drzew realizowana na potrzeby konkretnych inwestycji może zostać skompensowana odpowiednimi nasadzeniami.

W przypadku obecności na terenie robót budowlanych okazów chronionych konieczne jest ich przeniesienie na siedliska zastępcze. Dlatego też w przypadku realizacji inwestycji na obszarach biologicznie cennych należy dokonać szczegółowej inwentaryzacji botanicznej planowanego terenu inwestycji. Okazy kolidujące z realizacją inwestycji należy, po uzyskaniu wymaganej prawem zgody na likwidację stanowisk roślin chronionych oraz przeniesienia ich na odpowiednie siedliskowo stanowiska zastępcze, przenieść w inne miejsce zgodne siedliskowo. Przenoszenie roślin możliwe jest poza okresem ich wegetacji, a więc dla większości gatunków w okresie jesiennym lub wczesnowiosennym.

Zagrożenie miejsc odpoczynku nietoperzy oraz siedlisk ptaków, w tym ptaków chronionych potencjalnie może wystąpić w trakcie lub w wyniku prowadzenia prac termomodernizacyjnych budynków. Każdorazowo w takich przypadkach należy przeprowadzić analizę w celu

oceny, czy zidentyfikowane miejsca zlokalizowane na budynkach mieszkalnych, podlegają ochronie prawnej i, czy zgodnie z art. 56 ust. 2 ustawy o ochronie przyrody (tekst jednolity Dz.U. 2021, poz. 1098), prace tego rodzaju będą wymagać uzyskania zezwolenia Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska. Ponadto w trakcie prowadzenia prac termomodernizacyjnych należy uwzględnić rozwiązania mające na celu zapobieganie łamaniu zakazów dotyczących chronionych gatunków zwierząt, o których mowa w § 6 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 16 grudnia 2016 r. w sprawie ochrony gatunkowej zwierząt (Dz.U. 2016, poz. 2183 z późn. zm.) oraz dostosować termin termomodernizacji budynku do okresu lęgowego ptaków, rozrodczego oraz hibernacji. Przedmiotowe rozwiązania uwzględnia stanowisko Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Poznaniu oraz Regionalnej Rady Ochrony Przyrody w Poznaniu w sprawie ochrony siedlisk ptaków i nietoperzy na obiektach budowlanych (<http://poznan.rdos.gov.pl/> regionalna-rada-ochrony-przyrody).

W przypadku prowadzenia prac budowlanych należy bezwzględnie zlecić odpowiednie zaprojektowanie harmonogramu robót, przewidującego prowadzenie robót w terminach poza okresem lęgowym ptaków i poza okresem migracji zwierząt. Harmonogram realizacji budowy winien być dostosowany do procesów zachodzących w przyrodzie na danym terenie, minimalizując tym samym ingerencję w środowisko. Ustalenie odpowiedniego harmonogramu realizacji robót budowlanych powinno być wykonane po dokonaniu właściwego rozpoznania przyrodniczego dla konkretnego przedsięwzięcia na etapie sporządzania raportu o oddziaływaniu na środowisko.

Prace budowlane czasem pociągają za sobą konieczność wykonania odwodnienia wykopów. Taka zmiana stosunków wodnych w sposób pośredni oddziałuje na roślinność (szczególnie na siedliska zależne od wody), a ponieważ z reguły nie są to zmiany trwałe, nie powodują zniszczenia siedlisk. Po zakończeniu prac budowlanych poziom wody gruntowej wraca do stanu poprzedniego. Przecięcie siedliska, zwłaszcza lasów lub łąk zlokalizowanych wzdłuż doliny rzecznej powoduje fragmentację siedliska i może wywołać pośrednie skutki, takie jak izolację lokalnych populacji i problemy w przemieszczaniu się organizmów. Tego typu oddziaływania mają charakter stały, ale mogą być łagodzone dzięki zastosowaniu przejść dla zwierząt.

Potencjalnie negatywne oddziaływanie w przypadku dużych farm fotowoltaicznych możliwe jest w odniesieniu do roślinności, zwierząt i siedlisk, przede wszystkim dzikich gatunków. Ptaki będące dobrymi wskaźnikami jakości stanu środowiska mogą służyć jako grupa referencyjna przy określeniu i monitorowaniu szkodliwości ogniw fotowoltaicznych. Skala oddziaływania na zwierzęta, głównie ptaki i owady zależy głównie od lokalizacji inwestycji fotowoltaicznych. Umieszczenie farm fotowoltaicznych na terenach rolniczych może skutkować utratą siedlisk lęgowych (głównie gatunków gniazdujących na ziemi). Mniejszych strat można się spodziewać w przypadku pól uprawnych lub ugorów, większe w przypadku różnego rodzaju łąk, cechujących się dużą różnorodnością awifauny lęgowej. Negatywne oddziaływanie pojawić się może w przypadku łąk i obszarów przewidzianych pod farmy fotowoltaiczne, zlokalizowane w sąsiedztwie obszarów mokradłowych oraz różnego rodzaju zbiorników wodnych, gdzie można się spodziewać gniazdowania znacznie większej liczby gatunków. W tym przypadku, poza utratą lub fragmentacją siedlisk, prowadzącą do opuszczenia miejsc gniazdowania, można spodziewać się kolizji ptaków z panelami fotowoltaicznymi, przy próbie lądowania na panelach, wskutek efektu „tafli wody”, przy czym problemem nie jest odbijanie świa-

tła słonecznego, przed czym chronią stosowane obecnie w większości paneli warstwy antyrefleksyjne, tylko odbijanie na zasadzie lustera elementów otoczenia, np. chmur. Odbijanie otoczenia na zasadzie efektu lustera przez szklane lub przezroczyste powierzchnie (np. szyby) jest dobrze rozpoznaną i badaną od wielu lat przyczyną kolizji wielu gatunków ptaków, które nie potrafią zidentyfikować takich powierzchni jako przeszkody i ulegają kolizjom. Brak jest w chwili obecnej danych określających skalę kolizyjności paneli fotowoltaicznych spowodowaną efektem lustrzanym. Efekt tafli może również dotyczyć się owadów składających jaja w wodzie, które również mogą traktować panele jako obiekty wodne i składać na nich jaja, co w rezultacie może być przyczyną spadku rozrodczości owadów, a co za tym idzie, ograniczenie zasobów pokarmowych dla ptaków. Zagadnienie to wydaje się jednak dość łatwe do wyeliminowania, dzięki stosowaniu paneli posiadających białe granice i białe paski podziału, co wpłynie znacznie na przyciąganie bezkręgowców wodnych.

W Niemczech, gdzie rozwój energetyki odnawialnej przy wykorzystaniu farm fotowoltaicznych jest bardzo zaawansowany, wskazują, że omijane są tereny chronione (np. obszary Natura 2000, parki narodowe, rezerваты przyrody) i że bez większych obaw można planować lokalizację farm fotowoltaicznych na obszarach już zindustrializowanych, zdegradowanych i zabudowanych przez człowieka, takich jak obszary wcześniej wykorzystywane do celów wojskowych, przemysłowych, mieszkaniowych, handlowych, czy obszary po dawnych składowiskach odpadów, wzdłuż głównych szlaków komunikacyjnych, jak autostrady czy drogi szybkiego ruchu, bądź na obszarach wykorzystywanych jako grunty orne.

Ponieważ jednak na terenie miasta Turek planowane jest wykorzystanie paneli fotowoltaicznych w znacznie mniejszej skali, niż opisana powyżej (tzn. głównie na budynkach obiektów użyteczności publicznej czy w zabudowie jednorodzinnej) z tego względu prognozuje się, iż opisane powyżej negatywne oddziaływania mają jedynie charakter potencjalny.

Ze względu na zlokalizowane poza obszarem miasta Turka – tereny NATURA 2000, przewiduje się, iż realizacja ustaleń zawartych w aktualizacji „Założeń...” nie będzie miała żadnego wpływu na cel i przedmiot ochrony tych obszarów ani na ich fragmentaryzację.

Uwzględniając powyższe, realizacja celów przedstawionych w ww. dokumencie ma na względzie zwłaszcza preferencję unikania niekorzystnych wpływów na tereny o szczególnych walorach przyrodniczych, zwłaszcza w zakresie rozwoju infrastruktury liniowych.

Jednocześnie należy zaznaczyć, iż szczegółowa ocena walorów przyrodniczych danego obszaru (w tym – ocena występowania gatunków chronionych) oraz określenie wpływu realizacji danej inwestycji na te elementy, pozostaje każdorazowo w gestii przyszłego inwestora i winna być przeprowadzona na etapie procedury oceny oddziaływania na środowisko przedsięwzięcia, a nie na etapie sporządzenia dokumentu studialnego jakim są „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”.

7. Zapobieganie, ograniczenie lub kompensacja przyrodnicza negatywnych oddziaływań na środowisko

Do środków zapobiegających i/lub minimalizujących niekorzystne oddziaływania na środowisko należy przede wszystkim zaliczyć następujące działania natury ogólnej:

- bezwzględne przestrzeganie obowiązujących nakazów i ograniczeń prawnych,
- zagwarantowanie wysokiego poziomu przebiegu procedur oceny oddziaływania na środowisko dla poszczególnych przedsięwzięć wskazanych w aktualizacji „Założeń...” (w tym rzetelnie sporządzone raporty oddziaływania na środowisko),
- nadzór poprawności merytorycznej realizacji zapisów ujętych w analizowanym dokumencie oraz stały monitoring stanu środowiska,
- zapewnienie zgodności decyzji administracyjnych z obowiązującym prawem miejscowym i krajowym,
- rzetelna egzekucja zapisów określonych w decyzjach administracyjnych i innych przepisach prawnych,
- właściwe (zgodne z miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego) wykorzystanie zasobów przestrzeni,
- podnoszenie świadomości ekologicznej lokalnego społeczeństwa,
- wzmocnienie funkcji kontrolnej służb ochrony środowiska,
- zapewnienie mieszkańcom oraz zainteresowanym podmiotom łatwego dostępu do informacji o stanie środowiska i jego ochronie.

W przypadku realizacji analizowanego dokumentu negatywne oddziaływania na środowisko pojawiają się głównie na etapie budowy / realizacji danej inwestycji i mają charakter nietrwały. Niemniej jednak oddziaływania te należy minimalizować i ograniczać poprzez podjęcie i zastosowanie odpowiednich kroków zapobiegawczych. Do zalecanych tego rodzaju działań należy zaliczyć:

- prowadzenie nowych inwestycji w sposób zapobiegający przecinaniu i defragmentacji struktur przyrodniczych, minimalizując lub zapobiegając sytuacjom konfliktowym na obszarach o wysokich walorach przyrodniczych oraz unikanie lokalizacji tych inwestycji z narażeniem obszarów/obiektów zabytkowych i zasobów naturalnych,
- przeprowadzenie wymaganej oceny oddziaływania na środowisko danej inwestycji wraz z inwentaryzacją siedlisk przyrodniczych i gatunków występujących na obszarze objętym zadaniem,
- w przypadku prac termomodernizacyjnych przed ich rozpoczęciem należy wykonać ekspertyzę przyrodniczą, która stwierdzi obecność lub brak chronionych gatunków ptaków i nietoperzy w danym obiekcie budowlanym, a w przypadku stwierdzenia obecności gatunków chronionych należy wystąpić do Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska o wydanie stosownego zezwolenia,
- dostosowanie terminów prac (w tym również termomodernizacyjnych) do okresu rozrodu, migracji i warunków zimowania zwierząt, w tym - prowadzenie prac związanych z wycinką zieleni poza okresem lęgowym ptaków,

- uwzględnienie na etapie opracowywania studiów wykonalności wszystkich zagadnień związanych z ochroną środowiska (elementów przyrody ożywionej i nieożywionej),
- zapewnienie stałego nadzoru wykonywanych prac budowlanych, prowadzonego przez wykwalifikowanych specjalistów,
- właściwa organizacja placów budów, nie powodująca degradacji środowiska oraz użytkowanie nowoczesnego i sprawnego technicznie sprzętu,
- stosowanie produktów, materiałów oraz technologii o wysokim stopniu jakości i nowoczesności.

Wszystkie wymienione sytuacje winny wynikać z oceny oddziaływania na środowisko przeprowadzonej dla danego przedsięwzięcia, po opracowaniu szczegółowych założeń projektowych i przeprowadzeniu inwentaryzacji przyrodniczej na obszarze potencjalnego oddziaływania tej inwestycji.

Na etapie opracowania aktualizacji „Założeń...” nie wyznacza się szczegółowych kryteriów projektowych i lokalizacyjnych inwestycji, które mogą stanowić o konieczności przeprowadzenia kompensacji przyrodniczej. Jednakże w przypadku, gdyby na etapie projektów technicznych lub realizacji prac okazało się, że całkowite uniknięcie danego oddziaływania jest niemożliwe i istnieje niebezpieczeństwo nieodwracalnego zniszczenia szczególnie cennych elementów przyrody, konieczne będzie podjęcie działań kompensacyjnych uprzedzających wystąpienie szkody.

8. Potencjalne oddziaływania transgraniczne

Miasto Turek położone jest ok. 300 km od najbliższej (zachodniej) granicy Polski. Skutki realizacji aktualizacji „Założeń...” nie będą mieć znaczenia transgranicznego.

Największy zasięg może mieć emisja zanieczyszczeń do powietrza. Przy działaniach obejmujących znaczącą modernizację i/lub budowę źródeł energetycznych winny być wykonane raporty oddziaływania na środowisko, w których jednym z elementów jest symulacja rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w powietrzu, określająca zasięg ich oddziaływania. W tym przypadku również nie przewiduje się transgranicznego oddziaływania na środowisko.

9. Skutki środowiskowe w przypadku braku realizacji projektowanego dokumentu

Aktualizacja „Założeń...” jest dokumentem planistycznym, który powstał w celu wskazania optymalnych sposobów zaspokojenia potrzeb energetycznych odbiorców z terenu Turka, przy zachowaniu obowiązujących standardów środowiskowych z jednoczesnym ukierunkowaniem na obniżenie uciążliwości związanych z funkcjonowaniem systemów energetycznych w mieście.

Zaniechanie realizacji „Założeń...” może mieć potencjalne negatywne skutki zarówno ekologiczne, jak i społeczne, np.:

- pogłębiający się problem niskiej emisji i jej negatywnego wpływu na jakość powietrza atmosferycznego, co niekorzystnie przekłada się na zdrowie mieszkańców i stan środowiska przyrodniczego;
- nieefektywne, wysokie zużycie energii, co nie tylko wpływa niekorzystnie na stan środowiska (zwiększająca się emisja zanieczyszczeń do powietrza), ale także na budżet miasta (wysokie koszty);
- pogorszenie się klimatu akustycznego (hałas) i jakości powietrza w związku z brakiem rozwoju niskoemisyjnego transportu miejskiego oraz brakiem modernizacji dróg;
- nieefektywne wykorzystanie surowców energetycznych (np. węgla), ze względu na brak wykorzystania OZE lub termomodernizacji budynków;
- niskie poczucie odpowiedzialności mieszkańców za stan środowiska, w którym żyją.

Ponadto skutkiem rezygnacji z realizacji zadań związanych z rozwojem sieci systemów energetycznych dla pokrycia potrzeb istniejącego i nowego budownictwa będzie osłabienie tempa rozwoju gospodarczego, jak również niezadowolenie mieszkańców.

Zaniechanie działań związanych z budową / modernizacją źródła systemowego spowoduje brak możliwości realizacji przez infrastrukturę energetyczną miasta nowych kierunków działań wyznaczonych przez politykę klimatyczno-energetyczną Unii oraz PEP2040 (w tym m.in. dążenie do neutralności klimatycznej w 2050 r.).

Brak realizacji zadań służących zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego zasilania odbiorców spowodować może przerwy w dostawie energii, przyczyniając się do wstrzymania działania szeregu instalacji chroniących środowisko naturalne (tj.: oczyszczalni ścieków, pompowni ścieków i wody, urządzeń oczyszczających powietrze itp.). Brak ciągłości dostaw energii może stanowić poważny problem społeczny i ekologiczny, dlatego działania służące modernizacji systemów i ich rozwojowi są niezbędne dla prawidłowego funkcjonowania miasta.

Dla zapewnienia ciągłości i pewności zaopatrzenia odbiorców z terenu miasta w ciepło z systemu ciepłowniczego, niezbędne jest prowadzenie działań obejmujących zagadnienie zabezpieczenia mocy wytwórczych na poziomie źródłowym oraz gwarancje optymalnych warunków przesyłu ciepła do odbiorców. Przedsiębiorstwa energetyczne winny kontynuować działania modernizacyjne (zaplanowane w swoich Planach Rozwoju) mające na celu ciągłą poprawę stanu technicznego urządzeń w istniejących źródłach oraz efektywności ekonomicznej tych źródeł. Do działań tych należy zaliczyć rozbudowę sieci ciepłowniczej w celu dostawy ciepła

do nowych budynków usługowo-mieszkaniowych oraz wymianę sieci ciepłowniczej na preizolowaną. Zaniechanie modernizacji systemu dystrybucji ciepła będzie skutkowało wyższą awaryjnością i koniecznością produkowania wyższych porcji energii, którym towarzyszy niekorzystne oddziaływanie środowiskowe, a ponadto nie zapewni bezpieczeństwa dostaw ciepła dla odbiorców.

Jednocześnie zaplanowana przez przedsiębiorstwa energetyczne w Planach Rozwoju dalsza rozbudowa systemów: gazowniczego i elektroenergetycznego, jest również konieczna ze względu na zwiększone potrzeby wynikające z pojawienia się nowych odbiorców i wzrost wymagań jakościowych dostaw energii dla odbiorców istniejących.

Użytkowanie energii przetwarzanej na energię elektryczną i ciepło przyczynia się do występujących na różną skalę oddziaływań na środowisko naturalne (wskutek procesów produkcji i przesyłu energii). Obecnie istnieją możliwości ochrony środowiska z wykorzystaniem coraz to nowszych technologii przetwarzania pierwotnych nośników energii (gazu ziemnego czy węgla kamiennego) lub coraz to nowszych urządzeń ochrony powietrza w postaci filtrów, instalacji odsiarczania spalin itp. Najprostszym i najefektywniejszym na obecnym etapie sposobem na ochronę środowiska w rozwoju techniki jest minimalizowanie zużycia energii w myśl idei „mniejsze zużycie energii – mniejsze oddziaływanie na środowisko procesu jej wytwarzania i przesyłu”. Zaniechanie działań służących racjonalizacji użytkowania energii, spowoduje ograniczenie możliwych do uzyskania efektów ochrony środowiska naturalnego.

Powinien nastąpić również rozwój wykorzystania OZE dla zapewnienia dostaw energii przy minimalnym obciążeniu dla środowiska oraz termomodernizacja budynków w celu zmniejszenia zapotrzebowania na energię ciepłą poprzez ograniczenie strat ciepła w tych obiektach.

Istotne skutki negatywne mogą wystąpić w sferze społecznej i gospodarczej. Dbałość o stan środowiska jest ściśle powiązana z silnym poczuciem tożsamości regionalnej, a identyfikacja ludzi z miejscem zamieszkania skłania do większej odpowiedzialności i dbałości o otoczenie. W przypadku odstąpienia od realizacji aktualizacji „Założeń...” nie będzie następowała kompleksowa poprawa jakości życia mieszkańców. Brak realizacji wyznaczonych w dokumencie działań inwestycyjnych, dotyczących budowy infrastruktury, w tym służącej ochronie środowiska, może spowodować negatywne skutki dla gospodarki i (pośrednio) środowiska, objawiające się wzrostem bezrobocia, zmniejszeniem liczby miejsc pracy, zanieczyszczeniem wód, gleb i powietrza (systemy ogrzewania i systemy ciepłownicze, niedrożne układy komunikacyjne).

Reasumując, wstrzymanie i/lub zaniechanie realizacji działań przewidzianych w analizowanym dokumencie, grozić będzie nie tylko utrzymywaniem się problemów ekologicznych w mieście, ale również pogłębianiem niektórych z nich. W przypadku braku realizacji wytyczonych celów potencjalne zmiany stanu środowiska będą przede wszystkim związane z utrzymaniem obecnego lub pogorszeniem stanu powietrza atmosferycznego na terenie miasta – nie będą bowiem realizowane działania związane ze stosowaniem rozwiązań sprzyjających środowisku i hamujące wysokoemisyjny i energochłonny rozwój gospodarki.

10. Ocena rozwiązań alternatywnych

Ustalenia analizowanego dokumentu są wynikiem kompromisu pomiędzy wymogami ochrony środowiska i życia człowieka, a koniecznością zaspokojenia potrzeb energetycznych miasta.

Zaprezentowane rozwiązania są zgodne z krajowym ustawodawstwem, dokumentami obowiązującymi na terenie miasta i województwa oraz wykorzystują instrumenty służące do jego zrównoważonego rozwoju. Ustalenia aktualizacji „Założeń...” bezpośrednio nie ingerują w tereny o wysokich walorach przyrodniczych i krajobrazowych oraz zawierają wiele rozwiązań korzystnych dla środowiska na obszarach przekształconych przez człowieka, dlatego Prognoza nie prezentuje rozwiązań alternatywnych do proponowanych w aktualizacji „Założeń...” kierunków działań uznając, że przedstawione w analizowanym dokumencie ustalenia są najkorzystniejsze dla środowiska w kontekście istniejących uwarunkowań w Turku.

Niemniej jednak w przypadku niektórych przedsięwzięć infrastrukturalnych, możliwe jest rozważenie ich realizacji w ujęciu wariantowym, w takich dziedzinach jak:

- termin realizacji inwestycji – uzależniony od rozwoju przestrzenno-gospodarczego miasta i wielkości zgłaszanych potrzeb energetycznych przez nowych odbiorców oraz przy uwzględnieniu warunków ochrony gatunków i ich siedlisk ;
- wariantowanie lokalizacji inwestycji (dobrze przemyślany wybór lokalizacji inwestycji, uwzględniający lokalne uwarunkowania, walory przyrodnicze i uciążliwości dotyczące mieszkańców np. hałas, spaliny);
- rozwiązania techniczno-technologiczne – wybór technologii, materiałów, rozwiązań konstrukcyjnych i technicznych jak najmniej oddziałujących na wszystkie elementy środowiska;
- trasa przebiegu inwestycji liniowych – uzależniona od występowania potencjalnych utrudnień terenowych oraz od opłacalności ekonomicznej danej inwestycji.

Dla zaproponowanych w dokumencie działań inwestycyjnych należy każdorazowo rozważyć taki sposób (wariant) ich realizacji, aby wybrać ten, który w najmniejszym stopniu będzie negatywnie oddziaływać na środowisko.

Należy również zwrócić uwagę, że szczegółowa analiza działań inwestycyjnych powinna stanowić (wraz z potencjalnymi wariantami ich realizacji) przedmiot rozważań w studiach wykonalności oraz w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie wydania decyzji budowlanych, decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji danego przedsięwzięcia, a nie – na etapie dokumentu strategicznego jakim jest analizowany projekt dokumentu. Wydanie odpowiednich pozwoleń i decyzji będzie wiązało się ze wskazaniem działań minimalizujących lub kompensujących dla konkretnych inwestycji.

11. Metody analizy skutków realizacji postanowień zawartych w aktualizacji „Założeń...”

Rozpoczynając działania, mające na względzie ocenę osiągnięcia wytyczonych w aktualizacji „Założeń...” celów, należy systematycznie gromadzić informacje o efektach ich realizacji i skuteczności zastosowanych instrumentów.

Podstawą prowadzenia monitoringu jest wyciąganie wniosków z tego, co zostało i/lub nie zostało zrealizowane. Ważne jest również modyfikowanie dalszych poczynań (w kolejnych aktualizacjach) w taki sposób, aby osiągnąć zakładane cele w przyszłości. Kluczowym elementem monitorowania jest wypracowanie takich technik zbierania informacji oraz wskaźników, które będą jak najbardziej miarodajnie odzwierciedlały efektywność prowadzonych działań.

Dla miarodajnej oceny realizacji przyjętych założeń potrzebne będą konkretne dane ilościowe o charakterze statystycznym, które po przetworzeniu powinny zostać ujęte w serie wskaźników. Wykorzystując te wskaźniki można określić poziom wyjściowy oraz stopień realizacji celów. Wyniki zapisane w postaci wskaźników czy bezwzględnych informacji statystycznych mają także ważne znaczenie w procesie uzyskiwania poparcia społecznego dla prowadzonych zmian czy świadczenia usług. Dają one obraz sytuacji wyłącznie poprzez interpretację ich w sposób łączny. Pojedynczy wskaźnik czy liczba może sprawiać mylne (zbyt optymistyczne lub pesymistyczne) wrażenie o stopniu zaawansowania wdrażania aktualizacji „Założeń...”. Analiza wartości poszczególnych wskaźników pozwala ocenić na ile podejmowane działania są zgodne z zakładanymi celami.

System monitoringu i oceny realizacji działań ujętych w aktualizacji „Założeń...” wymaga:

- gromadzenia informacji poprzez systematyczne zbieranie danych energetycznych, innych danych o aktywności poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych oraz systematyczne zbieranie danych liczbowych i informacji dotyczących realizacji poszczególnych zadań wynikających z aktualizacji „Założeń...”,
- selekcjonowania informacji poprzez uporządkowanie, przetworzenie i analizę danych,
- analizy zebranych danych poprzez porównanie osiągniętych wyników z przyjętymi założeniami, określenie stopnia wykonania zapisów przyjętej aktualizacji „Założeń...”, identyfikację ewentualnych rozbieżności, przyczyn odchyłeń, określenie działań korygujących polegających na modyfikowaniu dotychczasowych działań, ewentualne wprowadzenie nowych instrumentów wsparcia oraz w przypadku kolejnej aktualizacji „Założeń...” przeprowadzenie zaplanowanych działań korygujących,
- raportowania poprzez przygotowanie raportów z realizacji zadań i osiągnięciu celów ujętych w aktualizacji „Założeń...” oraz ocenę realizacji tych zadań.

Monitoring efektów jest bardzo istotnym elementem procesu wdrażania działań. Dlatego wszystkie większe przedsięwzięcia wynikające z aktualizacji „Założeń...”: winny być monitorowane w zakresie ich umieszczania w kolejnych edycjach planów rozwoju poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych. Tu również prowadzenie spójnej i aktualizowanej na bieżąco bazy danych może ułatwić monitoring realizacji ustaleń analizowanego dokumentu.

W tabelach poniżej zestawiono zaproponowane w aktualizacji „Założeń...” wskaźniki monitorujące poziom osiągnięcia jego celów strategicznych oraz stopień realizacji wyznaczonych działań.

Tabela 11-1 Wskaźniki realizacji celu C.S.1 – Zapewnienie w perspektywie wieloletniej bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu miasta z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników	Częstotliwość raportowania	Oczekiwany wynik ▲ ▼
			Stan na 2020 r.		
Zadanie C1.1 - Kontynuacja działań w kierunku zapewnienia bezpieczeństwa i poprawy warunków dostawy ciepła systemowego i obniżenia jego kosztów					
Zapewnienie nowego źródła ciepła (od 2017) – GETEC Polska Sp. z o.o.	-	PGKiM	opisowo	1x/3 lata	=
Budowa kotłowni na os. Górnicy	-	PGKiM	opisowo	1x/3 lata	=
Rozpoczęcie budowy ciepłowni geotermalnej	-	PGKiM	opisowo	1x/3 lata	=
Zadanie C1.2 – Zakup energii w układzie rynkowym dla odbiorców z terenu miasta, w pierwszej kolejności dla jednostek podległych Miastu w ramach Kolskiej Grupy Zakupowej Energii Elektrycznej – kontynuacja + rozszerzenie dla gazu ziemnego					
		Miasto		1x/rok	=
Zadanie C1.3 – Dalsza modernizacja sieci systemu ciepłowniczego w celu ograniczenia awaryjności i strat ciepłych oraz zagwarantowania dostaw ciepła do odbiorców istniejących i nowych (z jednoczesnym zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych; pożądany poziom udziału sieci preizolowanych w ogólnej dł. sieci – pow. 50%)					
Wzrost udziału sieci preizolowanych w ogólnej długości sieci	km udział (%)	PGKiM	15,4 37	1x/rok	▲
Budowa nowych sieci ciepłowniczych	km	PGKiM	2,6 (od 2017)	1x/rok	▲
Zadanie C1.4 – Ciągły monitoring stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji ciepła, energii elektrycznej i gazu sieciowego na obszarze miasta oraz opracowanie procedur organizacyjnych na wypadek awarii w poszczególnych systemach energetycznych					
Raport w zakresie realizowanych działań	-	Miasto, PE	opisowo	1x/rok	=
S.C. – zapotrzebowanie ciepła z systemu ciepłowniczego miasta: - moc zamówiona - sprzedaż ciepła dla odbiorców	MW GJ/rok	PGKiM	34,1 239 130	1x/rok	▼
S.C. – długość sieci ciepłowniczej w mieście, w tym długość sieci preizolowanych	km (%)	PGKiM	41,4 15,4 (37%)	1x/rok	▲ ▼
S.G. – zużycie gazu sieciowego ogółem w mieście, w tym w gospodarstwach domowych	MWh/rok	PGNiG	37 459 18 030	1x/rok	▲ ▼
S.G. ilość odbiorców gazu ziemnego w mieście, w tym gospodarstw domowych	odbiorca	PSG (PGNiG)	1882 (1 821, 1 730)	1x/rok	▲ ▼
S.G. - długość sieci gazowych i liczba przyłączy	km szt.	PSG	66 1 293	1x/rok	▲ ▼
S.E. – zużycie energii elektrycznej ogółem w mieście (kompleksowi + dystrybucyjni)	MWh/rok	ENERGA	76 243	1x/rok	▲ ▼
S.E. ilość odbiorców energii elektrycznej w mieście (kompleksowi + dystrybucyjni)	odbiorca	ENERGA	12 780	1x/rok	▲ ▼
Zadanie C1.5 - Ciągły monitoring planów rozwoju przedsiębiorstw i ich realizacji, kosztów energii i jej nośników, w aspekcie utrzymania akceptowalnych warunków cenowych dla odbiorców końcowych, w szczególności w systemie ciepłowniczym					
Roczny raport w zakresie analizy porównawczej cen energii i jej nośników (taryfy na ciepło, gaz, energię elektryczną)	-	Miasto, PE	opisowo	1x/rok	=
Zadanie C1.6 - Opracowanie, koordynacja i aktualizacja w miarę zaistniałych potrzeb planów i strategii gospodarki niskoemisyjnej w aspekcie energetyki gminy jako narzędzi dla realizacji i organizacji finansowania działań					
		Miasto, PE		1x/rok	

Tabela 11-2 Wskaźniki realizacji celu C.S.2 - Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie Turku

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników	Częstotliwość raportowania	Oczekiwany wynik ▲ ▼
			Stan na 2020 r.		
Zadanie C2.1 – Koordynacja operacyjna zaopatrzenia w nośniki energii nowych terenów rozwojowych i współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi					
S.C. – przyrost długości sieci ciepłowniczej w roku	km/rok	PGKiM	0,65	1x/rok	▲
S.G. – ilość przyłączonych odbiorców w roku	odbiorców/rok	PGNiG	37	1x/rok	▲
S.E. - ilość przyłączonych odbiorców w roku	odbiorców/rok	ENERGA	25	1x/rok	▲
Uzgadnianie nowych mpzp z przedsiębiorstwami energetycznymi	ilość	Miasto		1x/3 lata	
Sprawdzenie zgodności Planów rozwoju PE z PZ		Miasto, PE		1x/3 lata	
Zadanie C2.2 – Koordynacja planowania przestrzennego miasta oraz procesów 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					
		Miasto		1x/rok	
Zadanie C2.3 – Stymulowanie działań inwestorów dla zastosowania rozwiązań opartych o wykorzystanie lokalnego systemu ciepłowniczego i gazowego oraz ewentualnych lokalnych układów kogeneracji z wykorzystaniem w miarę możliwości gazu ziemnego jako nośnika energii					
		Miasto, PE		1x/rok	
Zadanie C2.4 – Zapewnienie oświetlenia ulicznego nowych tras komunikacyjnych i obszarów z niedostatecznym oświetleniem; zarządzenie oświetleniem ulicznym – szczególnie majątkiem oświetleniowym podmiotów zewnętrznych w celu zwiększenia efektywności energetycznej oświetlenia					
		Miasto, PE		1x/rok	

Tabela 11-3 Wskaźniki realizacji celu C.S.3 - Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia odbiorców z terenu miasta w energię. Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników	Częstotliwość raportowania	Oczekiwany wynik ▲ ▼
			Stan na 2020 r.		
Zadanie C3.1 – Zarządzanie zużyciem i kosztami energii w jednostkach miejskich					
Budowa programu zmniejszenia kosztów energii w jednostkach miejskich	Miasto	Wytypowane służby Miasta	opisowo	1x/3 lata	▲
Etap I – wytypowanie obiektów	Miasto	Wytypowane służby Miasta	opisowo	1x/3 lata	▲
Etap II – stworzenie bazy danych o wytypowanych obiektach	Miasto	Wytypowane służby Miasta	opisowo	1x/3 lata	▲
Etap III – gromadzenie i weryfikacja informacji	Miasto	Wytypowane służby Miasta	opisowo	1x/3 lata	▲
Zadanie C3.2 – Stymulowanie racjonalizacji i likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań węglowych – likwidacja „niskiej emisji”					
Udział w programie „Czyste Powietrze		Miasto	opisowo	1x/3 lata	=
Dofinansowanie wymiany niskosprawnych kotłów i pieców na niskoemisyjne źródła ciepła	liczba wniosków	Miasto	67 (2021 r.)	1x/3 lata	▲
Zadanie C3.3 – Podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników poprzez kontynuację modernizacji systemu w zakresie sieci dystrybucyjnych i zasilających					
Prace modernizacyjne w zakresie budowy kotłów gazowych, węzłów ciepłych oraz wykonania zadań sieciowych i w źródle	-	PGKiM	opisowo	1x/3 lata	▲/=
Wymiana i budowa nowych przyłączy	km	PGKiM	0,10 2,46	1x/3 lata	▲
Budowa i przebudowa gazociągu	km	PSG	5,3	1x/3 lata	▲/=
Modernizacja infrastruktury technicznej m.in.: - wymiana linii napowietrznych SN na linię kablową; - przebudowa sieci SN i nN	km/rok	ENERGA	3,1 4,93	1x/3 lata	▲/=
Zadanie C3.4 – Podniesienie efektywności użytkowania ciepła poprzez ograniczanie zużycia energii użytecznej w ramach działań związanych z termomodernizacją budynków mieszkalnych wielorodzinnych i obiektów miejskich oraz wspieranie działań termomodernizacyjnych i modernizacji systemów grzewczych w zabudowie jednorodzinnej					
Projekt pn.: „Kompleksowa termomodernizacja dwóch komunalnych budynków mieszkalnych przy ul. Górniczej 22 i 24 w Turku”	-	Miasto	opisowo	1x/rok	▲
Prace termomodernizacyjne budynków wielorodzinnych oraz obiektów miejskich (SP ZOZ w Turku)	-	Miasto	opisowo	1x/rok	▲
Zadanie C3.5 – Sukcesywna dalsza modernizacja systemu oświetlenia ulicznego, szczególnie w zakresie punktów nie będących w gestii Miasta					
Ilość oprav	szt.	Miasto/PE	3 389	1x/rok	▲
Modernizacja oświetlenia w ramach projektu pn.: „Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej poprzez modernizację infrastruktury oświetlenia...”: - wymiana oświetlenia na LED - wymiana słupów oświetleniowych	szt.	Miasto/PE	95 82	1x/rok	▲

Tabela 11-4 Wskaźniki realizacji celu C.S.4 - Rozwijanie racjonalnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalne zidentyfikowane możliwości

Wskaźnik	Jednostka	Źródło	Wartości wskaźników	Częstotliwość raportowania	Oczekiwany wynik ▲ ▼
			Stan na 2020 r.		
Zadanie C4.1 – Planowanie i finansowanie budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach miejskich					
		Miasto		1x/rok	
Zadanie C4.2 – Popularyzacja w budownictwie mieszkaniowym oraz w obiektach usług komercyjnych i przedsiębiorstw racjonalnych rozwiązań OZE (dla budownictwa mieszkaniowego poprzez system zachęt finansowania dla mieszkańców)					
Udział Miasta to projekcje „Energia słoneczna dla domu” – - instalacje fotowoltaiczne, - instalacje solarne	liczba instalacji	Miasto	304 86	1x/rok	▲
Zadanie C4.3 - Monitoring robót geologicznych w zakresie odwiertów geotermalnych otworów poszukiwawczo-rozpoznawczych Turek GT-1 i GT-2 w celu ujęcia wód termalnych na działce miejskiej położonej w Tureckiej Strefie Inwestycyjnej					
Badanie wody termalnej w odwiercie		Miasto	opisowo	1x/rok	=
Złożenie wniosku o wykonanie odwiertu Turek GT-2 oraz pozyskanie środków na budowę ciepłowni geotermalnej	liczba wniosków	Miasto/PGKiM	1	1x/rok	▲

Tabela 11-5 Wskaźniki realizacji celu C.S.5 – Edukacja i promocja w zakresie szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii

Zadanie	Planowany termin opracowania	Realizacja
Zad. C5.1 – Opracowanie planu działań odnośnie zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej dla jednostek sektora publicznego z terenu Miasta	ok. 12 miesięcy	Miasto
Zad. C5.2 – Opracowanie planu działań edukacyjnych w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii oraz jego realizacja	ok. 12 miesięcy	Miasto
Zad. C5.3 – Promocja działań miejskich w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii poprzez zamieszczenie informacji w środkach masowego przekazu na temat zrealizowanych działań i ich efektów	ok. 12 miesięcy	Miasto

Częstotliwość przeglądów realizacji zadań zawartych w aktualizacji „Założeń..” zaproponowano na poziomie corocznym. Po zakończeniu okresu na jaki sporządzona jest aktualizacja „Założeń..” lub w sytuacji zaistnienia zewnętrznych uwarunkowań wskazujących na konieczność opracowania nowego dokumentu, powinien być dokonywany szczegółowy przegląd raportów i okresowych aktualizacji oraz wypracowana koncepcja zmian, uwzględniająca aktualną sytuację miasta oraz jego nowe potrzeby. Monitoring ten powinien być wykorzystany przy aktualizacjach „Założeń..”.

12. Streszczenie w języku niespecjalistycznym

Przedmiot Prognozy oraz powiązania z dokumentami strategicznymi

Niniejsza Prognoza wykonana została w ramach przeprowadzanej strategicznej oceny oddziaływania na środowisko celów i kierunków działań ujętych w aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”.

Zakres i stopień szczegółowości Prognozy są zgodne z wymogami ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (tekst jednolity Dz.U. 2021, poz. 247 z późn. zm.) oraz zostały uzgodnione z Regionalnym Dyrektorem Ochrony Środowiska w Poznaniu oraz z Wielkopolskim Państwowym Wojewódzkim Inspektorem Sanitarnym.

Analizowana aktualizacja „Założeń...” jest dokumentem strategicznym mającym wpływ na lokalną politykę ekologiczną i energetyczną miasta. Zawiera informacje o ilości wprowadzanych do powietrza pyłów i gazów cieplarnianych na terenie miasta, podając jednocześnie propozycje konkretnych i efektywnych działań ograniczających te ilości. Przedmiotowy dokument powstał z potrzeby opracowania przejrzystej, kompleksowej i realistycznej strategii poprawy sytuacji i zgodnie z intencją powinien przyczynić się do poprawy stanu jakości powietrza, zapobieganiu rozprzestrzenianiu się ubóstwa energetycznego, zwiększenia komfortu życia mieszkańców, a także sprzyjać sprawiedliwej transformacji energetycznej miasta.

W aktualizacji „Założeń...” ustalono następujące cele strategiczne:

- Cel nr 1 – Zapewnienie w perspektywie wieloletniej bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu miasta z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych;
- Cel nr 2 – Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie Turku;
- Cel nr 3 - Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia odbiorców z terenu miasta w energię. Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników;
- Cel nr 4 – Rozwijanie racjonalnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalne zidentyfikowane możliwości;
- Cel nr 5 – Edukacja i promocja w zakresie szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii.

Realizacja wymienionych wyżej celów i kierunków działań stanowiła przedmiot niniejszej Prognozy oddziaływania na środowisko.

W Prognozie wskazano również na powiązania oraz spójność celów i kierunków działań ujętych w aktualizacji „Założeń...” z innymi dokumentami szczebla międzynarodowego, krajowego, regionalnego i lokalnego.

Stan środowiska w mieście oraz główne problemy jego ochrony

Prognoza zawiera charakterystykę i ocenę stanu jakości środowiska na obszarze Turku. Analiza poszczególnych komponentów wskazała następujące główne problemy ochrony środowiska w mieście:

- ponadnormatywne zanieczyszczenie powietrza,
- zły stan wód powierzchniowych.

Skutki rezygnacji z proponowanych zadań

Prognoza przedstawia również informacje dotyczące oceny zmian jakie mogą nastąpić w środowisku w przypadku odstąpienia od realizacji celów i kierunków działań ujętych w aktualizacji „Założeń...”. Brak realizacji założeń skutkowało będzie dalszym pogarszaniem się stanu środowiska (szczególnie jakości powietrza) na obszarze miasta, co będzie wynikiem utrzymania dotychczasowych negatywnych trendów. Z kolei zła jakość środowiska naturalnego wpłynie na pogarszanie warunków życia mieszkańców miasta.

Odstąpienia od realizacji zawartych w dokumencie zadań może utrudnić realizację założeń zrównoważonego rozwoju miasta oraz celów aktualnego Programu ochrony powietrza.

Przyjęte w aktualizacji „Założeń...” cele i kierunki działań uwzględniają również przeprowadzenie zrównoważonej transformacji energetycznej miasta, zgodnie z wymaganiami Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Ewentualne odstąpienie od wdrażania zapisów analizowanego dokumentu może znacznie utrudnić, spowolnić lub (w skrajnych przypadkach) uniemożliwić realizację celów polityki energetyczno-ekologicznej, co miałoby negatywne konsekwencje środowiskowe i społeczne (pogorszenie zdrowia i jakości życia mieszkańców).

Przewidywane znaczące oddziaływania na środowisko

Przeprowadzona w niniejszej Prognozie analiza wpływu na poszczególne elementy środowiska, celów i kierunków działań ujętych w aktualizacji „Założeń...”, wskazuje na brak potencjalnej możliwości wystąpienia trwałych negatywnych oddziaływań na środowisko. Oddziaływania niekorzystne zidentyfikowane zostały tylko na etapie budowy/realizacji danego przedsięwzięcia. Ich występowanie związane jest z pracami budowlanymi: np. emisja zanieczyszczeń do powietrza związana z transportem budowlanym, zwiększona emisja hałasu powodowana pracą sprzętu budowlano-montażowego, co z kolei wpływa na obniżenie komfortu życia mieszkańców. Oddziaływania te będą miały charakter krótkotrwały i chwilowy.

Dla wymienionych powyżej działań wskazano w Prognozie odpowiednie działania minimalizujące.

Wskazane w aktualizacji „Założeń...” kierunki działań będą miały szczególnie pozytywny wpływ na zdrowie mieszkańców. Istotne znaczenie w tym aspekcie ma redukcja emisji zanieczyszczeń. Można założyć, że każda poprawa stanu środowiska uzyskana w wyniku realizacji działań opisanych w analizowanym dokumencie, będzie pozytywnie oddziaływała na zdrowie ludzi i jakość ich życia (rozumianego jako proces biologiczny). Oddziaływanie to będzie miało zwykle charakter pośredni, a jego skutki dla zdrowia uwidocznia się przeważnie w dalszej perspektywie czasu. Również zmiana struktury zużywanych paliw, w tym zmniejsz-

szenie udziału paliw stałych, połączona z modernizacją źródeł, będzie sprzyjać poprawie jakości wdychanego powietrza.

Ogólnie można stwierdzić, że przeważające skutki pozytywne wiążą się z poprawą warunków życia ludzi, związaną z polepszeniem i/lub utrzymaniem jakości środowiska, jak również z zapewnieniem poziomu bezpieczeństwa dostaw energii przy zrównoważonym rozwoju infrastruktury energetycznej. Ten ostatni element, charakteryzuje się nieznaczoną zmiennością w oddziaływaniach. W części przypadków (związanych z etapem realizacji danego przedsięwzięcia) mogą to być krótkoterminowe oddziaływania niekorzystnie. Ostatecznie jednak, w przypadku osiągania zakładanych celów, wskazuje się na przewagę znaczących oddziaływań korzystnie wpływających na funkcjonowanie środowiska i zapewnienie jego odpowiedniej jakości.

Oddziaływania transgraniczne

Ze względu na zasięg przestrzenny obszaru objętego aktualizacją „Założeń...” oraz znaczną odległość miasta od granic państw ościennych, nie stwierdza się możliwości transgranicznego oddziaływania na środowisko analizowanego dokumentu.

Rozwiązania alternatywne

Rozwiązania alternatywne powinny być wskazane na etapie procedury oddziaływania na środowisko poszczególnych przedsięwzięć. W aktualizacji „Założeń...” nie ma informacji technicznych, które pozwoliłyby na przeprowadzenie skutecznej analizy wariantów alternatywnych w odniesieniu do planowanych inwestycji. Ze względu na duży poziom ogólności projektu, szczegółowe rozwiązania w tym zakresie będą wprowadzane na etapie realizacji inwestycji wynikających z dokumentu.

Monitoring efektów realizacji założeń

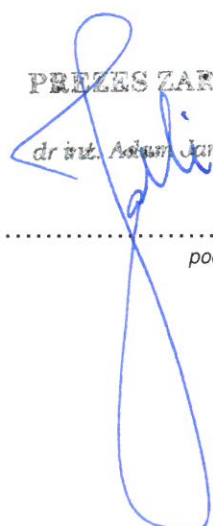
Częstotliwość przeglądów realizacji zadań zawartych w aktualizacji „Założeń...” zaproponowano na poziomie corocznym. Po zakończeniu okresu na jaki sporządzona jest aktualizacja „Założeń...” lub w sytuacji zaistnienia zewnętrznych uwarunkowań wskazujących na konieczność opracowania nowego dokumentu, powinien być dokonywany szczegółowy przegląd raportów i okresowych aktualizacji oraz wypracowana koncepcja zmian, uwzględniająca aktualną sytuację miasta oraz jego nowe potrzeby. Monitoring ten powinien być wykorzystany przy aktualizacjach „Założeń...”.

Oświadczenie kierującego zespołem autorskim:

Jako kierujący zespołem autorów Prognozy oddziaływania na środowisko aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku”, spełniam wymagania, o których mowa w art. 74a ust. 2 ustawy z dnia 3.10.2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (tekst jednolity Dz.U. 2021, poz. 247 z późn. zm.).
Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia.

PREZES ZARZĄDU
dr inż. Adam Jankowski

.....
podpis



Uzasadnienie
do uchwały Nr XLIV/298/21
Rady Miejskiej Turku
z dnia 28 grudnia 2021 roku
w sprawie „Aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2021)”

Konieczność opracowania założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz ich aktualizacji wynika z art. 19 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r., poz. 716 ze zm.)

Stosownie do art. 19 ust. 1 i 2 ww. ustawy, wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata.

„Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku” zostały uchwalone przez Radę Miejską Turku uchwałą Nr XXXVIII/345/14 z dnia 30 października 2014 roku w sprawie uchwalenia „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku” i zaktualizowane Uchwałą Nr IV/39/19 Rady Miejskiej Turku z dnia 7 lutego 2019 roku w sprawie aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2018).

Przyjęcie niniejszej „**Aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2021)**” (zwanej dalej „Aktualizacją Założeń 2021”) uchwałą Rady Miasta stanowić będzie spełnienie wymagań stawianych w art. 19 ustawy Prawo energetyczne o opracowywaniu „Projektów założeń...” na okres 15 lat, z aktualizacją co 3 lata.

W niniejszej „Aktualizacji Założeń 2021” ujęte są następujące zagadnienia:

- a.stan aktualnego zaopatrzenia miasta Turku w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- b.identyfikacja przewidywanych możliwości rozwoju przestrzennego miasta;
- c.identyfikacja potrzeb energetycznych istniejącej i planowanej zabudowy;
- d.określenie niezbędnych działań do zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na energię;
- e.wytyczenie przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych w mieście;
- f.określenie możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem OZE i wysokosprawnej kogeneracji;
- g.określenie możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu aktualnie obowiązującej ustawy o efektywności energetycznej;
- h.określenie zakresu współpracy z innymi gminami.

W niniejszym opracowaniu uwzględniono założenia i ustalenia następujących dokumentów planistycznych:

- a.Zmiany „Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Miasta Turek” przyjętej uchwałą Rady Miejskiej Turku nr X/60/11 z dnia 19 maja 2011 r.;
- b.obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego miasta z uwzględnieniem uchwalonych zmian.

W celu wykonania przedmiotowego opracowania poddano analizie zapisy takich dokumentów strategicznych, jak:

a.Zintegrowana Strategia Rozwoju Gospodarczego Gmin Powiatu Tureckiego na lata 2015-2025 z października 2014 r.;

b.Program Rewitalizacji dla Gminy Miejskiej Turek na lata 2016-2023 przyjęty uchwałą nr XXXIV/294/17 Rady Miejskiej Turku z dnia 12 października 2017 r.,

c.Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Gminy Miejskiej Turek przyjęty do realizacji uchwałą Nr XVI/152/16 Rady Miejskiej Turku z dnia 23 marca 2016 r.

Dodatkowo w „Aktualizacji Założeń 2021” uwzględniono zapisy ujęte w dokumentach planistycznych i strategicznych na poziomie regionalnym:

a.Strategia rozwoju województwa wielkopolskiego do 2030 roku – załącznik do Uchwały nr XVI/287/20 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 27 stycznia 2020 r.;

b.Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Wielkopolskiego WIELKOPOLSKA 2020+ – załącznik do uchwały nr V/70/19 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 25 marca 2019 r.;

c.Program ochrony powietrza dla strefy wielkopolskiej –załącznik do uchwały nr XXI/391/20 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 13 lipca 2020 r.

„Aktualizacja Założeń 2021” wykonana została w oparciu o informacje i uzgodnienia uzyskane od przedsiębiorstw energetycznych i jednostek miasta, powiatu i gminy oraz przeprowadzonej akcji ankietowej wśród większych podmiotów gospodarczych, 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.

Na potrzeby niniejszego opracowania akcją ankietową objęto następujące podmioty i instytucje:

a.Urząd Miejski w Turku,

b.Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o., ul. Polna 4, 62-700 Turek;

c.GETEC Polska Sp. z o.o., ul. Korytkowska 14, 62-700 Turek;

d.MS Energy Sp. z o.o., ul. Staroprzygodzka 117, 63-400 Ostrów Wielkopolski

e.ENERGA-OPERATOR S.A. Oddział w Kaliszu; al. Wolności 8, 62-800 Kalisz;

f.PSE S.A., ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna;

g.PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Poznański Obszar Sprzedaży, ul. Grobla 15, 61-859 Poznań,

h.PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu, ul. Za Groblą 8, 61-860 Poznań,

i.Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Oddział w Poznaniu, ul. Grobla 15, 61-859 Poznań,

j.obiekty użyteczności publicznej (w tym – obiekty będące pod zarządem Miasta),

k.spółdzielnie mieszkaniowe i inni administratorzy budynków,

l.znaczące zakłady przemysłowe działające na terenie miasta Turku.

Zarząd Województwa Wielkopolskiego w Poznaniu, działając na podstawie art. 19 ust. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021r., poz. 716 ze zm.) zaopiniował pozytywnie niniejszą „Aktualizację Założeń 2021” – opinia nr DI-III.7231.31.2021 z dnia 21 października 2021 r. w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz zgodności z polityką energetyczną państwa.

Działając na podstawie art. 19 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021r., poz. 716 ze zm.) oraz zgodnie z art. 39 ust. 1 oraz w świetle art. 46 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z 2021r., poz. 247 ze zm.) zwanej dalej ustawą OoŚ, Burmistrz Miasta Turku wyłożył do publicznego wglądu „Aktualizację

Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2021)” wraz z „PROGNOZĄ ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO Aktualizacji Założeń 2021” (dalej zwana Prognozą), na okres 21 dni, w dniach od 18.11.2021 r. do 9.12.2021 r. w siedzibie Urzędu Miejskiego w Turku, a także na stornie internetowej Urzędu Miejskiego w Biuletynie Informacji Publicznej. W trakcie wyłożenia nie wpłynęły żadne wnioski, zastrzeżenia i uwagi.

Zgodnie z art. 46 w/w ustawy OOS w/w Prognozie przeprowadzono strategiczną ocenę oddziaływania na środowisko. Prognoza sporządzona jest zgodnie z zakresem wskazanym w art. 51 ust 2 oraz art. 52 ust. 1 i 2 ustawy w/w ustawy OOS.

Zakres i stopień szczegółowości informacji zawartych w Prognozie zostały uzgodnione z Regionalnym Dyrektorem Ochrony Środowiska w Poznaniu (pismem znak WOO-III.410.676.2021.MM.1 z dnia 25.10.2021 r.) oraz ze Wielkopolskim Państwowym Wojewódzkim Inspektorem Sanitarnym (pismem znak DN-NS.9011.1305.2021 z dnia 15.11.2021 r.).

„Aktualizacja Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Turku (Aktualizacja 2021)” wraz z „PROGNOZĄ ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO Aktualizacji Założeń 2021” uzyskały pozytywne opinie:

a.Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Poznaniu – pismo znak WOO-III.410.834.2021.PW.1 z dnia 17.12.2021 r.

b.Wielkopolskiego Państwowego Wojewódzkiego Inspektora Sanitarnego w Poznaniu – Opinia sanitarna nr DN-NS.9011.1305.2021 z dnia 10.12.2021 r.

Mając na względzie powyższe, podjęcie uchwały jest konieczne i w pełni uzasadnione.