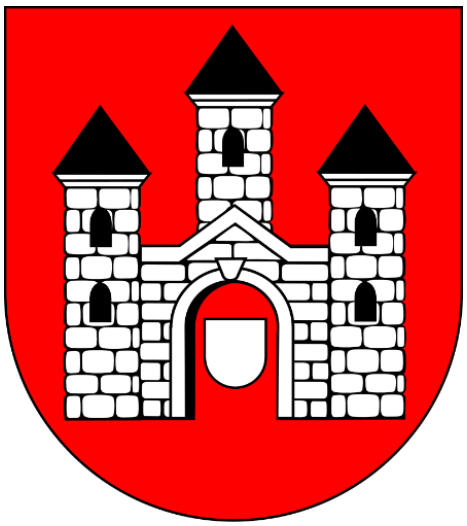
GMINA PRZYTYK
województwo mazowieckie

RAPORT

z analizy gospodarczo-energetycznej gminy Przytyk na potrzeby społeczności energetycznej



Przytyk, listopad 2025 r.

Spis treści

1 Charakterystyka energetyczna gminy 5
1.1 Sieć energetyczna 5
1.1.1 Sieć elektroenergetyczna 5
1.1.2 Sieć gazowa 7
1.1.3 Sieć ciepłownicza 7
1.2 Konwencjonalne źródła energii 10
2 Informacja o aktualnym stanie wdrożenia OZE 11
2.1 Działające instalacje 11
2.1.1 Fotowoltaika 11
2.1.2 Pompy ciepła 12
2.1.3 Biomasa 13
2.1.4 Kolektory słoneczne 15
2.1.5 Potencjał OZE 15
2.2 Istniejące społeczności energetyczne 15
3 Wskazanie potencjalnych członków społeczności energetycznej. 16
3.1 Mieszkańcy, przedsiębiorcy, jednostki publiczne 16
3.1.1 Mieszkańcy 16
3.1.2 Przedsiębiorcy 16
3.1.3 Jednostki publiczne 18
3.2 Potrzeby energetyczne 19
3.2.1 Zapotrzebowanie mieszkańców 19
3.2.2 Potrzeby przedsiębiorców 21
3.2.3 Potrzeby jednostek publicznych 23
4 Wskazanie lokalizacji potencjalnych inwestycji 24
4.1 Niezabudowane działki, dachy budynków publicznych, parkingi 24
4.1.1 Niezabudowane działki 24
4.1.2 Dachy budynków publicznych 24
4.2 Określenie rodzaju źródła OZE, mocy, przeznaczenia, możliwości przyłączeniowych. 27
4.2.1 Rodzaje planowanych źródeł OZE i moc 27
4.2.2 Możliwości przyłączeniowe 28
5 Bilans energetyczny 30
5.1 Zestawienie potencjału wytwórczego i zapotrzebowania 30
5.1.1 Zapotrzebowanie energetyczne 30
5.1.2 Potencjał wytwórczy energii odnawialnej 30
5.1.3 Wnioski z bilansu 34

5.2 Obliczenie oszczędności 36
6 Rekomendacje dotyczące miksu OZE 40
6.1 Propozycje najefektywniejszego zestawu źródeł 40
6.1.1 Fotowoltaika (energia słoneczna) 40
6.1.2 Biogazownie rolnicze i komunalne 41
6.1.3 Biomasa 43
6.1.4 Pompy ciepła 44
6.1.5 Energia wiatrowa (ograniczenia) 45
6.1.6 Podsumowanie 46
7 Ogólny plan inwestycyjny 46
7.1 Rodzaj i lokalizacja inwestycji 46
7.2 Szacunkowe koszty 48
8 Analiza kosztów i korzyści 50
9 Koncepcja rozwoju społeczności energetycznej 52
9.1 Potrzeba zmian w MPZP 52
9.2 Inne uwarunkowania lokalne 52
10 Obniżenie cen energii elektrycznej dla mieszkańców gminnej/lokalnej spółdzielni mieszkaniowej 53
11 Obniżenie cen ciepła systemowego dla mieszkańców gminnej/lokalnej spółdzielni mieszkaniowej 57
12 Zbilansowanie kosztów wytwarzania i konsumpcji energii elektrycznej ze źródeł OZE dla prosumentów fizycznych 58
13 Zbilansowanie kosztów wytwarzania i konsumpcji energii elektrycznej ze źródeł OZE dla jednostek publicznych 60
14 Zbilansowanie kosztów wytwarzania ciepła przy zastosowaniu urządzeń OZE dla osób fizycznych 61
15 Zbilansowanie kosztów wytwarzania ciepła przy zastosowaniu urządzeń OZE dla jednostek publicznych 63
16 Zbudowanie lub rozwój kompetencji własnych na rzecz koordynacji działań w zakresie gospodarki energetycznej, cieplnej i gazu w ramach gminy 65
17 Dostosowanie struktury sieci energetycznej, ciepłowniczej lub gazowej do potrzeb społeczności gminnej 67
18 Dodatkowe aspekty społeczno-ekonomiczne rozwiązywane poprzez tworzenie Społeczności energetycznych 68
19 Zaangażowanie przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą na terenie gminy we współpracę w charakterze producentów energii elektrycznej 70
20 Zaangażowanie przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą na terenie gminy we współpracę w charakterze konsumentów energii elektrycznej 72
21 Zaangażowanie przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą na terenie gminy we współpracę w charakterze wytwórców energii cieplnej 74

22 Zaangażowanie we współpracę przedsiębiorców prowadzących na terenie gminy działalność gospodarczą w charakterze wytwórców gazu pochodzenia biologicznego do celów konsumenckich . 75

23 Zaangażowanie we współpracę przedsiębiorców prowadzących na terenie gminy działalność gospodarczą w charakterze wytwórców gazu pochodzenia biologicznego 77

24 Przystosowanie Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego do celów zbudowania dodatkowych źródeł OZE na terenie gminy 79

25 Plan budowy współpracy na platformie: biznes-nauka-samorząd dedykowana rozwiązywaniu lokalnych potrzeb społeczno-gospodarczych w zakresie zadań własnych gminy 81

26 Plan wdrożenia nowatorskich rozwiązań na polu wytwarzania energii elektrycznej, cieplnej lub produkcji gazu na potrzeby społeczności gminnej, w tym podmiotów gospodarczych 82

27 Plan rozwiązania na polu magazynowania energii na potrzeby społeczności gminnej, w tym podmiotów gospodarczych 84

28 Plan wdrożenia rozwiązania na polu organizacji ekologicznego transportu publicznego 86

29 Dopasowanie technologiczne systemu organizacyjno-technologicznego do potrzeb gminy 88

30 Wskazanie rozpoznanych źródeł finansowania projektów na etapie inwestycyjnym (po realizacji Zadania) 89

31 Kalendarz realizacji planowanych projektów energetycznych i ciepłowniczych 91

32 Źródła 93

1 Charakterystyka energetyczna gminy

1.1 Sieć energetyczna

1.1.1 Sieć elektroenergetyczna

System elektroenergetyczny Gminy Przytyk tworzy układ rozdzielczy średniego i niskiego napięcia eksploatowany przez PGE Dystrybucja S.A., Oddział Skarżysko-Kamienna. Rdzeń infrastruktury stanowią napowietrzne i kablowe linie 15 kV oraz 0,4 kV wraz ze stacjami transformatorowymi 15/0,4 kV rozmieszczonymi na całym obszarze gminy, co zapewnia zasilanie zarówno zabudowy rozproszonej, jak i obiektów publicznych oraz działalności gospodarczej. Skala sieci jest dobrze udokumentowana: sama długość linii średniego napięcia w wykonaniu napowietrznym wynosi 99,2 km, a stacje SN/nN wyprowadzają liczne ciągi nN umożliwiające fizyczny dostęp do energii wszystkim odbiorcom na terenie gminy. Jednocześnie, na moment przygotowania dokumentów planistycznych operator nie udostępnił szczegółowych planów rozwojowych dla sieci rozdzielczej w granicach Przytyka, co rodzi potrzebę prowadzenia uzgodnień inwestycyjnych ad hoc przy rosnącej presji przyłączeniowej ze strony OZE i elektryfikacji ogrzewnictwa.

Uzupełniające źródła strategiczne akcentują kierunkowe zadania na wyższych poziomach napięć, które przekładają się na odporność lokalnego systemu. W szczególności wskazywana jest poprawa pewności zasilania poprzez działania w sieci 110 kV, w tym budowę linii Jedlińsk–Wrzeszczów–Drzewica, a także modernizacje stacji 110/15 kV oraz ciągów SN i nN. Te interwencje zwiększają „pojemność przyłączeniową" na poziomie GPZ i w pierścieniach SN, co wprost wspiera lokalne możliwości przyłączania rozproszonych źródeł wytwórczych i nowych odbiorów w gminie. Równolegle dokumenty potwierdzają brak publicznie dostępnych planów rozwojowych PGE Dystrybucja dla samego obszaru Przytyka – wnioskiem praktycznym jest konieczność etapowania wzmocnień w oparciu o bilans lokalnych potrzeb i uzgodnienia projektowe z OSD.

Funkcjonowanie i obciążenie sieci odczuwalnie kształtuje oświetlenie uliczne, które gmina zmodernizowała kompleksowo w 2013 r., wymieniając 1 127 opraw, z czego 1 045 na LED o zróżnicowanych mocach (40 W – 588 szt., 57 W – 191 szt., 66 W – 24 szt., 106 W – 90 szt., 131 W – 131 szt.). Modernizacja obniżyła zużycie energii na cele oświetlenia o około 60% i stała się krajowym punktem odniesienia – Przytyk odnotowano jako największą polską gminę w pełni oświetloną technologią LED. Dla systemu elektroenergetycznego oznacza to trwałe ograniczenie poboru w godzinach nocnych, redukcję strat i poprawę profilu dobowego obciążeń, co przekłada się na mniejsze wahania napięć w wielu końcowych odcinkach nN.

Istotnym uwarunkowaniem pracy systemu energetycznego gminy jest obecność sieci gazowej oraz realizowany etapami program jej rozbudowy. Polska Spółka Gazownictwa zakończyła I etap inwestycji, w którego ramach wybudowano nowoczesną sieć średniego ciśnienia o łącznej długości około 2,5 km i uruchomiono zasilanie z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG, co pozwoliło wcześniej podłączyć kluczowe obiekty samorządowe, w tym szkołę, przedszkole, halę sportową oraz budynek Urzędu Miasta i Gminy. Nakłady na ten etap wyniosły ponad 2,5 mln zł. Równolegle trwa II etap obejmujący budowę około 11,5 km gazociągu średniego ciśnienia od istniejącego odcinka w miejscowości Zakrzew do granic miasta Przytyk oraz częściowo na jego terenie, z terminem realizacji do końca 2025 roku. Po zakończeniu obu etapów łączna długość nowej infrastruktury osiągnie około 14,0 km, co stworzy warunki do systemowego zastępowania dotychczas wykorzystywanych przez mieszkańców źródeł LPG w butlach 11 kg gazem ziemnym oraz do podłączania kolejnych odbiorców indywidualnych i przedsiębiorstw. Z punktu widzenia elektroenergetyki oznacza to możliwość ograniczenia przyszłych przyrostów mocy szczytowej wynikających z elektryfikacji ogrzewania i części procesów bytowych oraz bardziej zrównoważone planowanie modernizacji sieci nN i SN, w tym doboru przekrojów przewodów, nastaw automatyki zabezpieczeniowej i rezerw transformatorowych. Jednocześnie utrzymanie właściwych parametrów jakościowych napięcia w długich, rozproszonych odcinkach nN pozostaje zadaniem priorytetowym, jednak ryzyko lokalnych przeciążeń i wahań napięcia będzie

mniejsze w obszarach, gdzie odbiorcy przejdą z ogrzewania elektrycznego na gaz ziemny dzięki oddanej do użytku sieci 2,5 km oraz planowanemu dobudowaniu kolejnych 11,5 km do roku 2025.

Topologia i rozpiętość układu osadniczego mają tu znaczenie pierwszorzędne. Układ drogowy dokumentuje skalę rozproszenia: drogi wojewódzkie 740 i 732 liczą łącznie ok. 20 km (w tym 13 km i 7 km), drogi powiatowe 56,4 km, a gminne 85,4 km, z czego ok. połowa to nawierzchnie gruntowe. Ta geografia przekłada się na ponadprzeciętnie długie odcinki nN, liczne odgałęzienia i większą wrażliwość na spadki napięć oraz obciążenia asymetryczne, zwłaszcza w słoneczne dni przy wysokiej generacji prosumenckiej. Dlatego planując przyłączenia mikroinstalacji PV i rozwój magazynowania energii, gmina – we współpracy z operatorem – powinna priorytetyzować wymianę przewodów o największych spadkach, dobudowę sekcjonowania i przebudowy układów zasilania na pętlowe, tam gdzie to wykonalne.

W dokumentach sektorowych i planistycznych zwraca się uwagę na zestaw narzędzi poprawiających „zdolność hostingową" sieci wobec OZE: regulację napięcia po stronie SN (odczepy transformatorów, układy regulacji pod obciążeniem w GPZ), punktowe zwiększanie mocy transformatorów SN/nN w węzłach o niskiej rezerwie, automatyzację łączników i zdalne opomiarowanie AMI, a także lokalną kompensację mocy biernej i zarządzanie profilami obciążeń. Wskazuje się również na racjonalizację zużycia energii po stronie odbiorców – poprzez termomodernizacje i modernizacje instalacji w budynkach – która obniża zapotrzebowanie szczytowe i stabilizuje parametry pracy sieci. Ten pakiet interwencji jest wprost spójny z kierunkami określonymi w „Projekcie założeń…" i w PGN.

W wymiarze operacyjnym rekomenduje się przyjęcie ścieżki działań dwutorowych. Po stronie infrastruktury sieciowej zasadne jest audytowanie rezerw mocy na stacjach SN/nN, identyfikacja odcinków z najwyższymi spadkami napięć i stratami technicznymi oraz przygotowanie listy zadań obejmujących wymianę przewodów, dobudowę sekcjonowania, przebudowy na układy promieniowo-pętlowe i montaż automatyki FDIR, co skraca czasy przerw i ogranicza liczbę odbiorców objętych wyłączeniami. Po stronie popytu – kontynuacja termomodernizacji i elektryfikacji w obiektach publicznych, wdrażanie magazynów energii w punktach krytycznych krzywej obciążenia (szkoły, obiekty OPS/OSP, ujęcia wody), a także rozwój fotowoltaiki prosumenckiej sprzęgniętej z magazynami i systemami zarządzania mocą, aby stała generacja dzienna była lokalnie konsumowana z minimalnym oddziaływaniem na profil napięć. Te działania wspiera już zrealizowana modernizacja oświetlenia LED, która obniżyła obciążenie nocne i poprawiła charakterystykę dobową zapotrzebowania.

Z punktu widzenia ładu instytucjonalnego naturalnym partnerem do koordynacji przyłączeń i mechanizmów elastyczności jest lokalny podmiot wspólnotowy. Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna" jest na etapie rejestracji w KRS i działając w modelu obywatelskiej energetyki rozproszonej może zintegrować prosumentów, jednostki samorządowe i przedsiębiorców w ramach wspólnych programów bilansowania, magazynowania i redukcji mocy szczytowej. Taka koordynacja, prowadzona w ścisłej współpracy z PGE Dystrybucja, ułatwi identyfikację „wąskich gardeł" na nN/SN, dostosowanie mocy transformatorów oraz wdrożenie zdalnych pomiarów i sterowania, co finalnie podniesie niezawodność i jakość dostaw energii dla wszystkich grup odbiorców.

Podsumowując, obecny układ sieciowy przy zachowaniu bieżących standardów eksploatacyjnych i realizacji punktowych wzmocnień jest zdolny obsłużyć dalszy rozwój prosumencki i stopniową elektryfikację ciepła, jednak wymaga świadomego zarządzania „pojemnością" sieci przez pakiet działań technicznych i popytowych. Priorytetem powinno pozostać podnoszenie pewności zasilania poprzez modernizacje SN/nN powiązane z pracami na poziomie 110 kV, utrzymanie trendu ograniczania zużycia energii po stronie odbiorców oraz rozwój lokalnych usług elastyczności i magazynowania jako nośników stabilności parametrów napięciowych. To podejście jest zgodne z celami zapisanymi w dokumentach planistycznych i środowiskowych gminy, a jego konsekwentna realizacja wzmocni bezpieczeństwo energetyczne, odporność i zdolność Przytyka do włączania kolejnych źródeł odnawialnych bez pogorszenia jakości zasilania.

1.1.2 Sieć gazowa

Na terenie Gminy Przytyk funkcjonuje już sieć gazu ziemnego, a operatorem dystrybucji jest Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Inwestycja realizowana jest w formule projekt plus budowa i została podzielona na dwa etapy, co umożliwiło równoległe prowadzenie prac dokumentacyjnych i wykonawczych oraz etapowe uruchamianie dostaw. W ramach zakończonego etapu I wybudowano około 2,5 km gazociągu średniego ciśnienia, zrealizowano węzły niezbędne do włączeń odbiorczych oraz wdrożono rozwiązanie oparte na stacji regazyfikacji LNG, co pozwoliło na natychmiastowe zasilenie kluczowych obiektów samorządowych. Wartość nakładów na tę fazę przekroczyła 2,5 mln zł, co oznacza jednostkowy koszt rzędu co najmniej 1,0 mln zł na każdy kilometr nowo wybudowanej sieci, przy czym w kwocie tej ujęto także elementy technologiczne i przyłączeniowe niezbędne do uruchomienia stacji regazyfikacji.

Zastosowana stacja regazyfikacji LNG, wyposażona w zbiorniki kriogeniczne oraz parownice, umożliwiła wcześniejsze uruchomienie dostaw gazu przed doprowadzeniem gazociągu z kierunku Zakrzewa. W pierwszej kolejności objęto zasilaniem obiekty o istotnym znaczeniu społecznym i komunalnym, w tym szkołę, przedszkole, halę sportową oraz budynek Urzędu Miasta i Gminy. Skupienie się na odbiorcach publicznych zapewniło szybki efekt środowiskowy i organizacyjny, a także pozwoliło przygotować schematy eksploatacji i bilansowania przepływów jeszcze przed zwiększeniem zasięgu sieci. W świetle przyjętego harmonogramu etap I stanowi około 17,9 procent planowanej łącznej długości nowej infrastruktury, co wynika z relacji 2,5 km do ok. 14,0 km, jakie gmina uzyska po zakończeniu całego programu inwestycyjnego.

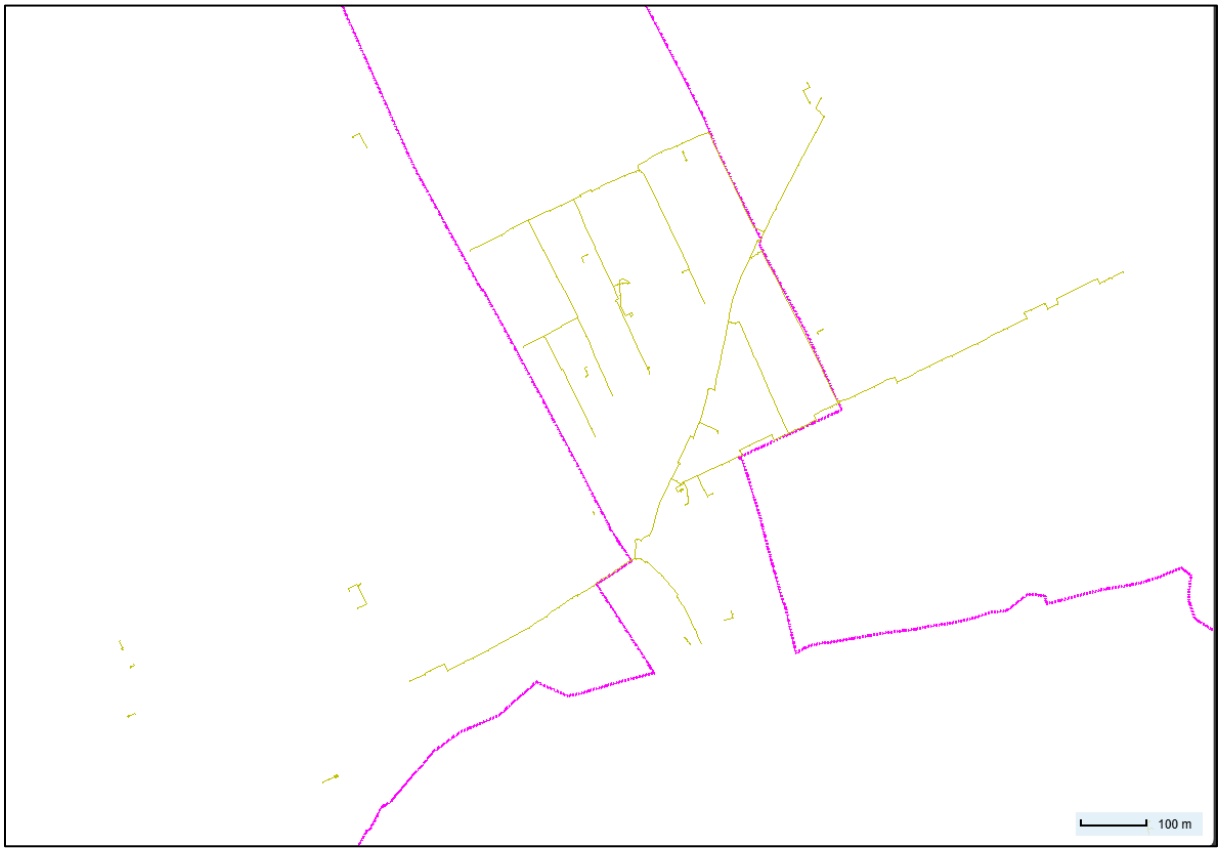
Równolegle prowadzone są prace w ramach etapu II, które obejmują budowę około 11,5 km gazociągu średniego ciśnienia od istniejącego gazociągu zasilającego w miejscowości Zakrzew do granic miasta Przytyk oraz częściowo na terenie miasta i gminy. Realizacja tej fazy została zaplanowana do końca 2025 roku, co pozwoli domknąć pętlę dystrybucyjną i zapewnić bezpośrednie, liniowe zasilanie sieci przytyckiej z systemu PSG. Po zakończeniu etapu II łączna długość nowych odcinków osiągnie około 14,0 km, a relacja długości odcinków liniowych do odcinków już oddanych do użytkowania wyniesie mniej więcej 11,5 do 2,5, co odpowiada proporcji 4,6 do 1. Taki przyrost długości infrastruktury znacząco zwiększy elastyczność pracy systemu oraz potencjał przyłączania odbiorców komunalnych, mieszkaniowych i przedsiębiorstw.

Z punktu widzenia gospodarki komunalnej konsekwencje inwestycji są wielowymiarowe. Po pierwsze, sukcesywne przechodzenie z LPG w butlach 11 kg i ze zbiorników przydomowych na gaz ziemny w sieci redukuje koszty logistyczne po stronie gospodarstw domowych oraz jednostek publicznych, a także porządkuje profil zapotrzebowania w sezonie grzewczym. Po drugie, wykorzystanie gazu ziemnego w ciepłownictwie indywidualnym i w segmencie usługowym przynosi wymierny efekt środowiskowy w postaci ograniczenia emisji pyłów zawieszonych i benzo[a]pirenu w strefach zabudowy zwartej. Po trzecie, po osiągnięciu około 14,0 km łącznej długości sieci możliwe będzie planowanie kolejnych przyłączeń w oparciu o czytelne kryteria techniczne i ekonomiczne, z uwzględnieniem gęstości zabudowy, odległości do osi sieci oraz krzywej obciążeń dobowych.

Wprowadzenie gazu ziemnego do lokalnego miksu poprawia również perspektywę planowania rozwoju sieci elektroenergetycznych. Dotychczasowy trend szybkiej elektryfikacji ogrzewnictwa podnosił moc szczytową i wymagał przyspieszonego wzmacniania odcinków nN i SN, doboru większych przekrojów przewodów, rekonfiguracji nastaw automatyki zabezpieczeniowej oraz zwiększania rezerw transformatorowych. Rozwijająca się sieć gazowa stanowi realną alternatywę dla części nowych źródeł ciepła elektrycznych i może spłaszczać przyrosty mocy szczytowej w sezonie zimowym. Takie zbilansowanie obciążeń poprawia stabilność napięciową, zwłaszcza na długich odcinkach końcowych nN typowych dla zabudowy rozproszonej, oraz pozwala relokować nakłady inwestycyjne tam, gdzie są najbardziej uzasadnione, zamiast prowadzić równoległe i kosztowne wzmocnienia w wielu punktach jednocześnie.

Jednocześnie cele strategiczne gminy w obszarze poprawy jakości powietrza oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych pozostają aktualne i wymagają działań uzupełniających. Termomodernizacje budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej, wymiany źródeł ciepła oraz rozwój wysokosprawnych technologii niskoemisyjnych stanowią nieodzowny komponent polityki energetyczno-klimatycznej. Kierunki związane z OZE i lokalną kogeneracją z biomasy i biogazu mogą w sposób komplementarny współistnieć z rozwijaną siecią gazową, wspierając bezpieczeństwo dostaw, ograniczając koszty systemowe i zwiększając odporność na wahania cen paliw. W dłuższym horyzoncie, wraz z dojrzewaniem rynku, możliwe jest rozważenie podnoszenia jakości biogazu do standardu biometanu oraz jego wykorzystania lokalnie lub, w razie dalszej rozbudowy sieci, wtłaczania do systemu dystrybucyjnego.

W tym układzie szczególnie istotna jest rola energetyki wspólnotowej. Spółdzielnia Energetyczna Przytycka Społeczność Energetyczna, będąca na etapie rejestracji w KRS, może integrować odbiorców indywidualnych, jednostki publiczne i przedsiębiorców wokół niskoemisyjnych nośników energii oraz usług bilansowania i elastyczności. Dostępność 2,5 km już pracującej infrastruktury i planowane 11,5 km nowych odcinków stwarzają podstawy do projektów wielonośnikowych, w których energia elektryczna, gaz ziemny i ciepło z OZE są koordynowane w ramach jednego portfela. Taki model pozwala stopniowo zmniejszać udział paliw stałych, redukować emisje w sektorze komunalno-bytowym i stabilizować koszty końcowe, a jednocześnie zapewnia spójność z harmonogramem rozbudowy sieci, wskazując rok 2025 jako kamień milowy dla osiągnięcia pełnej funkcjonalności układu dystrybucyjnego na poziomie około 14,0 km długości.



Rys.1 – Mapa sieci gazowej w gminie Przytyk

1.1.3 Sieć ciepłownicza

Na terenie Gminy Przytyk nie funkcjonuje scentralizowana sieć ciepłownicza. Zapotrzebowanie na ciepło jest pokrywane w całości przez indywidualne źródła ogrzewania w budynkach mieszkalnych, obiektach użyteczności publicznej oraz w zabudowie usługowo-gospodarczej. Taki rozproszony model ogranicza możliwość centralnego zarządzania popytem na energię cieplną i utrudnia standaryzację parametrów emisyjnych, a poziom efektywności energetycznej zależy wprost od stanu technicznego kotłów, instalacji wewnętrznych i termiki poszczególnych budynków. „Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Gminy Przytyk" oraz „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Przytyk" jednoznacznie wskazują, że gmina opiera się na indywidualnych źródłach ciepła, przy braku systemowej gazyfikacji i braku ciepła z sieci, a „Program Ochrony Środowiska – Przytyk" akcentuje konsekwencje środowiskowe takiego stanu rzeczy, w szczególności w sezonie grzewczym.

Struktura nośników w sektorze mieszkaniowym potwierdza dominację paliw stałych. Zestawienie „Przytyk – Używane Paliwa w Gminach" pokazuje, że w próbce 2 554 punktów adresowych co najmniej 1 282 lokalizacje (ok. 50,2%) ogrzewane są węglem lub paliwami węglopochodnymi, 685 (ok. 26,8%) drewnem kawałkowym, 137 (ok. 5,4%) pelletem, 161 (ok. 6,3%) gazem (w praktyce są to instalacje na LPG), 28 (ok. 1,1%) olejem opałowym, a pojedyncze przypadki stanowi inna biomasa. Oznacza to, że ponad połowa gospodarstw domowych wciąż korzysta z kotłów na paliwa stałe, co przekłada się na podwyższoną emisję pyłów zawieszonych i benzo(a)pirenu. W sektorze publicznym wciąż spotykane są lokalne kotłownie węglowe i biomasowe, ale część obiektów działa już w oparciu o kotły gazowe na LPG lub układy hybrydowe; „Zestawienie danych MIWSE – uzupełniane" oraz „Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Gminy Przytyk" odnotowują także stopniowe wprowadzanie instalacji OZE (głównie mikroinstalacji fotowoltaicznych) na wybranych obiektach, co obniża koszty przygotowania ciepłej wody i wspiera elektryfikację ogrzewania.

Dokumenty gminne wskazują więc priorytet: redukcję zużycia energii finalnej i emisji poprzez termomodernizację, wymianę źródeł ciepła oraz rozwój odnawialnych źródeł energii w budynkach publicznych i mieszkaniowych. W praktyce oznacza to konieczność dalszej likwidacji kotłów bezklasowych, zastępowanie ich pompami ciepła (szczególnie w budynkach po docieplenіu) oraz kotłami na biomasę o wysokiej sprawności tam, gdzie pompy ciepła nie są jeszcze technicznie lub ekonomicznie uzasadnione. Na obszarach o większej koncentracji obiektów publicznych – takich jak centrum Przytyka (urząd, szkoła, infrastruktura komunalna) oraz zespoły oświatowe w Wrzosie i Wrzeszczowie – analizować należy budowę niskotemperaturowych mikro-układów ciepłowniczych (pompy ciepła powietrze-woda lub grunt-woda, ewentualnie kotły biomasowe z buforami ciepła) o mocach rzędu 50–300 kW, zdolnych do wspólnego zasilania kilku budynków w promieniu krótkich odcinków sieci. Takie rozwiązania techniczne, skojarzone z lokalną fotowoltaiką i magazynami ciepła/energii, pozwalają uzyskać 20–30% oszczędności kosztów względem indywidualnych kotłowni węglowych oraz ograniczyć emisję CO_2 nawet o 60–70% w zależności od miksu zasilania.

„Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Przytyk" wskazuje, że rolniczy charakter gminy stwarza realny potencjał dla wykorzystania biomasy i biogazu w źródłach rozproszonych – w tym w małych układach kogeneracyjnych. W horyzoncie średnioterminowym warto rozważać instalacje biogazowe oparte na substratach rolniczych i odpadowych, które mogłyby lokalnie zasilać kotłownie niskotemperaturowe lub – po podniesieniu jakości do standardu biometanu – neutralne klimatycznie źródła gazowe poza siecią. Kierunek ten jest spójny z „Programem Ochrony Środowiska – Przytyk", który akcentuje eliminację niskiej emisji oraz promowanie najlepszych dostępnych technik w ogrzewnictwie indywidualnym, a także z „Planem Gospodarki Niskoemisyjnej dla Gminy Przytyk", gdzie rekomenduje się łączenie działań termomodernizacyjnych z wymianą źródeł i integracją OZE.

Zarządzanie transformacją systemu ciepłowniczego – przy braku scentralizowanej sieci – wymaga modelu koordynacji opartego na współdziałaniu mieszkańców, samorządu i podmiotów lokalnych. W

tym kontekście kluczową rolę może przejąć energetyka wspólnotowa: Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna" jest na etapie rejestracji w KRS i może stać się platformą integrującą projekty termomodernizacyjne, wymiany źródeł ciepła, wdrażania pomp ciepła i kotłów biomasowych oraz rozwoju mikro-układów ciepłowniczych przy budynkach publicznych. Spółdzielnia – działając w porozumieniu z gminą – może także wspierać standaryzację audytów energetycznych, wspólne zakupy urządzeń, kontraktację serwisu oraz programy bilansowania energii elektrycznej (PV + magazyny + pompy ciepła), tak aby zmniejszać szczytowe obciążenia i koszty eksploatacyjne. Taka ścieżka rozwoju pozwoli ograniczyć emisje, obniżyć rachunki za ogrzewanie i podnieść komfort cieplny, a jednocześnie zwiększy bezpieczeństwo energetyczne gminy bez konieczności budowy kosztownej, scentralizowanej sieci ciepłowniczej.

1.2 Konwencjonalne źródła energii.

W Gminie Przytyk podstawowym źródłem energii cieplnej pozostają paliwa stałe – przede wszystkim węgiel kamienny i drewno – uzupełniane w mniejszym zakresie przez pellet, LPG (gaz płynny) oraz olej opałowy. Brak scentralizowanej sieci ciepłowniczej i ograniczony dostęp do sieci gazowej przesądza o dominacji indywidualnych kotłowni w budynkach mieszkalnych, obiektach użyteczności publicznej oraz w zabudowie usługowo-gospodarczej. Zestawienie „Przytyk – Używane Paliwa w Gminach" wskazuje, że w części miejskiej (342 punkty adresowe) odnotowano 181 budynków ogrzewanych węglem, 27 gazem (LPG), 27 drewnem, 21 pelletem i 11 olejem opałowym; w części wiejskiej (2 212 punktów) – 1 101 węgiel, 134 gaz (LPG), 658 drewno, 116 pellet, 17 olej oraz 11 przypadków innej biomasy. Oznacza to, że co najmniej połowa budynków w gminie wykorzystuje węgiel lub paliwa węglopochodne, a istotny odsetek bazuje na biomasie drzewnej, co bezpośrednio przekłada się na poziom emisji pyłów zawieszonych i benzo(a)pirenu w sezonie grzewczym.

„Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Gminy Przytyk" oraz „Program Ochrony Środowiska – Przytyk" potwierdzają rozproszony, indywidualny charakter systemu ciepła i wskazują na konieczność ograniczania niskiej emisji poprzez działania po stronie popytu (termomodernizacje, uszczelnianie przegród, modernizacje instalacji wewnętrznych) oraz po stronie źródeł (wymiana kotłów bezklasowych na urządzenia niskoemisyjne). W praktyce oznacza to priorytetowe odchodzenie od przestarzałych kotłów węglowych na rzecz pomp ciepła – szczególnie w budynkach po dociepleniu – oraz wysokosprawnych kotłów na biomasę tam, gdzie warunki techniczne i ekonomiczne nie sprzyjają pełnej elektryfikacji ogrzewania. Dokument „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Przytyk" akcentuje, że rolniczy profil gminy tworzy realny potencjał do wykorzystania lokalnych zasobów biomasy i – w perspektywie – biogazu w małej kogeneracji i/lub w niskotemperaturowych mikro-układach ciepłowniczych dla skupisk budynków publicznych.

W sektorze publicznym widać stopniową dywersyfikację nośników i wzrost udziału OZE w bilansie energetycznym obiektów. „Zestawienie danych MIWSE – uzupełniane" wykazuje funkcjonujące mikroinstalacje fotowoltaiczne na wybranych budynkach gminnych (m.in. urząd, szkoły w Przytyku, Wrzosie i Wrzeszczowie, obiekty sportowe i remiza), o łącznej mocy rzędu ok. 47,15 kW. Choć wprost dotyczy to energii elektrycznej, skojarzenie PV z pompami ciepła i magazynami ciepła/energii pozwala istotnie obniżać koszty przygotowania ciepłej wody i ogrzewania w trybie autokonsumpcji. W przypadku skupisk kilku obiektów publicznych położonych w niewielkiej odległości warto rozważać niskotemperaturowe mikro-systemy ciepłownicze (pompy ciepła powietrze-woda lub grunt-woda, ewentualnie kotły biomasowe z buforami), o mocach jednostkowych rzędu 50–300 kW, zasilane lokalnie produkowaną energią elektryczną i/lub biomasą. Taki model ogranicza jednostkowe koszty paliwa, poprawia sprawność wytwarzania i ułatwia kontrolę parametrów emisyjnych.

Równoległe działania edukacyjne i programy wymiany źródeł ciepła, wsparte standaryzacją audytów i projektów, powinny koncentrować się na gospodarstwach domowych wykorzystujących węgiel oraz na budynkach o najniższej efektywności energetycznej, gdzie efekty redukcji emisji i kosztów będą najszybsze i największe.

Włączenie w ten proces energetyki wspólnotowej jest naturalnym krokiem organizacyjnym. Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna" jest na etapie rejestracji w KRS i może pełnić rolę platformy koordynującej projekty termomodernizacyjne i wymiany źródeł ciepła, łącząc je z rozwojem instalacji fotowoltaicznych, magazynów energii i – w miarę dojrzewania projektów – lokalnych źródeł biomasowych/biogazowych. Skala i rozproszenie potrzeb cieplnych w gminie sprzyjają takiemu modelowi: wspólne zakupy urządzeń i paliwa, serwis predykcyjny, bilansowanie energii elektrycznej i ciepła oraz jednolite standardy monitoringu efektów środowiskowych i ekonomicznych. Dzięki temu transformacja ogrzewnictwa będzie przebiegać szybciej, taniej i w sposób bardziej przewidywalny dla mieszkańców i instytucji, a jednocześnie zmniejszy się wrażliwość gminy na wahania cen paliw kopalnych i sezonowe epizody smogowe.

2 Informacja o aktualnym stanie wdrożenia OZE

2.1 Działające instalacje

W Gminie Przytyk od kilku lat widoczny jest wyraźny wzrost zainteresowania inwestycjami w odnawialne źródła energii zarówno po stronie sektora publicznego, jak i wśród mieszkańców oraz lokalnych przedsiębiorców. Na budynkach gminnych sukcesywnie pojawiają się mikroinstalacje fotowoltaiczne, a prosumenci indywidualni rozwijają instalacje dachowe, co stopniowo zwiększa udział autokonsumpcji energii elektrycznej i ogranicza koszty eksploatacyjne obiektów. Skala zrealizowanych przedsięwzięć pozostaje jednak niższa niż rozpoznany potencjał techniczno-przestrzenny gminy, który sprzyja szczególnie fotowoltaice (dachowej i gruntowej), wykorzystaniu biomasy pochodzenia rolniczego i leśnego oraz – warunkowo – biogazu rolniczego.

Kierunki rozwoju OZE powinny łączyć szybkie do wdrożenia projekty PV z magazynowaniem energii oraz modernizacją systemów wewnętrznych w budynkach (zwłaszcza tam, gdzie planowana jest elektryfikacja ogrzewania poprzez pompy ciepła). Z uwagi na rozproszony charakter zabudowy i ograniczenia techniczne sieci niskiego napięcia, nowe źródła wytwórcze warto planować w powiązaniu z lokalnym bilansowaniem i rozwiązaniami zarządzania mocą, tak aby minimalizować wahania napięć i przeciążenia w godzinach szczytowej produkcji słonecznej. W średnim horyzoncie rozwojowym uzasadnione są także projekty oparte na biomasie oraz pilotażowe instalacje biogazowe, zorientowane na zasilanie niskotemperaturowych układów ciepłowniczych dla skupisk budynków publicznych lub – po oczyszczeniu do standardu biometanu – na cele gazowe poza siecią.

2.1.1 Fotowoltaika

Fotowoltaika jest obecnie najpowszechniej stosowaną technologią OZE na terenie Gminy Przytyk i rozwija się równolegle w sektorze publicznym oraz wśród prosumentów indywidualnych. Na budynkach gminnych pracuje już co najmniej kilka mikroinstalacji PV – m.in. na Urzędzie, szkołach w Przytyku, Wrzosie i Wrzeszczowie, obiektach sportowych oraz remizie – o łącznej mocy zainstalowanej ok. 47,15 kW. Średnia wielkość pojedynczej instalacji wynosi zatem około 6,7 kW, co odpowiada typowym parametrom mikroinstalacji dachowych na obiektach użyteczności publicznej. Przy konserwatywnym wskaźniku uzysku 1 000–1 100 kWh/kWp/rok oznacza to roczną produkcję rzędu 47–52 MWh energii elektrycznej i redukcję emisji CO_2 o około 33–39 ton rocznie (przy wskaźniku emisyjności energii elektrycznej 0,7–0,75 t CO_2/MWh). Zdecydowana większość instalacji jest przyłączona do sieci niskiego napięcia 0,4 kV i pracuje w trybie autokonsumpcji, co obniża koszty eksploatacyjne obiektów gminnych oraz zmniejsza ich wrażliwość na wahania cen energii.

W sektorze mieszkaniowym widoczny jest stały wzrost liczby mikroinstalacji prosumenckich, szczególnie w zabudowie jednorodzinnej. Profil zabudowy i dostępność powierzchni dachowych sprzyjają systemom o mocach 4–10 kW, które – przy uzyskach 3,8–10,5 MWh/rok – są w stanie pokryć 40–80% rocznego zapotrzebowania typowego gospodarstwa domowego, w zależności od profilu zużycia i stopnia elektryfikacji (m.in. pompy ciepła, płyty indukcyjne, przygotowanie CWU).

Wzrostowi zainteresowania sprzyjają mechanizmy wsparcia inwestycji oraz rozwój programów modernizacji energetycznej budynków, co łącznie poprawia ekonomikę autokonsumpcji.

Potencjał przestrzenny i techniczny gminy pozwala na dalsze, znaczące zwiększenie mocy PV. W dokumentach planistycznych wskazano kierunki rozwoju fotowoltaiki dachowej i gruntowej, a w zasobie gminy wytypowano działki nadające się do lokalizacji źródeł wytwórczych dedykowanych zasilaniu obiektów publicznych i lokalnemu bilansowaniu (m.in. działka 236/2 w Wrzeszczowie oraz działka 44/15 w obrębie 23.2). Z perspektywy bilansowej już pilotażowy projekt farmy PV o mocy 0,5–1,0 MWp mógłby wytwarzać 0,5–1,1 GWh rocznie, co odpowiada rocznemu zużyciu ok. 165–365 gospodarstw domowych (przy zużyciu referencyjnym 3,0 MWh/rok) lub znaczącej części zapotrzebowania wybranych zespołów obiektów publicznych. W grupie dachów publicznych realistyczny, etapowy przyrost 150–300 kWp (np. 10–15 instalacji po 10–20 kWp) wygenerowałby dodatkowe 150–330 MWh/rok energii, umożliwiając zwiększenie autokonsumpcji w szkołach, obiektach sportowych i administracji.

Rozwój PV wymaga jednak zsynchronizowania inwestycji z możliwościami sieci niskiego napięcia. Na terenie gminy pracuje rozległa sieć rozdzielcza (m.in. 99,2 km linii SN napowietrznych), której końcowe odcinki w zabudowie rozproszonej są podatne na wzrost napięcia w godzinach szczytowej produkcji słonecznej. Dlatego przy nowych przyłączeniach rekomenduje się pakiet środków technicznych: magazyny energii przy instalacjach >10 kWp, falowniki z funkcjami regulacji mocy biernej i ograniczania mocy chwilowej, a po stronie sieci – punktowe zwiększanie mocy transformatorów SN/nN, dobudowę sekcjonowania oraz modernizację przewodów na odcinkach o największych spadkach i wahaniach napięć. Dodatkowym atutem jest zmodernizowane oświetlenie uliczne (1 127 opraw LED), które obniża nocne obciążenia i poprawia dobowe profile zapotrzebowania, ułatwiając bilansowanie prosumenckie w skali lokalnej.

Naturalnym integratorem i operatorem „warstwy organizacyjnej" rozwoju fotowoltaiki może być energetyka wspólnotowa. Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna" jest na etapie rejestracji w KRS i może scalać prosumentów indywidualnych, obiekty gminne oraz – w kolejnych etapach – źródła wytwórcze na gruntach gminnych. Połączenie instalacji PV z magazynami energii i lokalnymi mechanizmami bilansowania (np. rozliczenia wewnętrzne w grupach bilansujących, modele collective self-consumption) pozwoli zwiększać autokonsumpcję do 70–85% w obiektach o stabilnym profilu dziennym, obniżyć koszty zakupu energii oraz ograniczyć przeciążenia i wahania napięć w sieci nN. Dzięki etapowemu podejściu (najpierw dachy i węzły publiczne, następnie źródła gruntowe 0,5–1,0 MWp) gmina może w ciągu kilku lat zwiększyć lokalną produkcję energii o kilkaset MWh rocznie i zbudować odporny, nowoczesny segment wytwórczy OZE w oparciu o własne zasoby.

2.1.2 Pompy ciepła

Pompy ciepła na terenie Gminy Przytyk są wdrożone punktowo i wciąż stanowią niewielki udział w miksie grzewczym w porównaniu z dominującymi kotłami na węgiel i biomasę. Struktura nośników w sektorze mieszkaniowym – obejmująca co najmniej 1 282 budynków ogrzewanych węglem oraz 685 drewnem przy ok. 2 554 punktach adresowych – wskazuje, że technologia pomp ciepła dopiero zaczyna być adoptowana, głównie w nowszym budownictwie jednorodzinnym i wybranych obiektach publicznych. W ujęciu mocy jednostkowych w zabudowie jednorodzinnej dominują pompy powietrze–woda o mocach 6–12 kW, a w obiektach użyteczności publicznej – układy 30–100 kW (często w konfiguracji kaskadowej). Przy sezonowym współczynniku efektywności SCOP rzędu 3,0–3,5 oznacza to zużycie 1 kWh energii elektrycznej do dostarczenia 3,0–3,5 kWh ciepła, co pozwala znacząco obniżyć koszty eksploatacyjne w budynkach po dociepleniu.

Aby zobrazować skalę potencjalnych efektów, rozważmy wariant wymiany 10% kotłów węglowych na pompy ciepła w gospodarstwach domowych. Dla ok. 130 budynków (10% z 1 282) i konserwatywnego zapotrzebowania na ciepło 12 MWh/rok na budynek, łączna ilość dostarczanego ciepła wyniosłaby ok. 1 560 MWh/rok. Przy SCOP = 3,0 odpowiada to zapotrzebowaniu na energię elektryczną ok. 520

MWh/rok. Emisje CO_2 w scenariuszu „stan obecny” (spalanie węgla) można szacować na ok. 0,341 t CO_2/MWh ciepła, czyli ~532 t CO_2/rok dla 1 560 MWh. Po przejściu na pompy ciepła, nawet przy zasilaniu wyłącznie z sieci, emisje odpowiadałyby 520 MWh × 0,70–0,75 t CO_2/MWh = 364–390 t CO_2/rok, a więc redukcja wyniosłaby ok. 140–170 t CO_2/rok. Integracja z lokalną fotowoltaiką (autokonsumpcja 20–40% energii pomp ciepła) może podnieść efekt do 170–220 t CO_2/rok w zależności od profilu pracy i udziału OZE w zasilaniu.

W sektorze publicznym potencjał jest równie wymierny. Kaskada pomp ciepła o mocy 2 × 50 kW zastosowana w zespole 2–3 sąsiadujących budynków (np. szkoła, hala/sala, urząd/świetlica) może dostarczyć ok. 180–220 MWh ciepła rocznie (przy 1 800–2 200 godz. pracy z mocą zbliżoną do znamionowej), zużywając 55–75 MWh energii elektrycznej. W porównaniu z kotłownią węglową oznacza to ograniczenie emisji rzędu 18–30 t CO_2/rok dla każdego takiego węzła oraz spadek kosztów ogrzewania o 20–35% (zależnie od cen paliw i taryf energii). W połączeniu z dachem PV 50–100 kWp (uzysk 50–110 MWh/rok) możliwe jest pokrycie znacznej części energii napędowej pomp ciepła na miejscu, co stabilizuje koszty i zmniejsza obciążenie sieci w godzinach dziennych.

Bariery wdrożeniowe pozostają klasyczne: koszt inwestycyjny rzędu 25 000–50 000 zł dla domu jednorodzinnego w systemach powietrze–woda (8–12 kW) oraz 40 000–80 000 zł dla rozwiązań gruntowych (10–15 kW), konieczność dostosowania instalacji wewnętrznych do pracy niskotemperaturowej (zwiększone powierzchnie grzewcze, wymiana grzejników na niskotemperaturowe lub ogrzewanie podłogowe) oraz sensowność realizacji po wykonaniu termomodernizacji. Po stronie infrastruktury elektroenergetycznej kluczowe jest planowanie przyłączeń większych układów (≥ 50–100 kW) z operatorem – tak, aby lokalne transformatory i odcinki nN miały odpowiednią rezerwę mocy, a profile obciążeń były harmonizowane z wytwarzaniem PV i pracą magazynów.

Z punktu widzenia finansów gminy i mieszkańców dobrze zaprojektowany program etapowej elektryfikacji ogrzewania może przynieść szybko mierzalne efekty. W opisanym przykładzie 130 domów wymagałoby nakładów rzędu 3,3–6,5 mln zł, ale przy oszczędnościach eksploatacyjnych 2,0–3,5 tys. zł/rok na budynek (zależnie od cen paliw, SCOP i cen energii) prosty czas zwrotu wyniósłby 7–12 lat, krócej w budynkach po dociepleniu i/lub z własną fotowoltaiką. W obiektach publicznych montaż 200–400 kW pomp ciepła w kilku lokalizacjach (sumarycznie 360–800 MWh ciepła/rok, 110–260 MWh energii elektrycznej/rok) pozwoliłby ograniczyć emisje o dodatkowe 40–100 t CO_2/rok i obniżyć koszty ogrzewania o kilkadziesiąt procent względem źródeł węglowych, szczególnie przy sprzęgnięciu z PV i buforami ciepła.

Włączenie energetyki wspólnotowej ułatwi koordynację tych działań. Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna” jest na etapie rejestracji w KRS i może prowadzić wspólne zakupy urządzeń, standaryzację audytów i projektów, oraz organizować grupy bilansujące (pompy ciepła + PV + magazyny energii), co zwiększy autokonsumpcję do 60–85% w obiektach o stabilnym profilu dobowym. Przy takim modelu wdrożeń Gmina Przytyk może w horyzoncie kilku lat zastąpić 1 500–2 000 MWh/rok ciepła z paliw stałych ciepłem z pomp ciepła, zredukować emisje o 160–220 t CO_2/rok i trwale obniżyć koszty ogrzewania w budynkach publicznych i części zasobu mieszkaniowego.

2.1.3 Biomasa

W Gminie Przytyk biomasa stanowi istotny składnik miksu grzewczego, zwłaszcza w sektorze mieszkaniowym. Na podstawie inwentaryzacji paliw w zasobie budynków zidentyfikowano łącznie 860 punktów wykorzystujących biomasę: 712 ogrzewanych drewnem kawałkowym (654 na obszarze wiejskim i 58 w części miejskiej), 137 kotłami na pellet (116 wieś, 21 miasto) oraz 11 przypadków innej biomasy. W relacji do próby 2 554 punktów adresowych daje to około 33,7% udziału biomasy w sposobach ogrzewania, przy równoczesnej silnej obecności węgla (łącznie 1 282 budynki) i marginalnym znaczeniu gazu płynnego LPG (razem 161 budynków) oraz oleju opałowego (45

budynków). Ta struktura jednoznacznie wskazuje, że biomasa – obok węgla – pozostaje jednym z dwóch dominujących nośników ciepła w gospodarstwach domowych.

Z perspektywy zużycia energii przekłada się to na znaczący wolumen ciepła wytwarzanego z biomasy. Przy konserwatywnym rocznym zapotrzebowaniu na ciepło 12–15 MWh dla domu jednorodzinnego: budynki opalane drewnem generują łącznie około 8 500–10 700 MWh/rok ciepła (712 × 12–15 MWh), a kotły na pellet kolejne 1 640–2 060 MWh/rok (137 × 12–15 MWh). Biorąc pod uwagę typowe sprawności sezonowe, rzędu 55–65% dla starszych kotłów na drewno i 82–90% dla nowoczesnych kotłów na pellet, odpowiada to zapotrzebowaniu na paliwo rzędu 4 000–5 300 ton drewna (przy wartości opałowej 3,5–4,5 MWh/t, wilgotność 20%) oraz 360–430 ton pelletu (4,6–5,0 MWh/t). Skala ta tłumaczy obserwowane w sezonie grzewczym epizody podwyższonych stężeń pyłów zawieszonych i benzo(a)pirenu – realny efekt ekologiczny biomasy zależy tu przede wszystkim od klasy urządzeń, jakości paliwa (zwłaszcza zawartości wilgoci) i sposobu eksploatacji.

W zasobie publicznym biomasa występuje w wybranych lokalnych kotłowniach (biomasa drzewna lub pellet) obok jednostek na LPG; to pozwala obniżać koszty w obiektach o regularnym profilu pracy. Dla zilustrowania efektów: zastąpienie 50 bezklasowych kotłów na drewno nowoczesnymi kotłami 5 klasy/ekoprojekt (sprawność 88–90%) przy przeciętnym obiekcie 12 MWh/rok ogranicza zużycie paliwa o 25–30% (oszczędność 1,0–1,3 MWh na każdy 4,0 MWh energii paliwa), co w skali 50 obiektów daje łącznie 150–190 MWh energii paliwa rocznie i redukcję emisji pyłów o 80–95% (w zależności od zastosowanej techniki odpylania). W przypadku przejścia na kotły na pellet – przy tym samym wolumenie ciepła – emisje pyłowe spadają jeszcze bardziej, a komfort obsługi rośnie dzięki automatyce podawania i stabilnym parametrom spalania.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego i kosztów ogrzewania zasadne jest ukierunkowanie dalszych inwestycji w kierunku wyższej sprawności i lepszej jakości spalania, a tam gdzie warunki techniczne i ekonomiczne na to pozwalają – w stronę niskotemperaturowych układów z pompami ciepła sprzęgniętymi z fotowoltaiką. Już samo podniesienie przeciętnej sprawności eksploatacyjnej „drewnianej" części zasobu o 10 punktów procentowych (np. z 60% do 70%) obniża zapotrzebowanie na paliwo o ok. 14%, co w skali 712 budynków oznacza redukcję zużycia drewna o 500–700 ton rocznie i odpowiadający temu spadek emisji. Dla kotłów na pellet osiągnięcie stabilnych sprawności 88–90% przy certyfikowanym paliwie obniża jednostkowe zużycie do 0,20–0,23 t/MWh ciepła, co przy 1 640–2 060 MWh ciepła przekłada się na zużycie 330–470 ton pelletu rocznie z możliwością dalszych optymalizacji.

Warto też wykorzystać potencjał organizacyjny w skupiskach obiektów publicznych: mikrociepłownie biomasowe o mocach 100–300 kW (zrębka/pellet) z buforami ciepła 5–15 m³, zasilające zespoły 2–4 budynków (np. szkoła, sala gimnastyczna, urząd/świetlica), mogą dostarczać 180–600 MWh/rok ciepła przy kosztach paliwa o 20–35% niższych niż w rozproszonych kotłowniach starego typu. W połączeniu z lokalną fotowoltaiką (np. 50–150 kWp na dachach tych obiektów, uzysk 50–165 MWh/rok) możliwe jest częściowe zasilanie urządzeń pomocniczych i ograniczenie kosztów operacyjnych całego węzła ciepła.

Koordynacja modernizacji po stronie urządzeń i paliw może być prowadzona w modelu wspólnotowym. Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna" jest na etapie rejestracji w KRS i może wdrożyć wspólne zakupy kotłów 5 klasy, paliw certyfikowanych (pellet ENplus A1, zrębka o kontrolowanej frakcji i wilgotności), usług serwisowych oraz standardów eksploatacji (suchy magazyn, okresowe przeglądy, nastawy automatyki), a równocześnie promować konwersję najbardziej emisyjnych urządzeń na pompy ciepła tam, gdzie pozwala na to charakterystyka energetyczna budynku. Przy takim podejściu, tylko dzięki modernizacji 25% „drewnianej" części zasobu (ok. 180 budynków) do kotłów wysokosprawnych lub pomp ciepła, można w skali gminy uzyskać 2 000–3 000 MWh/rok ciepła w wyższej sprawności, ograniczyć zużycie surowca o 300–500 ton i zredukować emisje pyłowe o kilkadziesiąt procent już w pierwszym cyklu inwestycyjnym.

2.1.4 Kolektory słoneczne

Kolektory słoneczne, służące głównie do podgrzewania ciepłej wody użytkowej, nie zostały dokładnie ujęte liczbowo w dokumentach inwentaryzacyjnych. Niemniej jednak, ze względu na profil energetyczny domów jednorodzinnych oraz dostępność wsparcia w ramach wcześniejszych programów takich jak PROW czy NFOŚiGW, należy zakładać ich obecność w ograniczonej, lecz realnej skali. Kolektory te mogą być nadal promowane jako rozwiązanie wspomagające, zwłaszcza w sektorze mieszkaniowym i turystyczno-usługowym.

2.1.5 Potencjał OZE

W odniesieniu do potencjału rozwoju OZE, strategiczne dokumenty wskazują na korzystne warunki naturalne i infrastrukturalne dla rozwoju kilku kluczowych technologii. Fotowoltaika ma szczególne znaczenie ze względu na wysoki poziom nasłonecznienia oraz duży zasób niezacienionych powierzchni dachowych, zarówno w zabudowie jednorodzinnej, jak i publicznej. Wysoki potencjał rozwoju posiada również biogaz, w szczególności z uwagi na rolniczy charakter gminy oraz dostępność surowców organicznych, takich jak gnojowica, odpady zielone i osady z przydomowych oczyszczalni ścieków. Dodatkowo, ze względu na powierzchnię użytków rolnych i lasów, dostępna jest lokalna baza surowcowa dla produkcji biomasy, co może być istotne dla rozwoju instalacji ciepłowniczych w formule wspólnotowej.

Podsumowując, chociaż aktualna skala wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Gminie Przytyk pozostaje ograniczona, istniejąca struktura przestrzenna, dostępność surowców oraz zainteresowanie mieszkańców i jednostek publicznych wskazują na wysoki potencjał rozwoju. Rozwój społeczności energetycznych, wsparcie inwestycji przez gminę oraz dostępność funduszy krajowych i unijnych stwarzają realną szansę na zwiększenie udziału OZE w lokalnym miksie energetycznym i unowocześnienie systemu zaopatrzenia w energię.

2.2 Istniejące społeczności energetyczne

W Gminie Przytyk rozpoczął się proces budowy struktur społeczności energetycznej, którego rdzeniem będzie działalność podmiotu działającego w modelu spółdzielczym. Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna” jest na etapie rejestracji w KRS i po uzyskaniu wpisu uruchomi operacyjną działalność ukierunkowaną na wspólne wytwarzanie, magazynowanie i bilansowanie energii z OZE w skali lokalnej. Zakres przedsięwzięć obejmie zarówno energię elektryczną, jak i – w uzasadnionych lokalizacjach – ciepło systemów niskotemperaturowych. Struktura członkowska będzie otwarta na jednostki sektora publicznego, rolników, mieszkańców oraz przedsiębiorców, a model rozliczeń zostanie oparty o mechanizmy autokonsumpcji zbiorowej i wewnętrznego bilansowania.

Punktem startowym jest integracja już istniejących aktywów: na obiektach gminnych pracują mikroinstalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy ok. 47,15 kW (m.in. urząd, szkoły w Przytyku, Wrzosie i Wrzeszczowie, obiekty sportowe, remiza). Przy typowych uzyskach 1 000–1 100 kWh/kWp/rok odpowiada to 47–52 MWh energii rocznie. Etap I programu spółdzielni zakłada dołożenie 150–300 kWp PV na dachach obiektów publicznych (10–15 instalacji po 10–20 kWp), co zwiększy roczną produkcję o kolejne 150–330 MWh. Łącznie da to 200–380 MWh/rok energii wytwarzanej lokalnie i zużywanej w pierwszej kolejności na potrzeby członków, co – przy emisyjności energii sieciowej rzędu 0,70–0,75 t CO_2/MWh – przełoży się na redukcję emisji o około 140–285 t CO_2 rocznie. W obszarach o stabilnym profilu pracy (szkoły, administracja, obiekty sportowe) przewidziano magazyny energii o pojemnościach 200–400 kWh na węzeł, które pozwolą podnieść autokonsumpcję energii z PV do 70–85% i ograniczyć oddziaływanie na sieć nN w godzinach szczytowej generacji.

Etap II przewiduje uruchomienie co najmniej jednej instalacji gruntowej PV o mocy 0,5–1,0 MWp na gruntach gminnych (wskazane działki o potencjale pod OZE zostały wytypowane w pracach planistycznych). Taka jednostka może dostarczać 0,5–1,1 GWh energii rocznie, co odpowiada rocznemu zużyciu ok. 165–365 gospodarstw domowych przy zużyciu referencyjnym 3,0 MWh/rok.

Wraz z rozwojem portfela prosumenckiego mieszkańców (mikroinstalacje 4–10 kW, uzysk 3,8–10,5 MWh/rok na instalację) spółdzielnia będzie pełnić rolę operatora lokalnego bilansowania – łącząc profile wytwarzania i zużycia, stabilizując pracę węzłów oraz obniżając koszty zakupu energii z sieci.

Równolegle planuje się projekty w obszarze ciepła. W skupiskach 2–4 budynków publicznych przewidziano niskotemperaturowe węzły o mocach 100–300 kW (pompy ciepła powietrze–woda lub grunt–woda, alternatywnie kotły na biomasę z buforami 5–15 m^3). Pojedynczy węzeł tego typu może wytwarzać 180–600 MWh ciepła rocznie. Wariant z pompami ciepła o SCOP 3,0–3,5 wymaga 50–200 MWh energii elektrycznej/rok, którą częściowo pokryją lokalne instalacje PV (50–150 kWp, uzysk 50–165 MWh/rok). W porównaniu z kotłowniami węglowymi oznacza to spadek kosztów ogrzewania o 20–35% oraz redukcję emisji CO_2 o 18–60 t rocznie na każdy węzeł – w zależności od miksu zasilania i profilu pracy. W zasobie mieszkaniowym spółdzielnia będzie wspierać konwersję wybranych źródeł na pompy ciepła; już zastąpienie 10% kotłów węglowych pompami ciepła (ok. 130 budynków po 12 MWh/rok) pozwala przesunąć ~1 560 MWh/rok ciepła do technologii niskoemisyjnej, przy zapotrzebowaniu na energię elektryczną ok. 520 MWh/rok i potencjalnej redukcji emisji o 140–170 t CO_2 rocznie, rosnącej wraz z udziałem PV w zasilaniu.

Komplementarnie, spółdzielnia wesprze uporządkowanie segmentu biomasy. W zasobie mieszkaniowym zidentyfikowano 712 budynków ogrzewanych drewnem i 137 na pellet (łącznie 849 przypadków biomasy). Modernizacja 25% tej części zasobu (ok. 210 budynków) do urządzeń wysokosprawnych (ekoprojekt/5 klasa) może obniżyć zużycie paliwa o 300–500 ton rocznie i podnieść sprawność wytwarzania o 10–15 punktów procentowych, co odpowiada 400–700 MWh/rok ciepła „odzyskanego" dzięki lepszej efektywności. Spółdzielnia przeprowadzi wspólne zakupy urządzeń i paliw (np. pellet ENplus A1) oraz wdroży standardy eksploatacji (suchy magazyn, okresowe przeglądy, nastawy automatyki), co przełoży się na trwałe obniżenie kosztów i emisji pyłowych.

Realizacja programu wymaga jednoczesnych działań po stronie sieci elektroenergetycznej. Na obszarze gminy eksploatowanych jest m.in. 99,2 km linii SN, a końcowe odcinki nN w zabudowie rozproszonej są wrażliwe na wahania napięcia. Pakiet inwestycji to m.in. punktowe zwiększanie mocy transformatorów SN/nN, modernizacje przewodów na odcinkach o największych spadkach, sekcjonowanie, wdrożenie zdalnego opomiarowania oraz funkcji regulacji po stronie falowników prosumenckich. Wsparciem jest już zrealizowana modernizacja 1 127 punktów oświetlenia ulicznego do technologii LED, która obniżyła nocne obciążenia, zużycie energii o ok. 60% i poprawiła dobowe profile zapotrzebowania – co ułatwia bilansowanie prosumenckie w skali lokalnej.

Od strony organizacyjnej spółdzielnia wdroży systemy zarządzania energią (EMS), inteligentne liczniki i mechanizmy rozliczeń wewnętrznych. Przy docelowym portfelu obejmującym 200–380 MWh/rok z PV na obiektach publicznych, 0,5–1,1 GWh/rok z instalacji gruntowych oraz rosnącej autokonsumpcji prosumentów indywidualnych, możliwe jest osiągnięcie łącznej redukcji emisji rzędu 300–500 t CO_2 rocznie i zauważalne obniżenie kosztów energii dla członków. Spółdzielnia stanie się platformą koordynacji inwestycji i eksploatacji – spinając w jeden system źródła, magazyny, odbiory i infrastrukturę – oraz narzędziem przyspieszenia lokalnej transformacji energetycznej w Przytyku.

3 Wskazanie potencjalnych członków społeczności energetycznej.

3.1 Mieszkańcy, przedsiębiorcy, jednostki publiczne

3.1.1 Mieszkańcy

Na koniec 2023 roku gminę Przytyk zamieszkiwało 7 030 osób (3 475 mężczyzn i 3 555 kobiet), a w 2024 roku liczba ludności wzrosła do 7 058. Gmina ma 134 km^2, obejmuje 38 miejscowości i 25 sołectw; gęstość zaludnienia wynosiła 52,3 os./km^2 w 2023 r. oraz 53 os./km^2 w 2024 r. Miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego objęte jest 12 km^2. Układ osadniczy ma charakter rozproszony i rolniczy, z dominującą funkcją administracyjną i usługową w miejscowości Przytyk.

W latach 2019–2023 liczba mieszkańców nieznacznie spadła z 7 118 do 7 030, przy jednoczesnym pogorszeniu bilansu demograficznego. Urodzenia żywe zmniejszyły się z 98 w 2019 r. do 70 w 2023 r., a najniższy przyrost naturalny odnotowano w 2021 r. (-16). W 2024 r. na 100 osób w wieku produkcyjnym przypadało 69,8 osób w wieku nieprodukcyjnym, co sygnalizuje narastającą presję na usługi publiczne, w tym energetyczne i infrastrukturalne.

Czynniki migracyjne w ostatnich latach działały na niekorzyść gminy. W 2023 r. saldo migracji ogółem wyniosło -33 osoby (-4,7 na 1 000 mieszkańców), podczas gdy powiat radomski odnotował wartości dodatnie. Odpływ dotyczył przede wszystkim populacji w wieku produkcyjnym, co pogłębia niekorzystne trendy demograficzne i oddziałuje na lokalny rynek pracy oraz popyt na usługi komunalne.

Rozmieszczenie ludności sprzyja wyodrębnieniu kilku naturalnych centrów funkcjonalnych. Największe skupisko stanowi Przytyk (wraz z Podgajkiem), koncentrujący ponad jedną czwartą mieszkańców oraz większość usług publicznych. Poza ośrodkiem gminnym dominują równomiernie rozproszone miejscowości o zabudowie ulicowej wzdłuż głównych ciągów drogowych. Ponad połowa miejscowości liczy 200–500 mieszkańców, a około jedna trzecia poniżej 200. Taki układ przestrzenny przekłada się na planowanie energetyczne w zakresie profilu obciążeń, długości odcinków nN i lokalizacji punktów krytycznych. Planowanie nowych inwestycji energetycznych zakłada ich sytuowanie przede wszystkim na obszarach dotąd nieujętych w MPZP, z uwzględnieniem ustaleń planu ogólnego, który po 2026 r. będzie podstawą kształtowania przeznaczeń terenów i sporządzania nowych planów miejscowych.

3.1.2 Przedsiębiorcy

Na koniec 2023 roku w gminie Przytyk zarejestrowanych było 455 podmiotów gospodarki narodowej (REGON), o 52 więcej niż w 2019 roku (403), co oznacza łączny wzrost o 12,9% w okresie 2019–2023. W strukturze własności 439 podmiotów (96,5%) należało do sektora prywatnego, a 15 działało w sektorze publicznym; aż 83% wszystkich firm stanowiły osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą. W podziale branżowym dominują: handel i naprawy (121 firm w 2023 r.), budownictwo (wzrost z 106 do 122 firm w latach 2019–2023), przemysł (około 40 podmiotów, ze spadkami do 39 w 2020 i 2022 r.), transport i magazynowanie (26 firm w 2023 r.) oraz działalność profesjonalna, naukowa i techniczna (wzrost z 14 do 19 firm w 2019–2023). Łącznie 96% przedsiębiorstw to mikrofirmy zatrudniające poniżej 10 osób, a liczba małych i średnich podmiotów pozostaje stabilna. W przeliczeniu na 10 tys. ludności wskaźnik podmiotów REGON jest niższy niż średnia dla powiatu radomskiego i województwa, co wynika z oddalenia od dużych rynków, charakteru rolniczego i ograniczonej infrastruktury usług biznesowych.

Profil działalności w gminie jest zgodny z danymi historycznymi i planistycznymi: aktywność koncentruje się w handlu hurtowym i detalicznym, przetwórstwie rolno-spożywczym oraz budownictwie, przy rosnącej roli usług profesjonalnych i logistyki. W 2015 r. w CEIDG figurowało 261 firm, z czego największy udział (33%) miał handel, a dalej budownictwo (18%) i transport (10%); dzisiejsza struktura REGON potwierdza, że te działy nadal pełnią funkcję „kręgosłupa” lokalnej przedsiębiorczości. Przewaga mikroprzedsiębiorstw i osadzenie w rolniczym otoczeniu sprawiają, że istotna część firm zużywa relatywnie dużo energii elektrycznej i ciepła w procesach chłodniczych, suszarniczych, w warsztatach i małych zakładach przetwórstwa, a jednocześnie dysponuje znacznymi powierzchniami dachowymi i terenami, które można zagospodarować pod fotowoltaikę i magazyny energii.

Taki profil gospodarczy dobrze koresponduje z kierunkami transformacji energetycznej i możliwością włączania biznesu do wspólnych projektów. W gminie funkcjonuje zmodernizowane oświetlenie uliczne (1 127 opraw, w tym 1 045 LED), co już obniżyło lokalne zużycie energii o ok. 60% i zredukowało koszty roczne o kilkaset tysięcy zł; to pokazuje skalę efektów, jakie przynosi racjonalizacja zużycia energii w infrastrukturze. Przeniesienie podobnych zasad efektywności i autokonsumpcji na sektor przedsiębiorstw — poprzez dachowe instalacje PV 30–200 kWp, magazyny 50–300 kWh i

rekuperację ciepła procesowego — może w krótkim horyzoncie ograniczyć koszty operacyjne firm o 15–30% (w zależności od profilu pracy i taryf). Wsparciem dla tych działań jest rosnąca liczba podmiotów w budownictwie (122 w 2023 r.) i usługach technicznych (19), które mogą pełnić rolę lokalnych wykonawców i serwisantów instalacji OZE oraz systemów EMS.

Planowana działalność spółdzielcza tworzy dla przedsiębiorców konkretne ramy współpracy. Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna" jest na etapie rejestracji w KRS i będzie umożliwiać firmom uczestnictwo jako prosumenci (wspólne wytwarzanie i magazynowanie) albo jako odbiorcy z rozliczeniem wewnętrznym, co pozwala bilansować nadwyżki i zwiększać udział autokonsumpcji. Włączenie nawet 10–15% lokalnych firm (przykładowo 45–70 podmiotów) do grup bilansujących, przy instalacjach PV rzędu 0,5–1,0 MWp łącznie i magazynach 0,4–0,8 MWh, może dostarczyć 0,5–1,1 GWh energii rocznie i obniżyć koszty zakupu energii ze źródeł zewnętrznych o 20–35% w godzinach dziennych. Efekty te będą szczególnie wyraźne w przedsiębiorstwach chłodniczych, przetwórczych i transportowych, gdzie profil zużycia pokrywa się z produkcją PV lub można go do niej dostroić (przesunięcia pracy urządzeń, ładowanie wózków/pojazdów w ciągu dnia).

Podsumowując, baza 455 aktywnych podmiotów (w tym 379–380 jednoosobowych działalności gospodarczych i 17 spółek handlowych) oraz wysoki udział mikroprzedsiębiorstw stwarzają dogodne warunki do wdrażania rozwiązań OZE i efektywności energetycznej w formule wspólnotowej. Sektor budownictwa i usług technicznych rośnie, handel pozostaje stabilny, a logistyka i przetwórstwo — typowe dla gminy rolniczej — generują popyt na czystą, przewidywalną energetykę rozproszoną. Włączenie przedsiębiorców do Spółdzielni Energetycznej „Przytycka Społeczność Energetyczna" pozwoli połączyć cele klimatyczne gminy z trwałą poprawą konkurencyjności firm poprzez obniżenie kosztów energii, zwiększenie odporności na wahania cen i budowę lokalnych łańcuchów wartości w zielonej gospodarce.

3.1.3 Jednostki publiczne

Na terenie Gminy Przytyk funkcjonuje rozbudowana sieć obiektów publicznych – przede wszystkim trzy szkoły podstawowe (w Przytyku, Wrzosie i Wrzeszczowie), urząd gminy, jednostki organizacyjne, obiekty sportowe oraz remizy OSP – które stanowią kluczowy zasób dla transformacji energetycznej. Skala infrastruktury komunalnej przekłada się na wymierne wolumeny energii i koszty eksploatacyjne, ale również na duży potencjał redukcji zużycia i emisji. W gminie zmodernizowano oświetlenie uliczne: łącznie 1 127 punktów świetlnych, z czego 1 045 to oprawy LED, co obniżyło moc zainstalowaną z ok. 196 kW do 76,77 kW (nocą do 40,21 kW) i zmniejszyło zużycie energii o około 60%. Efekt finansowy tej inwestycji sięga kilkuset tysięcy zł rocznie, a środowiskowy – redukcji emisji CO_2 rzędu ~550 ton rocznie.

W zasobach gminnych pracują już mikroinstalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy ok. 47,15 kW, zlokalizowane m.in. na budynkach trzech szkół, urzędu, obiektach sportowych i remizie. Przy konserwatywnym uzysku 1 000–1 100 kWh/kWp/rok generują one 47–52 MWh energii elektrycznej rocznie, co w godzinach dziennych pokrywa znaczącą część zapotrzebowania obiektów o stałym profilu pracy. Zwiększenie mocy dachowych instalacji PV w sektorze publicznym o 150–300 kWp (np. 10–15 instalacji po 10–20 kWp) pozwoliłoby dołożyć kolejne 150–330 MWh/rok lokalnej produkcji i podnieść autokonsumpcję energii do 70–85% po wyposażeniu w magazyny energii (200–400 kWh na węzeł).

Profil demograficzno-przestrzenny gminy – 7 058 mieszkańców w 2024 r., 38 miejscowości i 25 sołectw na 134 km² (gęstość ~53 os./km²), z infrastrukturą wodociągową obejmującą 88,6% ludności i kanalizacyjną 41,4% – sprzyja wyznaczeniu kilku węzłów energetycznych w oparciu o skupiska funkcji publicznych. Naturalnymi lokalizacjami pilotaży są zespoły obiektów w Przytyku (administracja, edukacja, usługi), a także w Wrzosie i Wrzeszczowie (szkoły i obiekty towarzyszące). W takich punktach możliwe jest wdrożenie niskotemperaturowych źródeł ciepła: kaskad pomp ciepła 2×50–3×50 kW lub kotłowni biomasowych 100–300 kW z buforami 5–15 m³. Pojedynczy węzeł o mocy 100–300 kW może wytwarzać 180–600 MWh ciepła rocznie; w wariancie z pompami ciepła (SCOP 3,0–3,5)

zapotrzebowanie na energię elektryczną wyniesie 50–200 MWh/rok i może być częściowo pokrywane lokalną fotowoltaiką (np. 50–150 kWp z uzyskiem 50–165 MWh/rok).

Istotnym elementem infrastruktury są także obiekty techniczne – ujęcia i stacje uzdatniania wody, przepompownie, oświetlenie uliczne – które działają w cyklu dobowym i generują przewidywalne profile zużycia. Wprowadzenie systemów zarządzania energią (EMS) w takich lokalizacjach, wraz z magazynami 50–200 kWh i korektą mocy zamówionej, umożliwia ograniczenie kosztów o 10–20% przy jednoczesnym odciążeniu sieci w godzinach szczytu. Modernizacja oświetlenia LED już poprawiła dobowy profil obciążeń (redukcja nocnej mocy do ~40,21 kW), co ułatwia integrację kolejnych źródeł PV bez pogorszenia parametrów napięciowych.

Z punktu widzenia przygotowania do roli aktywnego uczestnika społeczności energetycznej, infrastruktura publiczna Przytyka dysponuje zarówno „nośnikiem" w postaci powierzchni dachowych i wolnych terenów, jak i stabilnym, dziennym zapotrzebowaniem energii. Włączenie szkół, urzędu, obiektów sportowych i remiz do wspólnych grup bilansujących – w połączeniu z rozbudową PV o 150–300 kWp i magazynami 200–400 kWh – pozwoli rocznie wytworzyć lokalnie 200–380 MWh energii, zredukować koszty zakupu w godzinach dziennych o 20–35% oraz obniżyć emisje CO_2 o około 140–285 ton. W drugim etapie możliwe jest dołożenie źródła gruntowego PV 0,5–1,0 MWp (0,5–1,1 GWh/rok), które – po stronie organizacyjnej – może zasilać kluczowe obiekty publiczne i część odbiorców w ramach bilansowania wewnętrznego.

W tym modelu infrastruktura publiczna pełni rolę nie tylko odbiorcy, ale i lokalnego „stabilizatora" systemu – węzła dla magazynowania energii, punktu ładowania pojazdów elektrycznych i źródła awaryjnego zasilania (PV + magazyn + agregat). Dzięki temu Gmina Przytyk może szybciej i taniej realizować cele transformacji energetycznej: obniżać zużycie i koszty energii w sektorze publicznym, redukować emisje oraz budować zaufanie mieszkańców do rozwiązań OZE poprzez widoczne, działające instalacje w szkołach, urzędzie i remizach. Kluczowym integratorem tych działań jest społeczność energetyczna – „Przytycka Społeczność Energetyczna" domyka formalności rejestrowe w KRS i równolegle porządkuje regulaminy rozliczeń, listę pierwszej grupy bilansującej oraz harmonogram przyłączeń – co pozwoli spiąć technikę (PV, magazyny, pompy ciepła) z organizacją (autokonsumpcja zbiorowa, rozliczenia wewnętrzne, EMS) i zapewnić trwałość zarówno efektów ekonomicznych, jak i środowiskowych.

3.2 Potrzeby energetyczne

3.2.1 Zapotrzebowanie mieszkańców

Zapotrzebowanie cieplne mieszkańców Gminy Przytyk wciąż w przeważającej mierze opiera się na emisyjnych nośnikach energii, przede wszystkim węglu kamiennym i drewnie opałowym. Inwentaryzacja źródeł ciepła obejmująca 2 554 punkty adresowe wskazuje, że co najmniej 1 282 budynki (ok. 50,2%) ogrzewane są węglem lub paliwami węglopochodnymi, 685 (ok. 26,8%) – drewnem kawałkowym, 137 (ok. 5,4%) – pelletem, 161 (ok. 6,3%) – gazem płynnym (LPG), 28 (ok. 1,1%) – olejem opałowym, a 11 (ok. 0,4%) wykorzystuje inną biomasę.

Ta struktura paliw przekłada się na bardzo duże wolumeny energii dostarczanej z paliw stałych. Przy konserwatywnym, referencyjnym zapotrzebowaniu 12–15 MWh ciepła rocznie dla domu jednorodzinnego sam segment „węglowy" dostarcza ok. 15 384–19 230 MWh/rok (1 282 × 12–15 MWh), a budynki opalane drewnem kolejne 8 220–10 275 MWh/rok (685 × 12–15 MWh). Dla kotłów na pellet wartości te wynoszą rzędu 1 644–2 055 MWh/rok (137 × 12–15 MWh). Suma tylko tych trzech grup to ok. 25 248–31 560 MWh ciepła rocznie, czyli 90,9–113,6 TJ. W starszych kotłach na drewno, o typowej sezonowej sprawności rzędu 55–65%, przekłada się to na wysokie jednostkowe zużycie paliwa i podwyższone emisje pyłów zawieszonych (PM10/PM2.5) oraz benzo(a)pirenu. Nowoczesne kotły na pellet (sprawność 82–90%) znacząco obniżają emisje i poprawiają komfort użytkowania, lecz stanowią jedynie ok. 5,4% ogółu źródeł.

Skala emisji może zostać szybko ograniczona dzięki działaniom poprawiającym sprawność i jakość spalania. Wystarczy podnieść średnią sprawność „drewnianej" części zasobu o 10 punktów procentowych (np. z 60% do 70%), aby obniżyć zapotrzebowanie na surowiec o ok. 14%. W ujęciu ilościowym dla 685 budynków to redukcja zużycia drewna o kilkaset ton rocznie (zależnie od wilgotności i kaloryczności paliwa). Równolegle wymiana bezklasowych kotłów węglowych na urządzenia 5 klasy/ekoprojekt – lub na pompy ciepła tam, gdzie budynek jest po termomodernizacji – zapewnia jednocześnie spadek zużycia energii końcowej i radykalny spadek emisji pyłowych.

Wektor elektryfikacji ogrzewnictwa jest w Przytyku realny i mierzony. Zastąpienie 10% kotłów „węglowych" (ok. 130 budynków) pompami ciepła przy referencyjnym zużyciu ciepła 12 MWh/rok na budynek oznacza łącznie ok. 1 560 MWh/rok ciepła dostarczanego z pomp. Przy SCOP = 3,0 odpowiada to ok. 520 MWh/rok energii elektrycznej. Zakładając rynkowe wskaźniki emisyjności energii elektrycznej, redukcja emisji CO_2 w tym wariancie wynosi rzędu 140–170 t/rok, a przy sprzęgnięciu z lokalną fotowoltaiką (autokonsumpcja 20–40% energii napędowej) efekt klimatyczny rośnie. Co ważne, w ujęciu kosztowym budynki po docieplenіu osiągają 20–35% niższe koszty ogrzewania niż porównywalne kotłownie węglowe – szczególnie, gdy pracę pomp ciepła wspiera instalacja PV i bufor ciepła.

Sektor publiczny już dziś łagodzi koszty energii dzięki generacji własnej. Na budynkach gminnych funkcjonują mikroinstalacje PV o łącznej mocy około 47,15 kW. Dają one 47–52 MWh energii elektrycznej rocznie (przy uzyskach 1 000–1 100 kWh/kWp/rok), co w godzinach dziennych pokrywa istotną część zapotrzebowania szkół, obiektów sportowych i administracji. Dalsza rozbudowa portfela dachowych PV o 150–300 kWp (10–15 instalacji po 10–20 kWp) zwiększyłaby lokalną produkcję o 150–330 MWh/rok, a wdrożenie magazynów energii 200–400 kWh przy węzłach publicznych podniosłoby autokonsumpcję do 70–85% i ograniczyło obciążenia końcowych odcinków sieci nN. Dodatkowo modernizacja oświetlenia ulicznego (1 127 punktów, w tym 1 045 LED) obniżyła moc nocną do ok. 40,21 kW i zużycie energii o ok. 60%, co poprawia profil dobowy obciążeń i ułatwia integrację kolejnych źródeł PV.

Prognozy do 2035 r. wskazują wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną o 10–15% – przyspieszany przez elektryfikację ogrzewnictwa (pompy ciepła), rozwój przetwórstwa rolno-spożywczego, wzrost parku urządzeń elektrycznych w gospodarstwach domowych oraz elektromobilność. Aby przechwycić ten wzrost bez nadmiernej zależności od energii zewnętrznej, konieczne są działania równoległe: (i) konsekwentna termomodernizacja zasobu mieszkaniowego i publicznego (obniżająca popyt szczytowy i roczny), (ii) wymiana źródeł ciepła na niskoemisyjne (pompy ciepła, wysokosprawna biomasa z certyfikowanym paliwem), (iii) przyrost mocy PV (dachowych i gruntowych) powiązany z magazynami i automatyką zarządzania mocą, (iv) punktowe wzmocnienia sieci SN/nN (zwiększanie mocy transformatorów, sekcjonowanie, modernizacja przewodów na odcinkach o największych spadkach napięcia, wdrożenie zdalnego opomiarowania).

Proponowany pakiet działań dla ciepła w horyzoncie krótkim i średnim można ująć liczbowo. Po stronie mieszkaniowej: wymiana 300–400 najbardziej emisyjnych źródeł (ok. 12–15% zasobu „węglowego" i starszych urządzeń na drewno) na pompy ciepła bądź kotły 5 klasy – to 3 600–6 000 MWh/rok ciepła wytwarzanego w wyższej sprawności i redukcja zużycia paliw stałych o 15–30% w tych lokalizacjach. Po stronie publicznej: 200–400 kW pomp ciepła w 3–5 węzłach (szkoły + obiekty towarzyszące), co daje 360–800 MWh/rok ciepła (przy zapotrzebowaniu na energię elektryczną 110–260 MWh/rok), zasilanych częściowo PV 50–150 kWp na węzeł (uzysk 50–165 MWh/rok). W sektorze biomasy: modernizacja 25% „drewnianej" części zasobu (ok. 170 budynków) do urządzeń wysokosprawnych z automatycznym doprowadzeniem powietrza i odpylaniem – oszczędność rzędu 300–500 ton drewna rocznie i spadek emisji pyłów o kilkadziesiąt procent w pierwszym cyklu inwestycyjnym.

Kluczowym integratorem tych procesów jest powstająca społeczność energetyczna. „Przytycka Społeczność Energetyczna" finalizuje czynności rejestrowe i równolegle przygotowuje pakiet operacyjny: regulamin rozliczeń wewnętrznych, listę pierwszej grupy bilansującej, harmonogram

przyłączeń oraz wdrożenie systemu zarządzania energią (EMS) i zdalnego opomiarowania (AMI). Etap I zakłada przyrost mocy PV na obiektach publicznych o 150–300 kWp i instalację magazynów 200–400 kWh w węzłach; Etap II – uruchomienie źródła gruntowego PV 0,5–1,0 MWp (0,5–1,1 GWh/rok) dedykowanego członkom spółdzielni; Etap III – pilotaż niskotemperaturowych węzłów ciepła 100–300 kW (pompy ciepła z buforami lub wysokosprawna biomasa) przy szkołach i obiektach wielofunkcyjnych. Dzięki temu część rosnącego popytu zostanie pokryta lokalnie, a wrażliwość gminy na wahania cen energii i paliw istotnie spadnie.

Korzyści systemowe są wielotorowe i policzalne. Łączna lokalna produkcja energii z PV po Etapie I i II – 200–380 MWh/rok na dachach + 0,5–1,1 GWh/rok z instalacji gruntowej – może obniżyć emisje CO_2 o ok. 300–500 t rocznie (w zależności od wskaźnika emisyjności energii zewnętrznej i poziomu autokonsumpcji), a koszty zakupu energii elektrycznej dla uczestników – o 20–35% w godzinach dziennych. Po stronie ciepła, przesunięcie 1 500–2 000 MWh/rok do pomp ciepła i modernizacja kotłowni biomasowych w skupiskach obiektów publicznych zapewnią dalszą redukcję emisji i stabilizację budżetów operacyjnych. Całość będzie wsparta wcześniej zrealizowaną modernizacją oświetlenia LED (redukcja zużycia o ok. 60%), która poprawia profil dobowy obciążeń i ułatwia bilansowanie w skali lokalnej.

Podsumowując: obecny, silnie „stałopalny" profil zapotrzebowania cieplnego w Gminie Przytyk wymaga konsekwentnej modernizacji po stronie budynków i źródeł oraz wzrostu lokalnej generacji z OZE, zsynchronizowanej z możliwościami sieci. Dobrze zaprojektowany pakiet – termomodernizacja, wymiana źródeł na pompy ciepła i wysokosprawną biomasę, przyrost PV z magazynami oraz organizacja rozliczeń w ramach społeczności energetycznej – pozwala w krótkim i średnim horyzoncie ograniczyć zużycie paliw stałych o kilka tysięcy MWh ciepła rocznie, zredukować emisje CO_2 o kilkaset ton rocznie i trwale obniżyć koszty energii w sektorze publicznym oraz w części zasobu mieszkaniowego. Dzięki temu Przytyk może przejść od „reaktywnego" zarządzania kryzysem smogowym do aktywnego, lokalnego bilansowania energii w nowoczesnym, wspólnotowym modelu.

3.2.2 Potrzeby przedsiębiorców

W lokalnej gospodarce Gminy Przytyk – szczególnie w handlu, budownictwie, transporcie i magazynowaniu oraz w przetwórstwie rolno-spożywczym – energia elektryczna i cieplna stanowią jedne z kluczowych pozycji kosztowych. Na koniec 2023 r. w rejestrze REGON figurowało 455 podmiotów (wzrost o 12,9% względem 2019 r.), z czego 96,5% w sektorze prywatnym, a około 83% stanowiły jednoosobowe działalności gospodarcze. Struktura branżowa jest rozdrobniona, lecz energetycznie wrażliwa: handel i naprawy to 121 firm, budownictwo wzrosło do 122 podmiotów, transport i magazynowanie to 26 firm, a działalność profesjonalna, naukowa i techniczna – 19; przemysł utrzymuje się na poziomie ok. 40 podmiotów. Przy takiej strukturze największe wolumeny zużycia energii koncentrują się w chłodniach i magazynach płodów rolnych, w suszarniach, warsztatach i małych zakładach przetwórczych oraz w obiektach handlowych z długimi czasami pracy oświetlenia i urządzeń pomocniczych.

Szacunkowo całkowite roczne zużycie energii elektrycznej w gminie przekracza 6 000–7 000 MWh, z czego istotny udział przypada na sektor przedsiębiorstw. Dla orientacji: każda chłodnia o mocy sprężarkowni 40–80 kW pracująca sezonowo 2 000–3 000 godzin może zużywać 80–240 MWh/rok; zakład piekarniczy czy przetwórnia z liniami grzewczo-wentylacyjnymi i chłodniczymi to nierzadko 150–300 MWh/rok; niewielka suszarnia rolna – 20–60 MWh/rok w sezonie. W budownictwie i usługach technicznych obciążenia są bardziej rozproszone (spawarki, sprężarki, elektronarzędzia), ale długa praca oświetlenia i sprężonego powietrza generuje stały popyt w godzinach dziennych. Na to nakłada się lokalny miks ciepła: dominacja kotłów węglowych i drewnych w budynkach zaplecza produkcyjnego oraz warsztatach podnosi zarówno koszty operacyjne, jak i ryzyko emisyjne w sezonie grzewczym.

W odpowiedzi na presję cen energii i niestabilność rynku coraz więcej firm poszukuje rozwiązań zwiększających niezależność energetyczną. Najszybszą ścieżką są instalacje PV 30–200 kWp na

dachach i wiatach, które – przy uzyskach 1 000–1 100 kWh/kWp/rok – w typowej hali 1 000–2 000 m² mogą dostarczyć 30–220 MWh/rok, pokrywając 25–60% rocznego zużycia energii w obiekcie (zależnie od profilu). Dopełnieniem są magazyny energii 50–300 kWh, pozwalające podnieść autokonsumpcję o 15–25 p.p. oraz spłaszczyć pobory szczytowe. W obiektach o znacznym zapotrzebowaniu cieplnym (suszenie, mycie, przygotowanie technologiczne) opłacalne stają się pompy ciepła powietrze–woda 30–100 kW z buforami 1–5 m³ – szczególnie gdy część energii elektrycznej zostanie pokryta własną fotowoltaiką. W przypadku chłodni, przejście na sprężarki o wyższej klasie efektywności, odzysk ciepła z układu chłodniczego (20–40% mocy chłodniczej jako ciepło użytkowe) oraz sterowanie nocne oświetleniem pozwalają obniżyć zużycie o kolejne 10–20%.

Skalę efektu dla gospodarki lokalnej można przedstawić wariantowo. Włączenie 10–15% firm (ok. 45–70 podmiotów) do wspólnego programu inwestycji w OZE i efektywność – z łączną mocą PV rzędu 0,5–1,0 MWp oraz magazynami 0,4–0,8 MWh – dostarczyłoby 0,5–1,1 GWh energii rocznie i obniżyło koszty zakupu w godzinach dziennych o 20–35%. W firmach chłodniczych i przetwórczych, gdzie profil zużycia dobrze pokrywa się z produkcją słoneczną, możliwe jest osiąganie autokonsumpcji 65–85% bez rozbudowanej automatyki, a powyżej 85% przy wsparciu magazynów i elastycznego sterowania obciążeniem (przesunięcia pracy sprężarek, myjek, ładowania wózków). W warsztatach i handlu efektywny jest pakiet „szybkich modernizacji": oświetlenie LED (redukcja zużycia o 40–60%), kompensacja mocy biernej (spadek opłat dystrybucyjnych), sterowanie HVAC, co łącznie potrafi przynieść 10–20% oszczędności jeszcze przed montażem PV.

Naturalnym integratorem tych działań staje się powstająca społeczność energetyczna. „Przytycka Społeczność Energetyczna" domyka formalności rejestrowe w KRS i równolegle porządkuje regulaminy rozliczeń, listę pierwszej grupy bilansującej oraz harmonogram przyłączeń. W praktyce oznacza to możliwość bilansowania międzyobiektowego (biuro–magazyn–hala), tworzenia wspólnych punktów ładowania pojazdów elektrycznych dla firm transportowych oraz wykorzystania lokalnych magazynów energii jako buforów dobowych. Dla przedsiębiorstw o rozproszonej infrastrukturze (kilka lokalizacji w gminie) model ten pozwala scaleniem profili zużycia zmniejszyć oddawaną nadwyżkę do sieci i zwiększyć stopień wykorzystania energii własnej. W perspektywie drugiego etapu – po uruchomieniu źródła gruntowego PV 0,5–1,0 MWp – spółdzielnia będzie mogła zaoferować przedsiębiorcom stałą pulę lokalnej energii (0,5–1,1 GWh/rok łącznie) rozliczaną w ramach autokonsumpcji zbiorowej i wewnętrznych algorytmów bilansowania.

Istotnym elementem programu dla biznesu pozostają modernizacje cieplne. W warsztatach i halach serwisowych wymiana nagrzewnic na systemy niskotemperaturowe (pompy ciepła, promienniki o wyższej sprawności), docieplenie bram i przegród lekkich, kurtyny powietrzne oraz odzysk ciepła z kompresorów i układów chłodniczych zapewniają łącznie 15–30% redukcji zapotrzebowania na ciepło. W zakładach o ciągłej pracy wentylacji zastosowanie odzysku ciepła z rekuperacją (sprawność 70–85%) dodatkowo obniża zużycie energii. Dla firm opartych na LPG lub oleju opałowym przejście na pompy ciepła o mocy 30–100 kW, zasilane częściowo PV, skraca prosty czas zwrotu inwestycji do 5–8 lat (profil dzienny) i redukuje emisje CO_2 o 25–50% względem stanu wyjściowego.

Z punktu widzenia skali gminnej najważniejsza jest przewidywalność i odporność. Po stronie infrastruktury Przytyka działa już 1 127 opraw LED w oświetleniu ulicznym (spadek zużycia o ok. 60% i mocy nocnej do ~40,21 kW), co poprawia dobowy profil obciążeń i ułatwia przyłączanie PV w przedsiębiorstwach bez pogarszania parametrów jakościowych napięcia. Po stronie organizacyjnej spółdzielnia – uruchamiając system zarządzania energią (EMS) i zdalny odczyt (AMI) – będzie w stanie prowadzić rozliczenia wewnętrzne i doradztwo profilowe (moc zamówiona, kompensacja, harmonogramy pracy), a następnie integrować magazyny energii w krytycznych węzłach obciążenia. Dzięki temu firmy uzyskają przewidywalny koszt jednostkowy energii, wyższą autokonsumpcję oraz ochronę przed skokami cen w godzinach szczytu.

Podsumowując, przy bazie 455 aktywnych podmiotów – z przewagą mikrofirm i rosnącym segmentem budownictwa oraz usług technicznych – Gmina Przytyk ma realny potencjał, by w ciągu najbliższych

lat dołożyć 0,5–1,0 MWp mocy fotowoltaicznej w sektorze MŚP, 0,4–0,8 MWh pojemności magazynowej i zmodernizować najbardziej energochłonne procesy cieplne w kilkudziesięciu firmach. Przełoży się to na 0,5–1,1 GWh lokalnej produkcji energii rocznie, spadek kosztów zakupu w godzinach dziennych o 20–35%, redukcję emisji CO_2 o setki ton rocznie oraz wyższą odporność operacyjną przedsiębiorstw. Rolą „Przytyckiej Społeczności Energetycznej" – kończącej formalności rejestrowe i porządkującej pakiet startowy – będzie spięcie tych działań w jeden system: wspólne inwestycje, bilansowanie, rozliczenia i serwis, tak aby prywatny kapitał lokalny stawał się dźwignią transformacji energetycznej całej gminy.

3.2.3 Potrzeby jednostek publicznych

Jednostki publiczne Gminy Przytyk generują istotne zapotrzebowanie na energię – zarówno elektryczną, jak i cieplną – wynikające z całorocznej pracy szkół podstawowych w Przytyku, Wrzosie i Wrzeszczowie, Urzędu Gminy, GOPS, obiektów sportowych, sieci świetlic wiejskich oraz remiz OSP rozlokowanych w 38 miejscowościach (25 sołectw). Profil zużycia tych obiektów jest stabilny w godzinach dziennych (administracja, edukacja, usługi społeczne), a w części technicznej (stacje uzdatniania wody, przepompownie, systemy bezpieczeństwa) – rozłożony równomiernie na całą dobę. Dla samych placówek oświatowych roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną przekracza 50 000 kWh, natomiast w całym sektorze publicznym pojedyncze budynki biurowe i usługowe notują typowo 15–40 MWh/rok, a obiekty sportowe i remizy 8–20 MWh/rok – co tworzy łącznie wolumen energii elektrycznej liczony w setkach megawatogodzin rocznie. Po stronie ciepła przeważają indywidualne źródła (kotły na węgiel i biomasę oraz – w części obiektów – LPG), ze zróżnicowaną sprawnością sezonową i kosztami eksploatacji zależnymi od standardu termicznego budynku.

Duży, policzalny efekt modernizacyjny przyniosła już przebudowa oświetlenia ulicznego. W gminie funkcjonuje 1 127 opraw, z czego 1 045 to LED, co obniżyło moc zainstalowaną z ok. 196 kW do 76,77 kW (nocą do 40,21 kW). Przy pracy oświetlenia średnio 3 500–4 000 godzin w roku, roczne zużycie energii spadło z rzędu 688–784 MWh do ok. 269–307 MWh, czyli o około 60%. Oznacza to oszczędność 420–480 MWh/rok i redukcję emisji CO_2 o 300–360 ton rocznie (przy wskaźniku 0,70–0,75 t CO_2/MWh), a także niższe obciążenie nocne sieci, co poprawia dobowy profil obciążeń i ułatwia integrację nowych źródeł OZE.

Sektor publiczny Przytyka systematycznie podnosi udział wytwarzania własnego. Na budynkach gminnych pracują mikroinstalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy ok. 47,15 kW – zlokalizowane m.in. na trzech szkołach, urzędzie, obiektach sportowych i remizie. Przy konserwatywnym uzysku 1 000–1 100 kWh/kWp/rok oznacza to 47–52 MWh lokalnej produkcji energii elektrycznej rocznie, z wysokim stopniem autokonsumpcji w godzinach pracy obiektów (szkoły, administracja). Taki wolumen odpowiada 90–100% rocznego zapotrzebowania jednej średniej szkoły lub 20–30% łącznego zużycia dwóch–trzech obiektów biurowo-usługowych, zależnie od profilu i sprawności wewnętrznych instalacji. Potencjał dalszej rozbudowy jest duży: etapowy przyrost 150–300 kWp na dachach 10–15 obiektów (pakiety po 10–20 kWp) zwiększyłby produkcję o kolejne 150–330 MWh/rok. Wyposażenie węzłów (np. szkoła + hala/sala + świetlica) w magazyny energii 200–400 kWh pozwoliłoby podnieść autokonsumpcję do 70–85% i ograniczyć wpływ generacji PV na końcowe odcinki nN.

Po stronie ciepła kluczowe są modernizacje źródeł i przegród. W obiektach oświatowych i administracyjnych zastosowanie kaskad pomp ciepła 2×50–3×50 kW (SCOP 3,0–3,5) z buforami 2–10 m³ umożliwia zastąpienie 180–300 MWh/rok ciepła z paliw stałych energią dostarczaną przy zużyciu 50–100 MWh/rok energii elektrycznej, z czego 30–60% może pochodzić bezpośrednio z PV (wiosna–jesień). Alternatywnie, w lokalizacjach o korzystnym dostępie do paliwa drzewnego uzasadnione są kotłownie biomasowe 100–300 kW z odpylaniem i automatyką, zdolne zasilać po 2–4 budynki w promieniu krótkich odcinków sieci niskotemperaturowej. Modernizacje te – w zależności od punktu wyjścia – obniżają koszty ogrzewania o 20–35% i redukują emisje pyłów o kilkadziesiąt procent, przy jednoczesnym podniesieniu komfortu cieplnego.

Znaczącym odbiornikiem energii w sektorze publicznym pozostają obiekty techniczne (ujęcia i stacje uzdatniania wody, przepompownie), których profil jest równomierny dobowo. Wprowadzenie systemów zarządzania energią (EMS) i zdalnego opomiarowania (AMI) umożliwia korektę mocy zamówionej, profilowanie pracy pomp (harmonogramy przesunięć w oknach niskich taryf) i dynamiczne sterowanie oświetleniem, co zwykle przynosi dodatkowe 10–20% oszczędności kosztowych bez utraty jakości usług publicznych. W połączeniu z lokalną generacją PV i magazynami, obiekty te mogą pełnić funkcję „węzłów stabilizujących" – buforując nadwyżki dzienne i ograniczając pobory w godzinach szczytu.

Ważny komponent polityki energetycznej gminy stanowi funkcja demonstracyjna obiektów publicznych. Szkoły, urząd i remizy – dzięki stałej obecności użytkowników i dobrej ekspozycji dachów – są naturalnymi lokalizacjami pokazowymi dla instalacji PV, magazynów energii, systemów EMS oraz niskotemperaturowych źródeł ciepła. Widoczność efektów (spadek rachunków o 20–35% w obiektach z PV + magazyn, poprawa komfortu cieplnego po wymianie źródeł, redukcja mocy nocnej oświetlenia do ~40,21 kW) buduje akceptację mieszkańców dla inwestycji OZE i przyspiesza „uczenie się" rozwiązań, które następnie mogą być skalowane w zasobie mieszkaniowym i w lokalnych firmach.

Organizacyjnym spoiwem tych działań staje się energetyka wspólnotowa. „Przytycka Społeczność Energetyczna" domyka formalności rejestrowe i równolegle porządkuje pakiet startowy: regulaminy rozliczeń wewnętrznych, listę pierwszej grupy bilansującej, harmonogram przyłączeń i wdrożenie EMS/AMI. Włączenie do spółdzielni 10–12 kluczowych obiektów publicznych (szkoły, urząd, wybrane remizy/świetlice i obiekty techniczne) z łączną mocą PV rzędu 200–350 kWp i zasobnikami łącznie 0,8–1,5 MWh pozwoli bilansować 200–380 MWh/rok energii „na miejscu", obniżyć koszty zakupu w godzinach dziennych o 20–35% i zredukować emisje CO_2 o 140–285 ton rocznie. W kolejnym etapie dołożenie źródła gruntowego PV 0,5–1,0 MWp (0,5–1,1 GWh/rok) zapewni stałą pulę zielonej energii dla obiektów publicznych i członków spółdzielni, dodatkowo stabilizując budżet gminy na energię.

Podsumowując, sektor publiczny Gminy Przytyk jest jednym z największych i najbardziej strategicznych odbiorców energii w skali lokalnej – i równocześnie najszybciej „zwrotnym" polem inwestycji. Zestaw działań obejmujący dalszą rozbudowę PV (150–300 kWp na dachach + 0,5–1,0 MWp gruntowo), magazyny 200–400 kWh w węzłach, elektryfikację ciepła (pompy ciepła 100–300 kW lub wysokosprawna biomasa), EMS/AMI oraz kontynuację modernizacji LED pozwala w najbliższych latach uzyskać oszczędności energii rzędu setek MWh rocznie, obniżyć emisje CO_2 o kilkaset ton rocznie i trwale zmniejszyć koszty funkcjonowania infrastruktury publicznej. Dzięki skoordynowaniu tych inwestycji przez tworzoną społeczność energetyczną, efekty będą nie tylko szybkie i mierzalne, ale też odporne – wzmocnią bezpieczeństwo energetyczne gminy i zdolność do dalszego skalowania rozwiązań w całym zasobie komunalnym.

4 Wskazanie lokalizacji potencjalnych inwestycji

4.1 Niezabudowane działki, dachy budynków publicznych, parkingi

4.1.1 Niezabudowane działki

Gmina Przytyk dysponuje zróżnicowanym zasobem terenów o wysokim potencjale pod inwestycje w OZE, co wynika zarówno ze struktury użytkowania gruntów, jak i z rozmieszczenia funkcji przestrzennych. Całkowita powierzchnia gminy wynosi 134 km², z czego 13 437 ha obejmuje bilans użytkowań: 9 934 ha użytków rolnych 73,9 proc., 2 908 ha gruntów leśnych oraz zadrzewionych i zakrzewionych 21,4 proc., 420 ha gruntów zabudowanych i zurbanizowanych 3,1 proc., 111 ha gruntów pod wodami 0,8 proc. oraz 63 ha nieużytków 0,5 proc. Miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego objęte jest 12 km². W grupie terenów zabudowanych i zurbanizowanych szczególną rolę odgrywają tereny komunikacyjne o łącznej powierzchni 330 ha, które mogą stanowić korytarze dla wiat solarnych, punktów ładowania i magazynów energii bez ingerencji w tereny produkcyjne.

Warunki glebowe sprzyjają lokalizacji naziemnych instalacji PV na gruntach o niższej przydatności rolniczej. Gmina ma charakter rolniczy, a w strukturze bonitacyjnej dominują gleby klasy IV ponad połowa areału, przy udziale gleb klas chronionych IIIa i IIIb na poziomie ok. 16 proc. Oznacza to obecność znaczących płatów gleb słabszych V–VI, które z perspektywy produkcji rolnej są mniej atrakcyjne, a z perspektywy OZE pożądane. Koncentracja upraw tunelowych m.in. Wrzeszczów, Jabłonna, Dęba, Glinice, Podgajek wskazuje na możliwość łączenia instalacji PV z infrastrukturą osłonową i logistyczną rolnictwa bez konfliktu z wysokowartościową produkcją na glebach lepszych klas.

Z perspektywy typologii terenów pod inwestycje OZE można wyróżnić cztery koszyki lokalizacyjne. Po pierwsze rozproszone nieużytki 63 ha oraz tereny zdegradowane, które minimalizują ryzyko kolizji środowiskowych i planistycznych, nadając się pod mniejsze farmy PV, magazyny energii czy zaplecze techniczne stacje transformatorowe, węzły systemu. Po drugie słabsze grunty rolne na obrzeżach wsi, najlepiej przy drogach gminnych i powiatowych, gdzie dominacja klas IV i obecność płatów V–VI umożliwiają etapowe budowanie mocy bez uszczuplania najlepszego potencjału rolniczego. Po trzecie korytarz terenów komunikacyjnych 330 ha, w którym możliwy jest montaż wiat solarnych nad parkingami, węzłami przesiadkowymi i bazami technicznymi wraz z integracją z oświetleniem LED i stacjami ładowania. Po czwarte wybrane lokalizacje przy obiektach wodno-kanalizacyjnych i komunalnych w ramach 420 ha terenów zabudowanych i zurbanizowanych, gdzie stabilny profil dobowy zużycia sprzyja układom PV z magazynami jako lokalnym węzłom stabilizacji.

Istotny rezerwuar stanowią tereny leśne i zadrzewione 2 908 ha. Choć nie są przeznaczone pod zabudowę energetyczną, ich sąsiedztwo z gruntami rolnymi oraz dostęp do biomasy odpadowej gałęziówka, zrębki, przycinki tworzą przestrzeń dla niskoemisyjnych źródeł ciepła opartych na biomasie w skali lokalnych węzłów szkoły, świetlice, OSP, a tym samym dla inwestycji towarzyszących w niskotemperaturową infrastrukturę przesyłową. W ujęciu planistycznym użytki rolne 9 934 ha wraz z rozproszoną zabudową zagrodową elementy z puli 420 ha umożliwiają model agri-PV oraz instalacje dachowe i wiaty przy gospodarstwach, co dobrze wpisuje się w rolniczy profil gminy.

Włączenie korytarza drogowego do transformacji energetycznej jest w Przytyku szczególnie perspektywiczne. Skala 330 ha terenów komunikacyjnych przekłada się na liczne punkty oświetleniowe, parkingi i place manewrowe, które można sukcesywnie wyposażać w wiaty PV i punkty ładowania. Modernizacja oświetlenia ulicznego 1 127 opraw, w tym 1 045 LED obniżyła nocne obciążenie i zużycie energii, co ułatwia przyłączanie rozproszonych źródeł na obszarach o dużej ekspozycji publicznej bez pogorszenia parametrów jakościowych zasilania. Po stronie organizacyjnej te lokalizacje mogą stać się pierwszymi węzłami bilansowania w ramach lokalnych grup odbiorców.

Realizacja inwestycji będzie ukierunkowana na obszary dotąd nieujęte w miejscowych planach, z zachowaniem zgodności z planem ogólnym i zasadą etapowania mocy. Zamiast pojedynczego, dużego projektu rekomendowane jest budowanie matrycy źródeł na gruntach o niskiej bonitacji i nieużytkach 0,2–0,5 MWp oraz rozwijanie dachowych PV na obiektach publicznych, przy równoległym montażu magazynów energii w punktach newralgicznych. Tworzona spółdzielnia Przytycka Społeczność Energetyczna porządkuje portfel lokalizacji od dachów i parkingów przy szkołach oraz obiektach komunalnych po niewielkie, rozproszone działki na gruntach słabszych, co skraca ścieżkę decyzji administracyjnych i przyspiesza osiąganie efektu skali. Od 1 stycznia 2026 r. dotychczasowe studium traci moc, a od 1 lipca 2026 r. przeznaczenia terenów będą ustalane w oparciu o uchwalony plan ogólny, na podstawie którego będą sporządzane nowe miejscowe plany. W dokumencie nie zakłada się zmiany obowiązujących MPZP, a planowane inwestycje energetyczne będą sytuowane przede wszystkim na nowych obszarach.

Podsumowując, Przytyk dysponuje realnym portfelem terenów pod OZE: 9 934 ha użytków rolnych z przewagą klas IV i płatami V–VI, 63 ha nieużytków, 330 ha terenów komunikacyjnych oraz 420 ha terenów zabudowanych i zurbanizowanych. Odpowiedni dobór i etapowanie tych lokalizacji pozwala budować miks instalacji PV dachowych i gruntowych, magazynów energii oraz węzłów ciepła

niskotemperaturowego bez wypierania najcenniejszych funkcji rolnych. Integracja inwestycji w modelu wspólnotowym przenosi część wartości dodanej energii do lokalnej gospodarki, zmniejsza obciążenie sieci w krytycznych godzinach i ułatwia osiąganie celów efektywnościowych i klimatycznych gminy, przy zachowaniu porządku planistycznego wynikającego z planu ogólnego.

4.1.2 Dachy budynków publicznych

Na terenie Gminy Przytyk funkcjonuje gęsta sieć budynków użyteczności publicznej, w tym szkoły podstawowe w Przytyku, Wrzosie i Wrzeszczowie, urząd gminy i jednostki organizacyjne, obiekty sportowe, sieć świetlic wiejskich oraz remizy OSP. Dachy i zaplecze techniczne tych obiektów tworzą realną bazę do szybkiego rozwoju mikroinstalacji OZE. Skala infrastruktury komunalnej przekłada się na przewidywalne dzienne profile zużycia energii w administracji, edukacji i usługach społecznych, a w części technicznej na całodobowe zapotrzebowanie w ujęciach wody, stacjach uzdatniania i przepompowniach. To sprzyja wysokiej autokonsumpcji energii z fotowoltaiki i ogranicza obciążenia końcowych odcinków sieci nN. Modernizacja oświetlenia ulicznego objęła łącznie 1 127 punktów, z czego 1 045 to oprawy LED o mocach 40, 57, 66, 106 i 131 W. Moc zainstalowana spadła z około 196 kW do 76,77 kW, a nocą do 40,21 kW. Zużycie energii zmniejszyło się o około 60 procent, co w skali roku daje oszczędność rzędu 420–480 MWh, spadek kosztów z około 506 tys. zł do 122 tys. zł oraz redukcję emisji o około 550 ton CO_2 rocznie. Oświetlenie uliczne generuje dziś około 228,7 ton CO_2 rocznie, a cała sfera użyteczności publicznej odpowiada za około 4 procent emisji gminy, przy 49 procent udziału ciepła w emisjach samej sfery publicznej. To pokazuje skuteczność modernizacji i potencjał dalszych projektów efektywnościowych.

Warunki solarne potwierdzają zasadność rozbudowy fotowoltaiki na dachach i w formule carportów. Średnioroczne napromieniowanie całkowite wynosi około 3 700 MJ na metr kwadratowy, czyli około 1 027 kWh na metr kwadratowy, a liczba godzin usłonecznienia to 1 450–1 500 rocznie. Oznacza to, że dobrze zorientowana instalacja dachowa osiąga uzysk rzędu 1 000–1 100 kWh na 1 kWp w skali roku. W obiektach o dziennym profilu pracy, takich jak szkoły i urząd, przekłada się to na wysoką autokonsumpcję i krótki czas zwrotu.

W najbliższym etapie rekomendowany jest pakiet dach plus magazyn na budynkach publicznych. Przy ostrożnym założeniu 10–15 lokalizacji, czyli trzy szkoły, urząd, wybrane świetlice i remizy oraz obiekty techniczne, można zainstalować łączną moc 150–300 kWp. Da to 150–330 MWh lokalnej produkcji rocznie. Wyposażenie 6–10 węzłów w magazyny energii o pojemności 200–400 kWh podniesie autokonsumpcję do 70–85 procent i ograniczy wpływ generacji PV na sieć w południowych godzinach szczytu. Integracja z już zmodernizowanym oświetleniem, które ma nocną moc około 40,21 kW, poprawia dobowy profil obciążenia i ułatwia bilansowanie energii w skali gminnej.

Po stronie ciepła największy efekt redukcyjny w sektorze publicznym, który odpowiada za około 49 procent emisji CO_2 w swoim własnym bilansie, zapewni elektryfikacja niskotemperaturowa i wysokosprawna biomasa. Kaskady pomp ciepła 2×50–3×50 kW o sezonowym współczynniku SCOP 3,0–3,5 z buforami 2–10 m^3 mogą zastąpić 180–300 MWh ciepła rocznie z paliw stałych w zespołach obiektów takich jak szkoła, sala i świetlica. Zużyją przy tym 50–100 MWh energii elektrycznej rocznie, z czego 30–60 procent pokryje lokalna fotowoltaika. Alternatywą są kotłownie biomasowe 100–300 kW z odpylaniem i automatyką, które zasilą 2–4 obiekty w krótkiej sieci niskotemperaturowej. Te modernizacje obniżają koszty ogrzewania o 20–35 procent i redukują emisje pyłów o kilkadziesiąt procent, a jednocześnie poprawiają komfort cieplny.

Potencjał powierzchniowy w sektorze publicznym jest rozproszony, ale duży. W grupie 420 ha terenów zabudowanych i zurbanizowanych znajdują się parcele budynków publicznych, place szkolne i zaplecze techniczne. To miejsca, w których można łączyć dachowe instalacje PV z carportami i punktami ładowania, a w kolejnych krokach z magazynami energii oraz systemami EMS i AMI dla całych mini sieci obiektów. Do dyspozycji jest także około 330 ha terenów komunikacyjnych, w tym drogi i place. To tworzy szerokie pole do montażu wiat fotowoltaicznych nad parkingami przy szkołach, świetlicach

i remizach. Każda wiata o powierzchni modułów 150–250 m² to dodatkowe 30–50 kWp mocy i 30–55 MWh energii rocznie dokładnie w miejscu zużycia.

Od strony organizacyjnej kluczowe jest wpięcie obiektów publicznych do wspólnego bilansowania. W praktyce oznacza to grupowanie szkół, urzędu, świetlic i wybranych remiz w węzły, które łączą cztery elementy. Po pierwsze generację PV rzędu 10–20 kWp na obiekt. Po drugie magazyn 200–400 kWh na węzeł. Po trzecie sterowanie obciążeniem i system zarządzania energią. Po czwarte modernizację źródeł ciepła. Taki pakiet pozwala skonsumować na miejscu 70–85 procent produkcji fotowoltaiki, zredukować koszty zakupu energii w godzinach dziennych o 20–35 procent i ograniczyć emisje CO_2 o około 140–285 ton rocznie już w pierwszym etapie. Równolegle warto wykorzystać doświadczenia z modernizacji oświetlenia, które dały oszczędność około 384 tys. zł rocznie, jako dowód działania przy wnioskach o środki na fotowoltaikę, magazyny i pompy ciepła.

W zakresie carportów rekomendowane jest etapowanie inwestycji. W pierwszym kroku można przygotować 6–10 lokalizacji przy szkołach i obiektach administracyjnych. Jedna lokalizacja to zwykle 30–50 kWp i 30–55 MWh energii rocznie. Wariant z punktami ładowania, na przykład dwie ładowarki AC po 11 kW na lokalizację, pozwoli zasilać flotę gminną i pojazdy mieszkańców przy własnym źródle energii. Magazyny 50–100 kWh przy carportach zwiększą autokonsumpcję i zniwelują popołudniowe piki ładowania.

Naturalnym integratorem jest społeczność energetyczna. „Przytycka Społeczność Energetyczna" domyka część formalną i porządkuje pakiet startowy, w tym regulaminy rozliczeń, listę pierwszej grupy bilansującej oraz harmonogram przyłączeń. Włączenie do wspólnego systemu 10–12 kluczowych obiektów publicznych z łączną mocą 200–350 kWp oraz 0,8–1,5 MWh pojemności magazynów, uzupełnione pilotażem niskotemperaturowych źródeł ciepła, pozwoli bilansować 200–380 MWh energii rocznie w miejscu produkcji. To tworzy bazę pod drugi etap, czyli źródło gruntowe 0,5–1,0 MWp z produkcją 0,5–1,1 GWh rocznie, które może stać się wspólną szyną zasilającą obiekty publiczne i pozostałych członków spółdzielni.

Podsumowując, Przytyk ma bardzo dobrą bazę do rozwoju OZE w sektorze publicznym. Widać to po oszczędnościach na oświetleniu, które sięgają około 60 procent, po korzystnych parametrach solarnych i po rozproszonych, ale licznych dachach i placach, które można szybko wyposażyć w fotowoltaikę oraz carporty. Spięcie tych aktywów w jeden sterowalny system z magazynami energii i nowymi źródłami ciepła da setki megawatogodzin lokalnej produkcji rocznie, dwucyfrowe oszczędności kosztowe oraz trwałą redukcję emisji, a przy tym stworzy widoczny i zrozumiały dla mieszkańców rdzeń transformacji energetycznej w szkołach, urzędzie i remizach.

4.2 Określenie rodzaju źródła OZE, mocy, przeznaczenia, możliwości przyłączeniowych.

4.2.1 Rodzaje planowanych źródeł OZE i moc

Planowane źródła OZE w Gminie Przytyk obejmują przede wszystkim fotowoltaikę na dachach budynków publicznych i carportach, instalację gruntową PV średniej mocy, a w obszarze ciepła węzły niskotemperaturowe oparte na pompach ciepła oraz lokalne kotłownie biomasowe. Portfel mocy jest rozpisany etapowo, tak aby w pierwszych latach maksymalnie wykorzystać istniejące przyłącza i profile zużycia energii w obiektach gminnych, a następnie dołożyć źródło gruntowe i stopniowo włączać odbiorców prywatnych w ramach wspólnego bilansowania.

W Etapie I przewidziano rozbudowę fotowoltaiki na dachach szkół, urzędu, wybranych świetlic, remiz i obiektów technicznych. Do istniejących 47,15 kW dołożone zostanie 150–300 kWp w pakietach po 10–20 kWp na obiekt, co da roczną produkcję rzędu 150–330 MWh przy uzyskach 1 000–1 100 kWh na 1 kWp. Równolegle zaplanowano wiaty solarne typu carport przy szkołach i obiektach administracyjnych. W pierwszej serii będzie to 6–10 lokalizacji po 30–50 kWp każda, czyli łącznie 180–

500 kWp i produkcja 180–550 MWh rocznie. Te dwa komponenty razem dadzą 330–850 MWh energii wytwarzanej na miejscu i skonsumowanej głównie w godzinach dziennych. Aby podnieść autokonsumpcję do 70–85 procent, węzły publiczne zostaną wyposażone w magazyny energii o pojemnościach 200–400 kWh na lokalizację. Takie zestawienie ma pokryć znaczną część bieżącego zużycia energii w szkołach, urzędzie i wybranych obiektach technicznych, jednocześnie ograniczając oddziaływanie na końcowe odcinki sieci niskiego napięcia.

W Etapie II przewidziano uruchomienie instalacji gruntowej PV o mocy 0,5–1,0 MWp na gruntach o niskiej klasie bonitacyjnej lub na terenach zdegradowanych. Tego typu źródło dostarczy 0,5–1,1 GWh energii rocznie i stanie się wspólną pulą dla obiektów publicznych oraz członków wspólnoty. W efekcie, po zakończeniu drugiego etapu łączna moc fotowoltaiki przypisana do wspólnego bilansowania osiągnie 0,88–1,85 MWp, a roczna produkcja wyniesie około 0,88–2,0 GWh, z czego znacząca część zostanie zużyta lokalnie dzięki magazynom i profilowaniu odbioru.

W obszarze ciepła planowane są dwa komplementarne nurty. Pierwszy to elektryfikacja źródeł w węzłach publicznych poprzez kaskady pomp ciepła 100–300 kW z buforami ciepła. Taki pakiet w trzech do pięciu lokalizacjach dostarczy łącznie 360–800 MWh ciepła rocznie przy zapotrzebowaniu na energię elektryczną 110–260 MWh, które częściowo pokryje fotowoltaika z dachów i carportów. Drugi nurt to wysokosprawne kotłownie biomasowe 100–300 kW w lokalizacjach z dostępem do certyfikowanego paliwa drzewnego. Dwie do trzech takich kotłowni mogą w skali roku wytwarzać łącznie 400–900 MWh ciepła, zasilając zespoły dwóch do czterech budynków w krótkiej sieci niskotemperaturowej. Oba kierunki ograniczają koszty ogrzewania o kilkanaście do kilkudziesięciu procent względem źródeł węglowych oraz zmniejszają emisje pyłowe i CO_2.

Uzupełnieniem portfela będą modernizacje po stronie odbioru i sterowania, które zwiększą możliwą do przyjęcia moc OZE bez nadmiernych inwestycji sieciowych. Należy do nich dalsze wdrażanie systemów EMS i AMI w obiektach gminnych, korekta mocy zamówionej, automatyka redukcji mocy w szczycie oraz rozbudowa magazynów ciepła przy pompach. W uzasadnionych lokalizacjach rozważa się także pilotaż kolektorów słonecznych do przygotowania ciepłej wody użytkowej, co zmniejszy letnie obciążenia elektryczne i poprawi bilans dobowy.

Całość spina organizacyjnie społeczność energetyczna. „Przytycka Społeczność Energetyczna” domyka część formalną i porządkuje pakiet startowy, w tym regulaminy rozliczeń oraz listę pierwszej grupy bilansującej, co pozwala łączyć źródła PV na dachach i carportach, instalację gruntową, magazyny energii oraz węzły ciepła w jeden system. W takim układzie łączna moc źródeł elektrycznych sięgnie w krótkim i średnim horyzoncie 0,88–1,85 MWp, a moc źródeł ciepła 500–900 kW. Daje to rocznie około 0,88–2,0 GWh zielonej energii elektrycznej oraz 760–1 700 MWh ciepła wytwarzanego w technologiach niskoemisyjnych. Dzięki temu portfel mocy odpowiada na profil zużycia obiektów publicznych i tworzy przestrzeń do stopniowego włączania przedsiębiorców oraz mieszkańców, co zwiększy autokonsumpcję energii w gminie i obniży koszty zakupu w godzinach dziennych.

4.2.2 Możliwości przyłączeniowe

Gmina Przytyk dysponuje rozwiniętą i stale eksploatowaną infrastrukturą elektroenergetyczną, która tworzy solidną bazę pod dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii oraz modele wspólnotowego bilansowania. Operatorem sieci na obszarze gminy jest PGE Dystrybucja S.A., Oddział Skarżysko-Kamienna. Zasilanie realizowane jest poprzez sieć średniego napięcia 15 kV, z której energia trafia do stacji transformatorowych SN/nn, a następnie do rozległej sieci niskiego napięcia obejmującej wszystkie miejscowości i typy odbiorców. Długość linii SN napowietrznych wynosi 99,2 km, co odzwierciedla wiejską, rozproszoną strukturę zabudowy i konieczność utrzymywania wielu promienistych ciągów zasilających zakończonych stacjami transformatorowymi. W dokumentach gminnych wskazano wprost, że sieć obejmuje linie średniego i niskiego napięcia, a stacje transformatorowe rozlokowane są na całym obszarze, zapewniając techniczną możliwość przyłączenia zarówno odbiorców, jak i mikroinstalacji OZE.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa zasilania i rezerwy przepustowości istotne są ustalenia planistyczne wyższego rzędu. Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego dla gminy formułuje cel poprawy pewności zasilania i utrzymania właściwego stanu technicznego sieci, w tym budowę linii 110 kV Jedlińsk–Wrzeszczów–Drzewica. Tego typu wzmocnienia w sieci wyższego napięcia przekładają się na stabilność pracy ciągów 15 kV zasilających stacje SN/nn i zwiększają możliwości przyłączania nowych źródeł rozproszonych, w szczególności fotowoltaiki średniej mocy oraz magazynów energii w newralgicznych węzłach.

W obszarze eksploatacji bieżącej sieć niskiego napięcia zapewnia pełne pokrycie terytorium gminy i dostęp do przyłączy dla gospodarstw domowych, firm oraz jednostek publicznych. Już na etapie opracowywania planu gospodarki niskoemisyjnej potwierdzono, że energia jest dostarczana do wszystkich odbiorców poprzez układ SN–nn, przy czym rdzeniem dystrybucji pozostają linie 15 kV, a lokalna nN umożliwia wpięcia mikroinstalacji prosumenckich i instalacji publicznych. Ta struktura stanowi naturalny fundament pod rozwój modeli autokonsumpcji zbiorowej oraz przyszłe grupy bilansujące w ramach społeczności energetycznej.

Ważnym elementem odciążającym sieć i poprawiającym profil dobowy obciążeń była modernizacja oświetlenia publicznego. Gmina eksploatuje 1 127 punktów świetlnych, z czego 1 045 to oprawy LED o mocach 40, 57, 66, 106 i 131 W. Po wymianie luminancji zużycie energii spadło o około 60 procent, co przekłada się na istotne obniżenie mocy pobieranej nocą i poprawę warunków napięciowych w godzinach szczytu produkcji PV. Skala i parametry oświetlenia mają znaczenie systemowe, ponieważ wprost wpływają na profil poboru i możliwość bezpiecznego przyłączania kolejnych źródeł rozproszonych w końcowych odcinkach nN.

Na dziś dokumenty planistyczne odnotowują brak szczegółowych, publicznie dostępnych planów rozwojowych operatora dla samej sieci dystrybucyjnej na poziomie gminy. Równocześnie ten sam korpus dokumentów akcentuje potrzebę modernizacji i poprawy pewności zasilania, a także rozwój OZE, co wskazuje kierunek współpracy z operatorem przy planowaniu nowych przyłączy, wymianie transformatorów na jednostki o lepszej regulacji napięciowej oraz kablowaniu wybranych odcinków w rejonach o większej gęstości przyłączy prosumenckich. Dla zachowania jakości zasilania w miarę wzrostu mocy zainstalowanej w PV rekomendowane jest sukcesywne wprowadzanie transformatorów z regulacją zaczepów pod obciążeniem, instalacja kompensacji mocy biernej i filtrów w kluczowych węzłach oraz wdrażanie zdalnego opomiarowania AMI w obiektach publicznych i większych prosumentów.

Na tej bazie infrastrukturalnej można rozróżnić dwa praktyczne „koszyki” przyłączeń OZE. Pierwszy to mikroinstalacje i małe instalacje na nN w obiektach publicznych, gospodarstwach i firmach, gdzie modernizacja oświetlenia i przewidywalny dzienny profil obciążeń umożliwiają wysoką autokonsumpcję i niewielkie oddziaływanie na napięcia końcowe. Drugi to instalacje średniej mocy na SN, których lokalizacja powinna wykorzystywać istniejące ciągi 15 kV o lepszych parametrach zwarciowych i mniejszych spadkach napięć. Włączenie takich źródeł w strukturę sieci średniego napięcia powinno następować w miejscach wskazanych przez operatora, a tam gdzie to zasadne, wspierane przez lokalne magazyny energii w celu ograniczania przepływów zwrotnych i stabilizacji dobowej.

Podsumowując, sieć elektroenergetyczna Gminy Przytyk oparta na 99,2 km linii SN, rozproszonych stacjach SN/nn i pełnym pokryciu nN, w połączeniu z modernizacją oświetlenia oraz kierunkami planistycznymi dotyczącymi wzmocnień na poziomie 110 kV, stanowi mocny punkt wyjścia do skalowania lokalnych OZE i wdrażania społeczności energetycznej. Integracja istniejących przyłączy, etapowe podłączanie nowych źródeł PV i magazynów energii oraz współpraca z operatorem przy optymalizacji punktów wpięcia pozwolą zwiększać autokonsumpcję, utrzymywać parametry jakościowe napięcia i budować odporność systemu na wahania produkcji i popytu.

5 Bilans energetyczny

5.1 Zestawienie potencjału wytwórczego i zapotrzebowania

5.1.1 Zapotrzebowanie energetyczne

Na potrzeby Gminy Przytyk przygotowano trzy warianty prognozy zużycia energii do 2036 roku: pasywny, stabilny i progresywny. Punktem wyjścia jest stan obecny wynikający z inwentaryzacji oraz dotychczasowych modernizacji. Gminę zamieszkuje 7 058 osób w 2024 roku, na obszarze 134 km² funkcjonuje 38 miejscowości i 25 sołectw, a miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego objęte jest 12 km². Infrastruktura komunalna obejmuje 1 127 punktów oświetlenia ulicznego, w tym 1 045 opraw LED, trzy szkoły podstawowe, urząd gminy, obiekty sportowe, sieć świetlic oraz remizy OSP. W budynkach publicznych pracują mikroinstalacje PV o łącznej mocy ok. 47,15 kW. Modernizacja oświetlenia obniżyła moc czynną z ok. 196 kW do 76,77 kW, a w porze nocnej do 40,21 kW, co przełożyło się na redukcję zużycia energii o ok. 60 proc. oraz spadek rocznego poboru o 420 do 480 MWh. Po stronie ciepła zasób mieszkaniowy liczy 2 554 punkty adresowe, w tym ok. 1 282 budynki ogrzewane węglem, 685 drewnem, 137 peletem, 161 LPG, 28 olejem opałowym oraz 11 inną biomasą. Przy konserwatywnym zapotrzebowaniu 12 do 15 MWh ciepła rocznie na budynek trzy główne grupy węgiel, drewno, pellet dostarczają łącznie ok. 25 248 do 31 560 MWh rocznie, czyli 90,9 do 113,6 TJ. Uwzględniając pozostałe nośniki oraz ciepło w obiektach publicznych, bazowe zapotrzebowanie na ciepło dla całej gminy przyjęto na poziomie ok. 102 do 115 TJ rocznie, a bazowe zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, sektorze publicznym i MŚP oszacowano na 6 200 do 6 700 MWh rocznie. Profil wyjściowy uwzględnia efekt modernizacji oświetlenia oraz 47 do 52 MWh rocznie produkcji z PV na budynkach gminnych.

Wariant pasywny zakłada niską dynamikę modernizacji, ograniczone inwestycje w OZE oraz brak koordynacji po stronie odbiorców. Kontynuacja eksploatacji źródeł stałopalnych i przyrost urządzeń elektrycznych bez równoległej poprawy efektywności prowadzą do 2036 roku do wzrostu zapotrzebowania na ciepło do ok. 108 do 120 TJ rocznie, czyli o 5 do 8 proc. wobec bazy, oraz do jedynie symbolicznego wzrostu zużycia energii elektrycznej do ok. 6 300 do 6 500 MWh rocznie. Udział LPG i oleju opałowego pozostaje zbliżony do dzisiejszego, a emisje pyłowe i benzo(a)pirenu utrzymują się na wysokim poziomie ze względu na przewagę kotłów bezklasowych i niską sprawność sezonową w części zasobu opalanego drewnem. W sektorze publicznym brak nowych instalacji PV utrzymuje wydatki na energię elektryczną na wrażliwym poziomie, a profil dobowy obciążeń nie poprawia się ponad efekt osiągnięty wymianą opraw na LED.

Wariant stabilny przyjmuje umiarkowaną modernizację i selektywny rozwój OZE. Do 2028 roku przewiduje się dołożenie 150 do 200 kWp PV na dachach 10 do 12 obiektów publicznych, co daje 150 do 220 MWh rocznie produkcji, oraz montaż 2 do 4 magazynów energii o pojemności 200 do 300 kWh, które podnoszą autokonsumpcję do 65 do 75 proc. W latach 2029 do 2032 możliwe jest uruchomienie pierwszych carportów PV w liczbie 3 do 5 sztuk po 30 do 50 kWp każda, co daje łącznie 90 do 250 kWp i 90 do 275 MWh rocznie. Po stronie ciepła zakłada się wymianę 300 do 400 najbardziej emisyjnych źródeł w budynkach mieszkalnych oraz instalację 2 do 3 węzłów niskotemperaturowych w sferze publicznej, opartych o pompy ciepła 100 do 200 kW z buforami 5 do 10 m³. Efekt energetyczny to spadek rocznego zapotrzebowania na ciepło do ok. 96 do 106 TJ rocznie do 2036 roku oraz wzrost zużycia energii elektrycznej do ok. 6 600 do 6 800 MWh rocznie w związku z częściową elektryfikacją ogrzewnictwa, większą liczbą urządzeń elektrycznych i rozwojem usług. Sam sektor publiczny bilansuje łącznie 240 do 450 MWh rocznie energii elektrycznej na miejscu, co obniża koszty zakupu w godzinach dziennych o 20 do 30 proc. w objętych węzłach.

Wariant progresywny jest najbardziej ambitny i łączy inwestycje techniczne z organizacją odbiorców. Przytycka Społeczność Energetyczna finalizuje formalności oraz porządkuje pakiet startowy, w tym zasady rozliczeń, listę pierwszej grupy bilansującej i harmonogram przyłączeń. Technicznie przewiduje się trójstopniowy przyrost mocy. W latach 2026 do 2028 dachowe PV na obiektach publicznych rosną

do 150 do 300 kWp i zapewniają 150 do 330 MWh rocznie, a w 6 do 10 węzłach instalowane są magazyny 200 do 400 kWh, co podnosi autokonsumpcję do 70 do 85 proc. W latach 2027 do 2029 powstają carporty w liczbie 6 do 10 sztuk po 30 do 50 kWp każda, co łącznie daje 180 do 500 kWp i 180 do 550 MWh rocznie. W latach 2029 do 2031 uruchamiane jest źródło gruntowe PV 0,5 do 1,0 MWp z produkcją 0,5 do 1,1 GWh rocznie. Do 2032 roku portfel wytwórczy wspólnoty osiąga 0,83 do 1,85 MWp i 0,83 do 1,98 GWh rocznie, a dzięki magazynom i profilowaniu odbioru 60 do 80 proc. tej energii pozostaje na miejscu. Po stronie ciepła prognozuje się 3 do 5 węzłów pomp ciepła 100 do 300 kW w sferze publicznej, co daje 360 do 800 MWh ciepła rocznie przy zapotrzebowaniu elektrycznym 110 do 260 MWh rocznie, oraz modernizacje w mieszkalnictwie obejmujące 400 do 600 źródeł w oparciu o pompy ciepła i wysokosprawną biomasę. Daje to spadek rocznego zapotrzebowania na ciepło do 90 do 100 TJ rocznie i wzrost zużycia energii elektrycznej do 6 900 do 7 300 MWh rocznie do 2036 roku. Wskaźnik emisji CO_2 spada najszybciej w tym scenariuszu. Sama fotowoltaika dachowa i carporty w sferze publicznej ograniczają emisje o ok. 140 do 285 ton CO_2 rocznie, a po uruchomieniu źródła gruntowego redukcja wzrasta o kolejne 350 do 800 ton CO_2 rocznie w zależności od wskaźnika emisyjności energii zewnętrznej i poziomu autokonsumpcji. Zastąpienie 1 500 do 2 000 MWh rocznie ciepła z paliw stałych pompami ciepła i modernizacjami biomasowymi przynosi dodatkowe setki ton redukcji CO_2 oraz radykalne obniżenie emisji pyłowych.

Istotnym elementem wszystkich scenariuszy pozostaje sektor publiczny, który dzięki stałemu dziennemu profilowi zużycia oraz rozproszonym lokalizacjom działa jako stabilizator systemu. Obecnie 47,15 kW PV dostarcza 47 do 52 MWh rocznie. W scenariuszu stabilnym, po rozbudowie do 150 do 200 kWp, sfera publiczna osiąga 200 do 220 MWh rocznie produkcji z dachów, a po instalacji 3 do 5 carportów po 30 do 50 kWp powstaje dodatkowe 90 do 275 MWh rocznie. W scenariuszu progresywnym pakiet dach, carport i magazyn w 10 do 15 lokalizacjach bilansuje 330 do 880 MWh rocznie na miejscu, co redukuje zakupy w godzinach dziennych o 20 do 35 proc. i poprawia profile napięciowe na końcówkach sieci niskiego napięcia. Modernizacja źródeł ciepła w węzłach publicznych w formie kaskad 2×50 do 3×50 kW z buforami pozwala zastąpić 180 do 300 MWh rocznie ciepła z węgla i przestarzałej biomasy energią o wysokiej sprawności, z czego 30 do 60 proc. energii napędowej w sezonie przejściowym pokrywa fotowoltaika.

Po stronie mieszkaniowej kluczowe jest tempo wymiany źródeł. W scenariuszu pasywnym jest ono marginalne i nie wpływa znacząco na sumaryczne wartości TJ rocznie. W scenariuszu stabilnym wymiana 300 do 400 źródeł, co stanowi 12 do 15 proc. zasobu węglowego i części drewnianego, obniża lokalne zużycie paliw stałych o 15 do 30 proc. w objętych budynkach i przynosi oszczędność rzędu 300 do 500 ton drewna rocznie dzięki wzrostowi sprawności oraz eliminacji wilgotnego paliwa. W scenariuszu progresywnym modernizacje obejmują 400 do 600 źródeł oraz powszechniejsze docieplenia przegród, co obniża zapotrzebowanie na ciepło o 12 do 15 proc. na poziomie gminy i przenosi część popytu energetycznego do sektora elektrycznego, gdzie może on zostać zbilansowany lokalną generacją i magazynami.

Sektor MŚP liczący 455 podmiotów, w tym 121 w handlu, 122 w budownictwie, ok. 40 w przemyśle oraz 26 w transporcie i magazynowaniu, w scenariuszu progresywnym staje się drugim filarem bilansowania obok sfery publicznej. Włączenie 10 do 15 proc. firm, czyli 45 do 70 podmiotów, z pakietem PV 0,5 do 1,0 MWp łącznie i magazynami 0,4 do 0,8 MWh daje 0,5 do 1,1 GWh rocznie lokalnej produkcji energii i pozwala osiągnąć 65 do 85 proc. autokonsumpcji w najbardziej intensywnych odbiorach takich jak chłodnie, przetwórstwo i logistyka. Po stronie kosztów oznacza to redukcję rachunków w godzinach dziennych o 20 do 35 proc. W wariancie stabilnym wartości są o ok. jedną trzecią niższe, a w pasywnym marginalne.

Perspektywa 2036 roku różnicuje się więc wyraźnie między scenariuszami. Wariant pasywny prowadzi do 108 do 120 TJ rocznie ciepła, 6 300 do 6 500 MWh rocznie energii elektrycznej oraz utrzymania zależności od paliw stałych. Wariant stabilny zmierza do 96 do 106 TJ rocznie ciepła i 6 600 do 6 800 MWh rocznie energii elektrycznej, z dobrą dynamiką w sektorze publicznym i części MŚP. Wariant progresywny oparty na spiętym portfelu źródeł dachowych, carportów, instalacji gruntowej 0,5 do 1,0

MWp, magazynów w węzłach publicznych o łącznej pojemności 0,8 do 1,5 MWh oraz elektryfikacji ciepła sprowadza zapotrzebowanie na ciepło do 90 do 100 TJ rocznie i podnosi zużycie energii elektrycznej do 6 900 do 7 300 MWh rocznie, z czego 0,83 do 1,98 GWh rocznie może być produkowane lokalnie i konsumowane u źródła. Jest to jedyny wariant, w którym równolegle maleje zużycie paliw stałych, rośnie autokonsumpcja energii, poprawia się jakość powietrza, a budżety publiczne i firm korzystają na bardziej przewidywalnych kosztach energii.

Realizacja scenariusza progresywnego wymaga kontynuacji modernizacji sieci niskiego i średniego napięcia w punktach o największym nasyceniu przyłączami, wdrażania zdalnego opomiarowania i systemów EMS, standardowego wyposażania węzłów w magazyny 200 do 400 kWh oraz domknięcia procesu rejestrowego Przytyckiej Społeczności Energetycznej wraz z wdrożeniem rozliczeń wewnętrznych i harmonogramu przyłączeń. Po stronie planistycznej przyjmuje się, że nowe inwestycje energetyczne będą lokowane przede wszystkim na obszarach dotąd nieobjętych MPZP, zgodnie z ustaleniami planu ogólnego. Od 1 stycznia 2026 roku dotychczasowe studium traci moc, a od 1 lipca 2026 roku przeznaczenia terenów będą ustalane na podstawie uchwalonego planu ogólnego, który stanie się podstawą sporządzania nowych planów miejscowych. Taki układ pozwala przekuć potencjał liczbowy w stabilne efekty, w tym kilkaset MWh rocznie lokalnej produkcji już po pierwszym etapie, ponad 1 GWh rocznie po uruchomieniu instalacji gruntowej, spadek emisji CO_2 o setki ton rocznie oraz wyraźnie niższe rachunki za energię w sferze publicznej i w części MŚP. Dzięki temu Gmina Przytyk przechodzi od rozproszonych modernizacji do spójnego systemu energetycznego, który do 2036 roku staje się bardziej efektywny, tańszy w eksploatacji oraz odporny na wahania cen i warunków pogodowych.

5.1.2 Potencjał wytwórczy energii odnawialnej

Na podstawie dokumentów planistycznych i inwentaryzacyjnych dla Gminy Przytyk oraz wykonanych w tym opracowaniu bilansów, można jednoznacznie wskazać, że gmina dysponuje realnym i liczbowo znaczącym potencjałem rozwoju odnawialnych źródeł energii w sektorze publicznym, mieszkaniowym i komercyjnym, a także do uruchomienia inwestycji systemowych, które staną się „kręgosłupem" lokalnego bilansowania w ramach tworzonej wspólnoty energetycznej. Punkt startowy jest dobrze rozpoznany: obszar gminy to 13 437 ha, z czego 9 934 ha (73,9%) stanowią użytki rolne, 2 908 ha (21,4%) lasy i zadrzewienia, 420 ha (3,1%) tereny zabudowane i zurbanizowane, a 330 ha zajmują tereny komunikacyjne. Po stronie zużycia energii roczne zapotrzebowanie elektryczne w całej gminie szacuje się obecnie na 6 200–6 700 MWh, natomiast po stronie ciepła – przy 2 554 adresach budynków i dominacji kotłów węglowych oraz drewnianych – na około 102–115 TJ/rok (28 300–31 900 MWh/rok), z czego same trzy grupy urządzeń: węglowe (ok. 1 282 szt.), drewniane (ok. 685 szt.) i peletowe (ok. 137 szt.) odpowiadają łącznie za 25 248–31 560 MWh ciepła rocznie. W sektorze publicznym funkcjonuje 1 127 punktów oświetlenia ulicznego, z czego 1 045 to LED; modernizacja obniżyła moc czynną z ~196 kW do 76,77 kW (nocą 40,21 kW) i zmniejszyła zużycie o ok. 60%, co już daje oszczędność 420–480 MWh/rok oraz wyraźną poprawę profilu dobowego obciążeń. Na budynkach gminnych pracuje dziś ok. 47,15 kW PV, co przekłada się na 47–52 MWh/rok lokalnej produkcji energii elektrycznej. Ten stan wyjściowy umożliwia precyzyjne określenie kierunków i skali rozwoju OZE.

Największy i najszybciej dostępny potencjał dotyczy fotowoltaiki. Warunki nasłonecznienia (ok. 1 450–1 500 h/rok i 1 000–1 100 kWh/kWp/rok dla dobrze zorientowanych instalacji) pozwalają założyć, że pakiet dachowych instalacji na obiektach publicznych w pierwszym etapie może dostarczyć 150–330 MWh/rok energii. Osiąga się to przez dołożenie do istniejących 47,15 kW kolejnych 150–300 kWp, rozłożonych na 10–15 lokalizacjach (typowo 10–20 kWp na dach). W ujęciu zdolności przyłączeniowej i autokonsumpcji najbardziej efektywne są węzły obejmujące szkołę, obiekt sportowy i świetlicę lub remizę – w takich grupach łączna moc 20–40 kWp bilansuje 20–44 MWh/rok przy autokonsumpcji 65–80%. Komplementarnie można rozwinąć carporty PV przy szkołach i budynkach administracyjnych: 6–10 konstrukcji po 30–50 kWp każda daje łącznie 180–500 kWp oraz 180–550 MWh/rok produkcji. W sumie sam „pakiet publiczny" (dachy + carporty) wnosi 330–880 MWh/rok energii wytwarzanej i konsumowanej w miejscu. Aby podnieść wskaźnik wykorzystania własnej energii do 70–85% i

ograniczyć oddania do sieci w południe, rekomenduje się magazyny 200–400 kWh w 6–10 węzłach, co łącznie daje 0,8–1,5 MWh pojemności bateryjnej w sferze publicznej.

Drugi filar to instalacja gruntowa PV średniej mocy ulokowana na glebach słabszych klas (V–VI) lub na nieużytkach. Dwa realistyczne warianty to farma o mocy 0,5 MWp (produkcja 0,50–0,55 GWh/rok) albo 1,0 MWp (0,98–1,10 GWh/rok). Przy powierzchni modułów rzędu 1,5–2,0 ha na 1 MWp oraz dostępności 63 ha nieużytków i setek hektarów gruntów o niskiej bonitacji, dostęp terenu nie jest barierą. Z punktu widzenia bilansu gminy pojedyncza farma 1,0 MWp może pokryć 14–18% obecnego zapotrzebowania sektora publicznego i części usług oraz 15–17% energii elektrycznej zużywanej przez szkoły, urząd i infrastrukturę techniczną, jeśli zostanie spięta rozliczeniowo w ramach wspólnoty.

Trzeci komponent to prosumenckie dachowe PV w zasobie mieszkaniowym i MŚP. W mieszkalnictwie przyjęcie konserwatywnego scenariusza „10–15% budynków z PV 4,5–6 kWp" oznacza 255–383 mikroinstalacji, łączną moc 1,15–2,30 MWp i roczną produkcję 1 150–2 530 MWh. Już 10% pokrywa 17–19% dzisiejszego zużycia energii w gminie, a 15% – do 38–40% w zależności od profilu odbioru. W sektorze firm, przy udziale 10–15% podmiotów (45–70 przedsiębiorstw) i typowych instalacjach 10–50 kWp, realny jest przyrost 0,5–1,0 MWp oraz 0,5–1,1 GWh/rok produkcji, z autokonsumpcją 65–85% w chłodniach, magazynach i zakładach przetwórczych. Zestawienie tych trzech koszyków (publiczny, mieszkaniowy, MŚP) daje potencjał 2,8–4,6 MWp i 2,0–4,0 GWh/rok jeszcze przed uruchomieniem farmy gruntowej. Po dołożeniu 0,5–1,0 MWp w źródle gruntowym łączna moc PV w gminie osiąga 3,3–5,6 MWp, a produkcja 2,5–5,1 GWh/rok, co odpowiada 37–77% dzisiejszego zużycia energii elektrycznej.

W obszarze ciepła podstawową dźwignią są pompy ciepła i wysokosprawna biomasa. W sferze publicznej trzy do pięciu węzłów pomp ciepła 100–300 kW (łącznie 300–900 kW) z buforami 2–10 m³ każdy mogą dostarczyć 360–800 MWh ciepła rocznie przy zużyciu 110–260 MWh energii elektrycznej. W sezonach przejściowych 30–60% tej energii napędowej może być pokryte z PV, co obniża koszt jednostkowy ciepła o 20–35% w porównaniu z kotłami węglowymi. W zabudowie jednorodzinnej wymiana 400–600 źródeł węglowych i starszych urządzeń na drewno na pompy ciepła i kotły 5 klasy zasilane certyfikowaną biomasą zmniejsza jednostkowe zużycie paliw stałych o 15–30% w objętych budynkach i ogranicza zapotrzebowanie gminne na ciepło o 12–15% (spadek z ~102–115 TJ/rok do ~90–100 TJ/rok). Skala redukcji w ujęciu emisji jest wymierna: przesunięcie 1 500–2 000 MWh/rok z paliw stałych do pomp ciepła eliminuje kilkaset ton CO_2/rok oraz kilkadziesiąt procent emisji pyłowych w lokalizacjach objętych projektem.

Ważnym uzupełnieniem jest biogaz. Profil rolniczy gminy (73,9% powierzchni to użytki rolne) oraz dostępność biomasy resztkowej (słoma, gałęziówka, przycinki sadownicze, odpady z pielęgnacji zieleni) pozwalają oszacować, że jednostka biogazowa o mocy 300–800 kWe pracująca w kogeneracji przez 7 500–8 200 h/rok może wytwarzać 2 250–6 560 MWh energii elektrycznej rocznie oraz zbliżony wolumen energii cieplnej (użyteczne 1 700–5 000 MWh/rok po uwzględnieniu strat). Ulokowanie takiej instalacji w sąsiedztwie odbiorców ciepła – np. węzłów publicznych lub zakładu przetwórczego – daje wysoką sprawność zagospodarowania strumieni energii i stabilny profil pracy, który dobrze „domyka" dobowy bilans z PV. Nawet wariant 300 kWe z 7 800 h/rok to ok. 2 340 MWh_e/rok, co odpowiada 35–38% obecnego zużycia energii sektora publicznego i może zostać rozliczone wewnątrz wspólnoty energetycznej.

Magazyny energii są elementem warunkującym wysoką autokonsumpcję. Oprócz wspomnianych 0,8–1,5 MWh bateryjnej pojemności w węzłach publicznych, firmy mogą wprowadzić 0,4–0,8 MWh w magazynach 50–200 kWh (łącznie w 10–20 lokalizacjach), co w połączeniu z EMS i korektą mocy zamówionej obniża koszty o 10–20% już bez dodatkowej generacji. W mieszkalnictwie magazyny 5–15 kWh na gospodarstwo domowe nie są konieczne, jeżeli rozliczenia we wspólnocie pozwalają na bilansowanie międzyobiektowe, ale w budynkach jednorodzinnych z pompą ciepła sezonowe buforowanie 5–10 kWh podnosi autokonsumpcję PV o 10–15 p.p.

Sumarycznie „portfel OZE dla Przytyka” na horyzont 3–7 lat można policzyć w dwóch wariantach. Wariant A (konserwatywny): 150–300 kWp dachów w sferze publicznej + 180–300 kWp carportów + 0,5 MWp farma + 1,15 MWp w mieszkalnictwie (10% adresów po ~4,5–6 kWp) + 0,5 MWp w MŚP. To 2,48–3,45 MWp i 2,0–3,2 GWh/rok. Wariant B (rozszerzony): 300 kWp dachów + 500 kWp carportów + 1,0 MWp farma + 2,30 MWp mieszkalnictwo (15%) + 1,0 MWp MŚP. To 5,10 MWp i 4,1–5,1 GWh/rok. W każdym wariancie magazyny łącznie 1,2–2,3 MWh (publiczne + MŚP) pozwalają utrzymać autokonsumpcję 70–85% w grupach węzłowych, a kogeneracja biogazowa 300–800 kWe dodaje stabilne 2,3–6,6 GWh_e/rok oraz ciepło użytkowe. Nawet bez biogazu, sam portfel PV w wariancie B pokrywa 61–77% dzisiejszego wolumenu energii elektrycznej gminy; z biogazem przekracza 100% zapotrzebowania sektora publicznego i istotną część profilu MŚP, umożliwiając kierowanie nadwyżek do ładowania pojazdów elektrycznych (punkty AC 2×11 kW w 6–10 lokalizacjach to 132–220 kW mocy ładowania) lub do przygotowania c.w.u. w miesiącach letnich.

Organizacyjnie spoiwem całości jest „Przytycka Społeczność Energetyczna”, która finalizuje ścieżkę rejestrową i równolegle porządkuje pakiet startowy: regulamin rozliczeń wewnętrznych, listę pierwszej grupy bilansującej, harmonogram przyłączeń i wdrożenie systemu zarządzania energią. Spięcie 10–15 obiektów publicznych, 45–70 firm oraz kilkuset prosumentów indywidualnych w jeden system bilansowania umożliwi wykorzystanie 0,83–1,98 GWh/rok energii z PV „u źródła”, a po uruchomieniu farmy – łącznie 2,5–5,1 GWh/rok. W warstwie cieplnej trzy do pięciu węzłów pomp ciepła (300–900 kW) i modernizacja 400–600 źródeł w mieszkalnictwie przesuwają 1 500–2 000 MWh/rok z paliw stałych do energii elektrycznej, którą można zasilić lokalnie. Dzięki temu do 2032–2036 r. gmina osiąga redukcję zapotrzebowania na ciepło do 90–100 TJ/rok, a udział lokalnej produkcji elektryczności w zużyciu końcowym rośnie do 40–75% (zależnie od wariantu i tempa adopcji), co przekłada się na setki ton CO_2 mniej rocznie oraz trwałe obniżenie kosztów energii w budżecie publicznym i w przedsiębiorstwach. W praktyce oznacza to nie tylko „zielone megawatogodziny”, ale i policzalną odporność energetyczną – mniejsze obciążenie sieci w godzinach szczytu, niższe ryzyko kosztowe oraz możliwość utrzymania krytycznych usług publicznych przy zasilaniu awaryjnym (PV + magazyn + agregat) w węzłach o łącznej pojemności bateryjnej 0,8–1,5 MWh.

5.1.3 Wnioski z bilansu

Na podstawie aktualnych inwentaryzacji i dokumentów strategicznych Gminy Przytyk można jednoznacznie stwierdzić, że gmina dysponuje realnym i mierzalnym potencjałem transformacji energetycznej, który przy właściwym wsparciu organizacyjnym, finansowym i technologicznym pozwoli znacząco ograniczyć zależność od paliw kopalnych i zewnętrznych dostawców energii. Punkt startowy jest dobrze rozpoznany liczbowo. Gminę zamieszkuje 7 058 osób, obszar administracyjny ma 13 437 ha, a w jego granicach znajduje się 38 miejscowości i 25 sołectw. Użytki rolne zajmują 9 934 ha, co odpowiada 73,9 procenta powierzchni, lasy i zadrzewienia 2 908 ha, czyli 21,4 procenta, tereny zabudowane i zurbanizowane 420 ha, a tereny komunikacyjne około 330 ha. Po stronie zużycia energii bazowe roczne zapotrzebowanie elektryczne szacuje się na 6 200–6 700 MWh, z czego sektor publiczny odpowiada za kilkaset megawatogodzin, a sektor mieszkaniowy i MŚP za większość wolumenu. Bazowe zapotrzebowanie na ciepło oszacowano na 102–115 TJ rocznie, co odpowiada 28 300–31 900 MWh rocznie, przy 2 554 adresach budynków i dominacji źródeł stałopalnych. W mieszkalnictwie identyfikujemy około 1 282 kotłów węglowych, 685 kotłów na drewno, 137 urządzeń na pellet, 161 źródeł zasilanych LPG, 28 kotłów olejowych i 11 instalacji na inną biomasę, co przekłada się na łącznie 25 248–31 560 MWh ciepła rocznie tylko w trzech grupach węgiel–drewno–pellet. W sektorze publicznym funkcjonuje 1 127 punktów oświetlenia ulicznego, z czego 1 045 to oprawy LED. Modernizacja obniżyła moc czynną z około 196 kW do 76,77 kW i dalej nocą do 40,21 kW oraz zredukowała zużycie energii o około 60 procent, co w skali roku oznacza 420–480 MWh mniej pobranej energii i kilkaset tysięcy złotych oszczędności w budżecie. Na dachach obiektów gminnych pracuje obecnie około 47,15 kW fotowoltaiki, która wytwarza 47–52 MWh energii elektrycznej rocznie. Te parametry wyjściowe wyznaczają realistyczny horyzont dla skokowego zwiększania udziału OZE i poprawy efektywności.

Największy potencjał redukcji kosztów i emisji posiada fotowoltaika rozwijana równolegle w trzech koszykach: sektor publiczny, sektor mieszkaniowy oraz sektor przedsiębiorstw. Analiza dostępnych powierzchni dachowych szkół, urzędu, świetlic i remiz oraz placów pod carporty pozwala zaplanować w pierwszym etapie dołożenie 150–300 kWp PV na dachach 10–15 obiektów publicznych, co da 150–330 MWh produkcji rocznie przy uzyskach 1 000–1 100 kWh na 1 kWp. Uzupełniająco można uruchomić 6–10 wiat solarnych przy szkołach i budynkach administracyjnych. Każdy carport o mocy 30–50 kWp wnosi 30–55 MWh produkcji rocznie, co łącznie daje 180–500 kWp oraz 180–550 MWh rocznie. Sam pakiet publiczny dachy plus carporty podnosi lokalną produkcję do 330–880 MWh rocznie, czyli 5–13 procent dzisiejszego zużycia gminy. Wyposażenie 6–10 kluczowych węzłów w magazyny energii 200–400 kWh na lokalizację daje łącznie 0,8–1,5 MWh pojemności i podnosi autokonsumpcję do 70–85 procent, jednocześnie ograniczając oddawanie energii do sieci w godzinach szczytu nasłonecznienia. W mieszkaniowym koszyku prosumenckim przy konserwatywnym założeniu, że 10–15 procent budynków zainstaluje mikroinstalacje 4,5–6 kWp, pojawi się 255–383 instalacji o mocy łącznej 1,15–2,30 MWp i produkcji 1 150–2 530 MWh rocznie. Już 10 procent zabudowy z PV pokrywa 17–19 procent obecnego zapotrzebowania gminy, a 15 procent udziału zwiększa ten zakres do 30–40 procent w zależności od profilu odbioru. W sektorze MŚP, który liczy około 455 podmiotów, włączenie 10–15 procent firm w pakiet PV 10–50 kWp daje 0,5–1,0 MWp dodatkowej mocy i 0,5–1,1 GWh rocznej produkcji, z autokonsumpcją 65–85 procent w chłodniach, magazynach i warsztatach. Zestawienie tych trzech strumieni daje łącznie 2,8–4,6 MWp oraz 2,0–4,0 GWh rocznie przed uruchomieniem źródła gruntowego.

Kolejnym krokiem jest instalacja gruntowa PV średniej mocy, osadzona na glebach klas V–VI lub na nieużytkach. Wariant 0,5 MWp daje 0,50–0,55 GWh rocznie, a wariant 1,0 MWp 0,98–1,10 GWh rocznie, przy zapotrzebowaniu terenowym rzędu 0,8–2,0 ha na 1 MWp. Dostępność 63 ha nieużytków i duży udział gleb słabszych klas na obrzeżach wsi wskazuje, że barierą nie jest powierzchnia, lecz przyłączenie i profilowanie odbioru, dlatego źródło gruntowe powinno być spięte z grupą odbiorców publicznych i przedsiębiorstw w jednym systemie rozliczeń. Po dołożeniu farmy łączna moc PV w gminie osiąga 3,3–5,6 MWp, a produkcja 2,5–5,1 GWh rocznie, co odpowiada 37–77 procent obecnego wolumenu energii elektrycznej. W perspektywie wzrostu zużycia do 6 900–7 300 MWh rocznie w 2036 roku taki portfel może wciąż pokrywać 34–70 procent popytu, zależnie od tempa wdrażania i udziału prosumentów.

W obszarze ciepła główną dźwignią będą pompy ciepła w węzłach publicznych i wysokosprawna biomasa w lokalizacjach z dostępem do certyfikowanego paliwa. Trzy do pięciu węzłów pomp ciepła 100–300 kW, łącznie 300–900 kW mocy grzewczej, z buforami 2–10 m³ w każdym, może dostarczyć 360–800 MWh ciepła rocznie przy zużyciu 110–260 MWh energii elektrycznej, z czego 30–60 procent może w sezonach przejściowych pochodzić z lokalnej PV. W efekcie koszty ogrzewania w tych węzłach spadają o 20–35 procent względem źródeł węglowych, a emisje pyłowe maleją o kilkadziesiąt procent. W mieszkalnictwie wymiana 400–600 źródeł węglowych i części urządzeń na drewno ogranicza jednostkowe zużycie paliw stałych o 15–30 procent w objętych budynkach i sprowadza gminne zapotrzebowanie na ciepło z 102–115 TJ do 90–100 TJ rocznie, co oznacza redukcję o 12–15 procent. Dodatkową ścieżkę stabilizacji bilansu dobowego otwiera biogaz. Jednostka 300–800 kWe w kogeneracji pracująca 7 500–8 200 godzin rocznie dostarcza 2 250–6 560 MWh energii elektrycznej oraz użyteczne 1 700–5 000 MWh ciepła. Nawet wariant 300 kWe przy 7 800 godzinach daje 2 340 MWh energii elektrycznej rocznie, co odpowiada 35–38 procent obecnego zużycia energii sektora publicznego i może być rozliczone wewnątrz wspólnoty energetycznej, a ciepło zasili węzły szkolne, obiekty sportowe lub pobliskie zakłady.

Aby uzyskać wysoką autokonsumpcję i odporność systemową, konieczne jest skojarzenie OZE z magazynowaniem i sterowaniem popytem. W sferze publicznej 6–10 magazynów 200–400 kWh daje łączną pojemność 0,8–1,5 MWh. W MŚP 10–20 magazynów 50–200 kWh zapewnia 0,4–0,8 MWh pojemności, co w połączeniu z EMS i korektą mocy zamówionej obniża koszty o 10–20 procent nawet bez dodatkowej generacji. W mieszkaniówce magazyny 5–15 kWh na gospodarstwo domowe są opcjonalne, jeżeli wspólnota umożliwia bilansowanie międzyobiektowe, lecz w domach z pompą ciepła bufor 5–10 kWh podnosi autokonsumpcję PV o 10–15 punktów procentowych. Istotnym elementem

pozostaje utrzymanie efektów modernizacji oświetlenia ulicznego, które redukuje nocne obciążenia do 40,21 kW i poprawia profil dobowy, ułatwiając przyłączanie kolejnych mikroinstalacji na niskim napięciu.

Spójność techniczną i finansową całego programu zapewni społeczność energetyczna. „Przytycka Społeczność Energetyczna" domyka proces rejestrowy i równolegle porządkuje pakiet startowy, w tym regulaminy rozliczeń wewnętrznych, listę pierwszej grupy bilansującej oraz harmonogram przyłączeń i wdrożeń EMS. W pierwszym cyklu do systemu wchodzą 10–15 obiektów publicznych z łączną mocą 200–350 kWp i pojemnością magazynów 0,8–1,5 MWh, 45–70 firm z 0,5–1,0 MWp PV i 0,4–0,8 MWh magazynów oraz 255–383 prosumentów indywidualnych z 1,15–2,30 MWp. Daje to łącznie 1,85–3,65 MWp w pierwszym etapie i 2,0–3,7 GWh rocznej produkcji, z czego 60–80 procent może być zużyte na miejscu. Po uruchomieniu farmy 0,5–1,0 MWp całkowita moc PV wzrasta do 3,3–5,6 MWp, a produkcja do 2,5–5,1 GWh rocznie. W efekcie, przy wzroście zużycia energii elektrycznej do 6 900–7 300 MWh rocznie w perspektywie 2036 roku, udział lokalnej energii w bilansie końcowym może sięgnąć 34–70 procent, a zapotrzebowanie na ciepło spaść do 90–100 TJ rocznie. Z punktu widzenia finansów publicznych i przedsiębiorstw przekłada się to na redukcję kosztów energii elektrycznej w godzinach dziennych o 20–35 procent w węzłach objętych programem, ograniczenie ryzyka cenowego oraz na wymierne, liczone w setkach ton rocznie, spadki emisji CO_2 i pyłów. W ten sposób Gmina Przytyk przechodzi od pojedynczych modernizacji do spójnego systemu energetycznego o mocy kilku megawatów w źródłach PV, z magazynami od 1,2 do 2,3 MWh i z pierwszymi węzłami pomp ciepła łącznie 300–900 kW, który jest tańszy w eksploatacji, bardziej odporny i gotowy do dalszego skalowania w kierunku pełniejszej samowystarczalności.

5.2 Obliczenie oszczędności

W celu zobrazowania potencjalnych korzyści ekonomicznych wynikających z przystąpienia do społeczności energetycznej, Gmina Przytyk opracowała przykładowy kalkulator oszczędności skierowany do różnych grup odbiorców – w tym jednostek samorządu terytorialnego, lokalnych przedsiębiorców oraz mieszkańców indywidualnych. Narzędzie to pozwala na symulację efektów finansowych wynikających z uczestnictwa w spółdzielni energetycznej, takich jak obniżenie kosztów zakupu energii elektrycznej, wzrost autokonsumpcji energii z odnawialnych źródeł oraz możliwość rozliczeń wewnętrznych w ramach społeczności. Kalkulator pełni funkcję orientacyjną i edukacyjną – pokazuje, jak zmienia się bilans ekonomiczny w zależności od profilu zużycia, rodzaju obiektu oraz przyjętego modelu współpracy. Choć prezentowane wartości mają charakter przykładowy, stanowią istotne wsparcie w podejmowaniu decyzji o przystąpieniu do spółdzielni i wskazują na realne możliwości poprawy efektywności kosztowej funkcjonowania zarówno gospodarstw domowych, jak i podmiotów gospodarczych oraz instytucji publicznych.

Kalkulator oszczędności

Obliczenia dla Gminy Góra Kalwaria

Zużycie energii elektrycznej

Typ budynku użyteczności publicznej	Średnie roczne zużycie energii elektrycznej [kWh/rok]	Ilość BUP danego typu
Publiczna Szkoła Podstawowa im. Kornela	7 435 kWh	1 szt.
Publiczna Szkoła Podstawowa im. Przyjac	41 847 kWh	1 szt.
CDPiR Słowików + 3xSUW + 2xOŚ	526 846 kWh	1 szt.
Publiczna Szkoła Podstawowa im. Orła Bi	25 998 kWh	1 szt.
Przedsiębiorca Przykładowy 1	120 000 kWh	1 szt.
Przedsiębiorca Przykładowy 2	160 000 kWh	1 szt.
Przedsiębiorca Przykładowy 3	200 000 kWh	1 szt.
Mieszkaniec Przykładowy 1	4 500 kWh	1 szt.
Mieszkaniec Przykładowy 2	2 300 kWh	1 szt.
Mieszkaniec Przykładowy 3	7 000 kWh	1 szt.
Mieszkaniec Przykładowy 4	6 500 kWh	1 szt.
Mieszkaniec Przykładowy 5	4 000 kWh	1 szt.
Mieszkaniec Przykładowy 6	3 200 kWh	1 szt.
Mieszkaniec Przykładowy 7	9 500 kWh	1 szt.
Mieszkaniec Przykładowy 8	7 800 kWh	1 szt.
Mieszkaniec Przykładowy 9	6 000 kWh	1 szt.
Mieszkaniec Przykładowy 10	5 800 kWh	1 szt.

Roczne zużycie energii na potrzeby oświetlenia ulicznego	7 030 mieszkańców	Obliczanie na podstawie liczby mieszkańców

Ceny energii*	
Przyjęta cena zakupu energii (netto)	0,693 zł/kWh
Średnia cena zakupu energii wraz z dystrubucją	1,328 zł/kWh

Kalkulator oszczędności

Obliczenia dla Gminy Góra Kalwaria

Istniejące instalacje PV (tylko instalacje rozliczane w systemie net-billingu)

Typ budynku	Sposób rozliczania (domyślnie net-billing)	Moc instalacji PV [kWp]
Urząd Miejski w Przytyku	Net-billing	44,00 kWp
PSP WRZOS	Net-billing	24,00 kWp
PSP WRZESZCZÓW	Net-metering (stare zasady)	40,00 kWp
PSP PRZYTYK	Net-billing	96,00 kWp
STADION	Net-billing	24,00 kWp
REMIZA WRZOS	Net-billing	35,00 kWp

Kalkulator oszczędności

Obliczenia dla Gminy Góra Kalwaria

Instalacje PV - podsumowanie*

Suma mocy istniejących instalacji PV	263,00 kWp
Minimalna łączna moc instalacji PV konieczna do zbilansowania spółdzielni energetycznej	537,39 kWp
Moc PV brakująca do zbilansowania spółdzielni energetycznej	274,39 kWp
Zalecana moc instalacji PV do wybudowania	329,00 kWp

Oszczędności po dołączeniu do SE

	Aktualny poziom cen energii	Ceny prognozowane na 2026
Obecny, szacunkowy roczny koszt energii	**1 852 581 zł**	**2 398 060 zł**
Roczny koszt energii po dołączeniu do SE	**1 497 488 zł**	**1 936 439 zł**
Roczne oszczędności w SE	**355 093 zł**	**461 621 zł**
Oszczędność %	**19%**	**19%**
Roczny koszt energii w SE po wybudowaniu PV	-	**1 479 355 zł**
Roczne oszczędności w SE po wybudowaniu PV	-	**918 705 zł**
Oszczędność %	-	**38%**
Prosty czas zwrotu inwestycji w nowe instalacje PV	-	**1,10 lat**

6 Rekomendacje dotyczące miksu OZE

6.1 Propozycje najefektywniejszego zestawu źródeł

Na podstawie lokalnych uwarunkowań Gminy Przytyk, struktury zużycia energii, dostępnej infrastruktury oraz planowanych inwestycji i kierunków rozwoju, możliwe jest wskazanie rekomendowanego zestawu technologii odnawialnych źródeł energii (OZE), które powinny stanowić podstawę lokalnego miksu energetycznego. Uwzględniono przy tym kryteria efektywności ekonomicznej, dostępności zasobów, łatwości wdrożenia, a także możliwość integracji z koncepcją społeczności energetycznej.

6.1.1 Fotowoltaika (energia słoneczna)

Jednym z najbardziej efektywnych i perspektywicznych kierunków rozwoju odnawialnych źródeł energii w Gminie Przytyk jest fotowoltaika. Profil przestrzenny i techniczny gminy sprzyja zarówno rozproszonym mikroinstalacjom, jak i źródłom średniej mocy. Już dziś w sektorze publicznym pracuje ok. 47,15 kW instalacji PV, które wytwarzają 47–52 MWh energii rocznie przy typowych uzyskach 1 000–1 100 kWh/kWp. Modernizacja oświetlenia ulicznego – 1 127 punktów, w tym 1 045 LED o mocach 40, 57, 66, 106 i 131 W – obniżyła moc czynną z ok. 196 kW do 76,77 kW (nocą do 40,21 kW) oraz zmniejszyła roczne zużycie o ok. 420–480 MWh. To realnie „robi miejsce" dla dodatkowej generacji PV w godzinach dziennych i poprawia profil dobowy obciążenia sieci nN. Zasilanie gminy zapewnia sieć SN 15 kV zarządzana przez PGE Dystrybucja, z 99,2 km linii napowietrznych i rozległą siecią nN obejmującą wszystkie miejscowości, co umożliwia przyłączanie nowych źródeł bez konieczności długotrwałych przebudów podstawowego szkieletu.

Warunki solarne są korzystne: liczba godzin usłonecznienia rzędu 1 450–1 500 h/rok i napromieniowanie całkowite ok. 1 000–1 100 kWh/kWp/rok dla dobrze zorientowanych instalacji przekładają się na przewidywalne wolumeny produkcji i krótkie czasy zwrotu w obiektach o profilu dziennym. Analiza dachów budynków użyteczności publicznej (szkoły w Przytyku, Wrzosie i Wrzeszczowie, urząd gminy, wybrane świetlice i remizy OSP, obiekty sportowe i techniczne) wskazuje bezpieczny potencjał montażu 150–300 kWp w pierwszej serii (10–15 lokalizacji po 10–20 kWp). Daje to 150–330 MWh energii rocznie, z autokonsumpcją 65–80% dzięki pokrywaniu zapotrzebowania w godzinach pracy administracji, szkół i urządzeń technicznych. Drugi koszyk to carporty PV przy szkołach, urzędzie i obiektach sportowych. Wariant 6–10 lokalizacji po 30–50 kWp zapewni łącznie 180–500 kWp mocy i 180–550 MWh/rok produkcji. Sam pakiet „dach + carport" wnosi zatem 330–880 MWh rocznie i może docelowo odpowiadać za 5–13% obecnego wolumenu zużycia energii elektrycznej na terenie gminy (6 200–6 700 MWh/rok). Wyposażenie 6–10 węzłów publicznych w magazyny energii 200–400 kWh na lokalizację (łącznie 0,8–1,5 MWh pojemności) pozwoli podnieść autokonsumpcję do 70–85%, ograniczyć oddania do sieci w południowych szczytach oraz „wygładzić" ładowanie pojazdów elektrycznych (np. 2×11 kW AC przy każdym carporcie, razem 132–220 kW mocy ładowania w skali programu).

Trzecim, kluczowym filarem fotowoltaiki jest prosumencja w mieszkalnictwie. Przy konserwatywnym założeniu, że 10–15% z 2 554 adresów budynkowych zainstaluje systemy 4,5–6 kWp, pojawi się 255–383 mikroinstalacji o mocy 1,15–2,30 MWp i produkcji 1 150–2 530 MWh/rok. Już 10% zabudowy z PV pokrywa 17–19% dzisiejszego zużycia energii elektrycznej w gminie, a 15% podnosi ten udział do 30–40% w zależności od profilu odbioru. W przedsiębiorstwach (ok. 455 podmiotów) udział 10–15% firm w programie PV z jednostkami 10–50 kWp przełoży się na 0,5–1,0 MWp i 0,5–1,1 GWh/rok produkcji, z autokonsumpcją 65–85% w chłodniach, magazynach, warsztatach i zakładach przetwórstwa. Razem te trzy koszyki, jeszcze przed uruchomieniem źródła gruntowego, dostarczają 2,0–4,0 GWh/rok (moc 2,8–4,6 MWp), czyli 30–64% obecnego rocznego zużycia energii w gminie.

Czwarty komponent to instalacja gruntowa PV średniej mocy. Wariant 0,5 MWp wymaga ok. 0,8–1,2 ha i dostarcza 0,50–0,55 GWh/rok, a wariant 1,0 MWp (1,5–2,0 ha) daje 0,98–1,10 GWh/rok.

Ulokowanie takiej farmy na gruntach o niskiej klasie bonitacyjnej lub na nieużytkach minimalizuje konflikty funkcjonalne i skraca ścieżkę przygotowania inwestycji. Po dołożeniu źródła 0,5–1,0 MWp łączna moc fotowoltaiki w gminie rośnie do 3,3–5,6 MWp, a produkcja do 2,5–5,1 GWh/rok, co odpowiada 37–77% dzisiejszego zużycia energii elektrycznej. W horyzoncie 2036 roku, nawet przy wzroście popytu do 6 900–7 300 MWh/rok, portfel PV na tym poziomie pokryje 34–70% zapotrzebowania, zwłaszcza że wysoka dzienna autokonsumpcja w sferze publicznej i MŚP ogranicza straty na rozliczeniach sieciowych.

Aby od początku zagwarantować stabilność i „użytkowość" generacji słonecznej, program PV należy spiąć organizacyjnie i technicznie. Po pierwsze, węzły publiczne: w każdej z 10–15 lokalizacji pakiet 10–20 kWp na dachu + 30–50 kWp w carporcie + 200–400 kWh magazynu energii + dwie ładowarki AC 11 kW. W takim układzie każdy węzeł produkuje 40–105 MWh/rok i konsumuje lokalnie 70–85% energii. Po drugie, grupy bilansujące w MŚP: w 45–70 firmach łącznie 0,5–1,0 MWp PV i 0,4–0,8 MWh magazynów, z redukcją kosztów energii w godzinach dziennych o 20–35% dzięki profilowaniu popytu i korekcie mocy zamówionej. Po trzecie, prosumenci indywidualni: 255–383 instalacji 4,5–6 kWp, czyli 1,15–2,30 MWp i 1 150–2 530 MWh/rok, z możliwością opcjonalnego buforowania 5–15 kWh w domach z pompą ciepła (wzrost autokonsumpcji o 10–15 p.p.). Po czwarte, farma 0,5–1,0 MWp spięta rozliczeniowo z węzłami publicznymi i firmami, tak aby minimalizować oddania do sieci w południe i maksymalizować efekt kosztowy w taryfach dziennych.

Warto podkreślić, że fotowoltaika w Przytyku nie jest jedynie źródłem energii elektrycznej, ale także elementem porządkowania całego systemu. Modernizacja oświetlenia zmniejszyła nocne obciążenia do 40,21 kW i zużycie o 420–480 MWh/rok, co poprawiło parametry napięciowe w końcowych odcinkach nN. Wprowadzenie 0,8–1,5 MWh pojemności bateryjnej w węzłach publicznych oraz 0,4–0,8 MWh w firmach pozwala przesuwać energię PV o 2–4 godziny, „domykać" popołudniowe piki ładowania i utrzymywać napięcia w granicach norm nawet przy wysokim nasyceniu mikroinstalacjami. Wskaźniki emisji poprawiają się relatywnie szybko: 330–880 MWh/rok produkcji w pakiecie publicznym to redukcja o ok. 140–285 ton CO_2 rocznie, a po dołożeniu farmy 0,5–1,0 MWp kolejne 350–800 ton CO_2 mniej (zależnie od wskaźnika emisyjności energii zewnętrznej i autokonsumpcji). Dodatkowo, sprzężenie PV z pompami ciepła w trzech do pięciu węzłach publicznych (łącznie 300–900 kW mocy grzewczej) pozwoli zastąpić 360–800 MWh ciepła z paliw stałych rocznie energią o SCOP 3,0–3,5, zużywając 110–260 MWh energii elektrycznej, z czego 30–60% może pochodzić bezpośrednio z PV w sezonach przejściowych.

Przytycka Społeczność Energetyczna finalizuje formalności i równolegle porządkuje pakiet startowy: regulamin rozliczeń, listę pierwszej grupy bilansującej (10–15 obiektów publicznych, 45–70 firm, 255–383 prosumentów) oraz harmonogram przyłączeń i magazynów. W efekcie już pierwszy etap dostarcza 1,85–3,65 MWp mocy PV i 2,0–3,7 GWh/rok produkcji, z czego 60–80% konsumowane jest lokalnie. Drugi etap z farmą 0,5–1,0 MWp podnosi moc do 3,3–5,6 MWp i produkcję do 2,5–5,1 GWh/rok. Wraz z utrzymaniem oszczędności 420–480 MWh/rok na oświetleniu i elektryfikacją wybranych węzłów ciepła gmina zyskuje stabilny rdzeń energetyczny: kilka megawatów w PV, ponad megawatogodzina pojemności magazynowej w sferze publicznej oraz kilkaset kilowatów mocy grzewczej w pompach ciepła. To nie tylko zielone megawatogodziny, ale też wymierne korzyści: niższe rachunki (o 20–35% w godzinach dziennych w węzłach objętych programem), setki ton CO_2 mniej rocznie i wyższa odporność na wahania cen i warunków pogodowych. Fotowoltaika staje się w Przytyku fundamentem lokalnego, samobilansującego się systemu energetycznego i naturalną bazą do dalszego skalowania udziału OZE.

6.1.2 Biogazownie rolnicze i komunalne

Uzupełnieniem lokalnego portfela OZE w Gminie Przytyk powinny być instalacje biogazowe pracujące w wysokosprawnej kogeneracji, wykorzystujące strumienie substratów rolniczych i odpadowych dostępnych w gminie oraz u wybranych przetwórców rolno-spożywczych. Rolniczy profil Przytyka jest tu kluczowy: użytki rolne zajmują 9 934 ha, co stanowi 73,9 procent powierzchni gminy, a lasy i

zadrzewienia 2 908 ha, czyli 21,4 procenta. Takie tło przestrzenne przekłada się na stabilne wolumeny surowców biogennych w skali roku, przede wszystkim gnojowicy i obornika, resztek pożniwnych, odpadów zielonych, wybranych frakcji odpadowych z czyszczenia i sortowania płodów rolnych oraz frakcji organicznej z lokalnych zakładów. Konserwatywnie przyjęty miks 12–18 tys. ton masy mokrej rocznie, w którym 55–65 procent stanowią nawozy naturalne, 25–35 procent odpady i pozostałości roślinne, a 10–15 procent frakcje przetwórcze, pozwala zaprojektować układ kogeneracyjny o mocy elektrycznej 300–800 kWe bez konieczności importu substratu z odległych gmin. Dla pracy w reżimie 7 500–8 200 godzin w roku daje to produkcję energii elektrycznej na poziomie 2 250–6 560 MWh rocznie oraz strumień ciepła rzędu 2 700–7 300 MWh rocznie, z czego 1 700–5 000 MWh rocznie może być efektywnie zagospodarowane użytkowo po uwzględnieniu strat przesyłu i sezonowej zmienności odbioru.

Z punktu widzenia bilansu elektrycznego gminy, którego dzisiejszy wolumen szacuje się na 6 200–6 700 MWh rocznie, już wariant 300 kWe przy 7 800 godzinach pracy dostarcza około 2 340 MWh rocznie, co odpowiada 35–38 procent bieżącego zużycia sfery publicznej lub 6–8 procent całkowitego zapotrzebowania. Wariant 500 kWe przy 8 000 godzinach generuje około 4 000 MWh rocznie, a 800 kWe około 6 400 MWh rocznie. W praktyce oznacza to, że jednostka 500–800 kWe może w szczycie pokryć 60–95 procent dzisiejszego wolumenu energii zużywanej przez obiekty gminne, szkoły, oświetlenie uliczne i część infrastruktury technicznej, a nadwyżki kierować do członków wspólnoty. Jednocześnie ciepło z kogeneracji stanowi realną alternatywę dla paliw stałych w węzłach publicznych. Zestaw 2–3 odbiorów oddalonych o 0,4–1,5 km (np. szkoła, hala, urząd, węzeł techniczny) jest w stanie zagospodarować 600–1 800 MWh rocznie przy temperaturach zasilania 65–75°C, co pozwala zastąpić 60–180 ton ekwiwalentu węgla rocznie, ograniczając emisje CO_2 o 350–1 050 ton w tych lokalizacjach i niemal całkowicie redukując emisje pyłowe.

W kontekście pracy systemu energetycznego atut biogazu jest dwojaki. Po pierwsze, stabilna generacja podstawowa uzupełnia profil dzienny fotowoltaiki, której produkcja wynosi 0 kW nocą i szczytuje w południe. Nawet przy umiarkowanym portfelu PV rzędu 0,8–1,85 MWp w sferze publicznej i MŚP, jednostka 300–800 kWe „domyka" bilans w godzinach porannych i wieczornych, redukując zakupy energii w taryfach dziennych i wieczornych o 20–35 procent w węzłach objętych wspólnym rozliczaniem. Po drugie, kogeneracja podnosi sprawność wykorzystania energii chemicznej substratu do 75–85 procent, co czyni biogazownie jedną z najbardziej efektywnych technologii OZE, gdy ciepło ma lokalny odbiór. Dla wariantu 500 kWe i 8 000 godzin pracy, przy sprawności elektrycznej 38–40 procent i cieplnej 42–46 procent, uzyskujemy około 4 000 MWh energii elektrycznej oraz 4 400–4 800 MWh ciepła rocznie, które można alokować do 2–4 obiektów publicznych lub do krótkiej sieci niskotemperaturowej.

Lokalizacja instalacji powinna minimalizować logistykę substratów i maksymalizować wykorzystanie ciepła. Preferowany jest obszar o promieniu dowozu 5–8 km od głównych dostawców oraz węzeł odbioru ciepła w zasięgu 0,5–1,5 km rurociągu. Przy dziennym strumieniu substratu 35–55 ton wystarczający jest plac manewrowy 0,4–0,8 ha, zbiorniki fermentacyjne 2×2 500–3 500 m³, magazyn pofermentu o pojemności 10–14 tys. m³ na 4–6 miesięcy oraz stacja kontenerowa CHP 300–800 kWe. Wskaźniki środowiskowe są korzystne: ograniczenie emisji metanu z niekontrolowanej fermentacji nawozów naturalnych, redukcja CO_2 dzięki zastępowaniu ciepła z węgla i gazu oraz substytucja energii sieciowej. Dodatkowo poferment w ilości 11–16 tys. ton rocznie może zastąpić część nawozów mineralnych, zamykając obieg składników na polach.

Wymiar ekonomiczny i systemowy wzmacnia integracja ze społecznością energetyczną. „Przytycka Społeczność Energetyczna" może objąć biogazownię wspólnym bilansowaniem wraz z portfelem PV i magazynami energii w węzłach publicznych. Dla układu 500 kWe: 4 000 MWh energii elektrycznej rocznie z kogeneracji + 330–880 MWh rocznie z PV dachowych i carportów w sferze publicznej + 500–1 100 MWh rocznie z PV w MŚP daje razem 4 830–5 980 MWh rocznie wytwarzanych lokalnie, z czego dzięki magazynom 0,8–1,5 MWh i sterowaniu popytem 60–80 procent może być zużyte na miejscu. W efekcie udział lokalnej energii w bilansie końcowym gminy wzrasta do 70–85 procent w

sferze publicznej i 20–40 procent w objętych firmach, a profile dobowych obciążeń sieci nN ulegają spłaszczeniu.

W perspektywie kilku lat możliwe są dwa kierunki skalowania. Pierwszy to podniesienie mocy do 700–800 kWe, co zwiększa produkcję do 5 600–6 400 MWh rocznie i umożliwia rozbudowę krótkiej sieci ciepłowniczej o dodatkowe 0,5–1,0 km. Drugi to docelowe uzdatnianie biogazu do biometanu i zasilanie lokalnych odbiorników gazowych lub stacji CNG/LNG dla transportu rolnego i komunalnego. Już jednak wariant bazowy 300–500 kWe, ulokowany w pobliżu największych źródeł substratu i odbiorów ciepła, dostarcza wymierne efekty: kilka tysięcy megawatogodzin energii elektrycznej i kilka tysięcy megawatogodzin ciepła rocznie, setki ton CO_2 mniej, niższe rachunki w węzłach publicznych oraz odporność bilansu energetycznego na pogodę i szczyty cenowe. Dzięki temu biogazownie stają się w Przytyku brakującym ogniwem między fotowoltaiką a potrzebą stabilnej, całorocznej generacji w modelu wspólnotowym.

6.1.3 Biomasa

Naturalnym i silnym komponentem lokalnego miksu energetycznego Gminy Przytyk jest biomasa, przede wszystkim drewno opałowe, zrębki, słoma oraz pellet, które już dziś w szerokim zakresie wykorzystują gospodarstwa domowe. Struktura nośników ciepła w zabudowie mieszkaniowej pokazuje skalę punktu wyjścia. Około 685 domów ogrzewanych jest drewnem, 137 wykorzystuje kotły na pellet i inne biopaliwa stałe, a dodatkowo występuje 11 instalacji na inną biomasę. W ujęciu całego zasobu budynków ich udział odpowiada za kilka tysięcy megawatogodzin ciepła rocznie. Przy konserwatywnych wskaźnikach użyteczności paliwa rzędu 3,0 do 3,5 MWh ciepła na 1 tonę suchej zrębki oraz 4,6 do 5,0 MWh na 1 tonę pelletu, sama grupa urządzeń drewnianych i peletowych może dostarczać 8 000 do 11 000 MWh ciepła rocznie, zależnie od standardu izolacyjności budynków i długości sezonu grzewczego. Po stronie zasobów gmina dysponuje 9 934 ha użytków rolnych oraz 2 908 ha lasów i zadrzewień, co tworzy stabilną bazę surowcową. Strumień biomasy resztkowej możliwej do energetycznego zagospodarowania z rolnictwa i gospodarki leśnej można szacować ostrożnie na 6 000 do 9 000 ton rocznie, z czego 55 do 65 procent stanowią nawozy naturalne i odpady zielone, 25 do 35 procent słoma i resztki roślinne, a 10 do 15 procent frakcje przetwórcze i odpady drzewne. Nawet przy zagospodarowaniu połowy tego wolumenu uzyskujemy ekwiwalent 10 000 do 14 000 MWh ciepła w skali roku, co odpowiada 31 do 46 procent szacowanego gminnego zapotrzebowania cieplnego rzędu 28 300 do 31 900 MWh rocznie.

Warunki techniczne i przestrzenne sprzyjają łączeniu odbiorów w małe węzły biomasowe w miejscowościach o zwartej zabudowie. Dla szkół, świetlic, remiz i obiektów administracyjnych w jednym zespole miejscowości praktycznym rozwiązaniem jest centralna kotłownia na biomasę o mocy 150 do 200 kW zasilana zrębką drzewną o wilgotności 20 do 30 procent. Instalacja tej skali wytwarza 280 do 380 MWh ciepła rocznie przy sprawności 82 do 88 procent i rocznym zużyciu 80 do 110 ton zrębki. Zestawienie dwóch takich źródeł w sąsiadujących węzłach pozwala ogrzać 6 do 10 obiektów publicznych i zastąpić 120 do 220 ton ekwiwalentu węgla rocznie. W lokalizacjach z ograniczoną powierzchnią magazynową sprawdzają się kotły na pellet o mocy 80 do 120 kW z zasobnikami 6 do 10 ton, które przy sprawności 88 do 92 procent dostarczają 140 do 210 MWh ciepła rocznie, zużywając 28 do 45 ton pelletu. W zabudowie mieszkaniowej wymiana 250 do 350 najstarszych urządzeń na drewno na kotły klasy 5 z automatycznym podawaniem zrębki lub pelletu zmniejsza jednostkowe zużycie paliwa o 20 do 30 procent, co przekłada się na oszczędność 1 800 do 2 600 MWh ciepła rocznie i ograniczenie lokalnych emisji pyłów PM10 oraz PM2.5 w obszarach o największej koncentracji niskiej emisji.

Z punktu widzenia logistyki paliw kluczowe jest wykorzystanie krótkich łańcuchów dostaw. Dla węzła 150 do 200 kW wystarcza plac składowy 120 do 180 m² oraz wiaty na zrębkę o kubaturze 200 do 300 m³ zapewniające zapas na 4 do 6 tygodni pracy w szczycie sezonu. Dla układu peletowego 80 do 120 kW optymalny jest roczny harmonogram 6 do 8 dostaw po 6 do 8 ton każda, co upraszcza zakupy i stabilizuje cenę paliwa. Po stronie jakości kluczowa jest wilgotność paliwa. Dla zrębki każde dodatkowe

10 punktów procentowych wilgoci obniża wartość opałową o około 0,6 MWh na 1 tonę oraz zwiększa koszty transportu i magazynowania. W praktyce prosta suszarnia kontenerowa o wydajności 3 do 5 ton na dobę, zasilana ciepłem odpadowym z kotłowni, podnosi sprawność całego łańcucha nawet o 8 do 12 procent w sezonie jesienno zimowym.

Integracja węzłów biomasowych z istniejącym portfelem fotowoltaiki i planowanymi magazynami ciepła oraz energii wzmacnia odporność lokalnego systemu. Bufory ciepła 2 do 5 m³ przy kotłowniach 150 do 200 kW pozwalają spłaszczyć dobowy rozkład mocy o 15 do 25 procent i ograniczyć taktowanie kotła, a zasobniki 500 do 1 000 litrów w budynkach krańcowych zmniejszają straty przesyłu. W bilansie rocznym połączenie dwóch węzłów 150 do 200 kW i jednego węzła peletowego 80 do 120 kW dostarcza 700 do 970 MWh ciepła rocznie, co wystarcza do pełnego pokrycia potrzeb 8 do 12 obiektów publicznych lub 120 do 200 mieszkań w budynkach o średnim zapotrzebowaniu 35 do 45 kWh na metr kwadratowy w sezonie grzewczym. Dodatkowo część ciepła użytkowego do przygotowania ciepłej wody w okresie kwiecień do wrzesień można dostarczać z nadwyżek energii elektrycznej z PV poprzez grzałki lub pompy ciepła, co redukuje spalanie biomasy o 8 do 12 procent w skali roku.

Wymiar organizacyjny spina wspólnotowy model zarządzania energią. Po domknięciu formalności i uruchomieniu rozliczeń wewnętrznych „Przytycka Społeczność Energetyczna” może objąć węzły biomasowe, magazyny ciepła i prosumentów PV jednym systemem sterowania popytem. Dla pakietu dwóch kotłowni 150 do 200 kW i jednej 80 do 120 kW, z buforami łącznie 8 do 12 m³ oraz pięcioma zestawami PV 10 do 20 kWp do podgrzewu ciepłej wody, można uzyskać roczną redukcję kosztów ogrzewania i ciepłej wody w objętych obiektach o 22 do 35 procent oraz ograniczyć emisje CO_2 liczone według wskaźników zastępowanego węgla o 300 do 500 ton rocznie. W skali gminy rozszerzenie programu o 250 do 350 kotłów biomasowych klasy 5 w mieszkalnictwie zwiększa roczne oszczędności energii o kolejne 1 800 do 2 600 MWh i przynosi wymierny efekt środowiskowy, szczególnie w sezonie jesienno zimowym. Taki, liczbowo zamknięty pakiet działań czyni biomasę nie tylko paliwem przejściowym, lecz trwałym filarem lokalnej transformacji ciepłowniczej, opartym na własnych zasobach i krótkich łańcuchach dostaw.

6.1.4 Pompy ciepła

Modernizacja rozproszonych, emisyjnych systemów grzewczych w Gminie Przytyk wymaga silnego akcentu na pompy ciepła, które przy właściwym doborze i sterowaniu tworzą z lokalną fotowoltaiką układy o bardzo niskiej emisji i przewidywalnych kosztach eksploatacyjnych. Punkt startowy jest niski, lecz policzalny. W inwentaryzacjach odnotowano jedynie kilkanaście pracujących pomp ciepła w skali gminy, z czego większość w nowych domach jednorodzinnych oraz pojedyncze urządzenia w obiektach komercyjnych. W sektorze publicznym dominują jeszcze kotły stałopalne i część źródeł gazowych, ale charakterystyka budynków sprzyja elektryfikacji ciepła: szkoły w Przytyku, Wrzosie i Wrzeszczowie, urząd gminy, wybrane świetlice i remizy OSP mają stabilny profil dobowy i sezonowy, co przekłada się na wysoką autokonsumpcję energii z PV. Dla typowej szkoły o kubaturze 6 000–10 000 m³ i zapotrzebowaniu mocy 35–80 kW opłacalny jest układ powietrznych pomp ciepła 2×20–2×40 kW z buforem 2–5 m³ i zasobnikiem c.w.u. 0,5–1,0 m³, który w standardowym sezonie grzewczym dostarcza 120–240 MWh ciepła przy rocznym poborze 35–80 MWh energii elektrycznej (SCOP 3,0–3,4). W urzędzie gminy i obiektach o mniejszej kubaturze typowa jednostka 20–40 kW z buforem 1–2 m³ dostarcza 60–120 MWh ciepła rocznie, pobierając 18–40 MWh energii elektrycznej. Zestaw trzech do pięciu takich węzłów w sferze publicznej daje łącznie 300–900 kW mocy grzewczej i 360–800 MWh ciepła rocznie, z zapotrzebowaniem elektrycznym 110–260 MWh. Przy autokonsumpcji z PV na poziomie 30–60 procent w miesiącach przejściowych koszt jednostkowy ciepła spada o 20–35 procent względem źródeł węglowych, a emisje pyłowe w lokalizacjach węzłowych redukują się niemal do zera.

Na tle całego zasobu budynków mieszkalnych, liczącego około 2 554 adresy, potencjał wdrożeniowy jest wysoki. Wymiana 150–200 najstarszych kotłów na węgiel i drewno na pompy ciepła do 2028 roku i 300–450 do roku 2036 pozwala przestawić łącznie 1 100–1 800 MWh ciepła rocznie z paliw stałych na energię elektryczną już w pierwszym etapie oraz 2 200–3 600 MWh rocznie w drugim. Przy średnim

sezonowym SCOP 2,9–3,4 odpowiada to poborowi 320–620 MWh energii elektrycznej na etapie pierwszym i 750–1 250 MWh na etapie drugim. Część tej energii można zasilić lokalną produkcją słoneczną. Mikroinstalacje 4,5–6,0 kWp w 255–383 domach (10–15 procent zasobu) wytworzą 1 150–2 530 MWh rocznie, co pokrywa 40–100 procent dodatkowego poboru na potrzeby pomp ciepła w scenariuszu do 2036 roku, a nadwyżki kieruje do bieżących odbiorów dziennych. W budynkach o wyższych parametrach energetycznych (EP ≤ 70 kWh/m²·rok) roczne zużycie prądu przez pompę ciepła do c.o. i c.w.u. zamyka się nierzadko w 4,0–6,5 MWh, co w połączeniu z PV 6 kWp i buforem 200–500 litrów pozwala osiągać autokonsumpcję 35–55 procent bez magazynu elektrycznego i 55–70 procent z magazynem 7–10 kWh.

Profil pracy pomp ciepła dobrze wpisuje się w bilans dobowy gminy. Modernizacja oświetlenia ulicznego zredukowała moc nocną do 40,21 kW i roczne zużycie o 420–480 MWh, co obniżyło bazę obciążenia i ułatwia przyłączanie nowych odbiorów elektrycznych bez przekroczeń mocy zamówionej. W węzłach publicznych magazyny ciepła 2–10 m³ przesuwają szczyty mocy cieplnej o 2–4 godziny i pozwalają agregować pracę pomp w oknach wysokiej generacji PV. W firmach i większych budynkach mieszkalnych magazyny energii 10–30 kWh umożliwiają dodatkowe 10–15 punktów procentowych wzrostu autokonsumpcji rocznej. Po stronie sieci nN, rozłożenie rozruchów sprężarek i funkcje „SG Ready" ograniczają skoki prądowe, a praca kaskadowa 2× lub 3× 20–40 kW stabilizuje parametry napięciowe na końcówkach linii.

Efekty środowiskowe są mierzalne. Zastąpienie 1 500–2 000 MWh ciepła z paliw stałych pompami ciepła redukuje emisje CO_2 o rząd 350–600 ton rocznie, zależnie od wskaźnika emisyjności energii zewnętrznej i udziału PV w zasilaniu, a emisje pyłów PM10 i PM2.5 w objętych lokalizacjach spadają o kilkadziesiąt procent. W węzłach publicznych, gdzie dziś typowe zużycie węgla wynosi 35–70 ton rocznie na budynek, wdrożenie kaskady 2×40 kW z buforem 5 m³ i wspomaganiem PV ogranicza zużycie paliw stałych do zera oraz obniża koszt roczny ogrzewania i c.w.u. o 25–40 procent w zależności od cen energii i profilu pracy. W skali gminy zamiana 300–450 źródeł do 2036 roku daje oszczędność 2 200–3 600 MWh energii końcowej w paliwach stałych, co odpowiada 700–1 150 tonom węgla lub 1 400–2 200 m³ drewna opałowego w przeliczeniu na typowe sprawności urządzeń.

Finansowanie i organizacja są kluczowe dla tempa wdrożeń. Dla gospodarstw domowych dostępne są programy „Czyste Powietrze" i „Mój Prąd", które w praktyce redukują koszt inwestycji o 30–60 procent. W sferze publicznej i MŚP wykorzystanie montażu hybrydowego PV plus pompy ciepła plus magazyn 10–30 kWh pozwala kwalifikować projekty w ramach linii modernizacyjnych i efektywnościowych, a skoordynowanie odbiorców w ramach grup bilansujących ułatwia osiągnięcie 65–85 procent autokonsumpcji bez przewymiarowania magazynów. „Przytycka Społeczność Energetyczna", kończąc formalności rejestrowe, może spiąć technikę z organizacją: standardy doboru mocy 30–100 kW dla budynków publicznych, pakiety prosumenckie 6 kWp plus 7–10 kWh, lokalne regulaminy sterowania popytem w godzinach 10:00–16:00, wspólne zakupy i serwis. Taki program na poziomie 3–5 węzłów publicznych oraz 150–200 domów w pierwszej fali i 300–450 domów do 2036 roku przekłada się na łączną moc grzewczą 300–900 kW, dodatkowy pobór 320–1 250 MWh energii elektrycznej rocznie pokrywany w dużej części lokalnie, redukcję kosztów ogrzewania w objętych punktach o 20–35 procent oraz trwałą poprawę jakości powietrza w sezonie grzewczym. Pompy ciepła stają się w ten sposób nie tylko technologią niskoemisyjną, ale realnym „spoiwem" elektrociepłowniczego profilu gminy, które skaluje się wraz z portfelem PV i magazynów energii.

6.1.5 Energia wiatrowa (ograniczenia)

Ze względu na lokalizację Gminy Przytyk w IV strefie warunków wiatrowych oraz istnienie licznych obszarów przyrodniczo chronionych (Natura 2000, OCHK), rozwój dużej energetyki wiatrowej jest obecnie ograniczony.

Zaleca się jednakże monitorowanie zmian przepisów oraz możliwości technologicznych w zakresie mikroturbin. Ich zastosowanie może być uzasadnione lokalnie (np. przy szkołach, świetlicach) po przeprowadzeniu indywidualnych analiz środowiskowych i ekonomicznych.

6.1.6 Podsumowanie

Podsumowanie rekomendowanego miksu OZE dla Gminy Przytyk:

Źródło energii	Priorytet	Uwagi
Fotowoltaika	Wysoki	Rozwój mikroinstalacji, farm PV, carportów solarnych
Biogaz	Wysoki	Instalacje rolnicze i komunalne, CHP, współpraca z rolnikami
Biomasa	Średni	Kotłownie lokalne, wymiana kotłów, produkcja lokalna
Pompy ciepła	Średni	Ogrzewanie indywidualne i w budynkach publicznych
Energia wiatru	Niski	Potencjał ograniczony, tylko mikroturbiny po analizie lokalnej

Priorytetem pierwszego rzędu dla Gminy Przytyk pozostaje fotowoltaika – zarówno mikroinstalacje na budynkach mieszkalnych i publicznych, jak i źródła średniej mocy (carporty, instalacje dachowe w węzłach publicznych) oraz farmy gruntowe. Ten kierunek najszybciej zwiększa lokalną produkcję energii, obniża koszty w godzinach dziennych i dobrze łączy się z magazynami energii oraz ładowaniem pojazdów. Równorzędnie wysoki priorytet ma biogaz w układzie kogeneracyjnym (CHP), oparty o substraty rolnicze i frakcje odpadowe. Jednostka 300–800 kWe stabilizuje bilans dobowy PV, dostarcza ciepło dla węzłów publicznych i angażuje rolników jako dostawców wsadu oraz beneficjentów pofermentu. Biomasa otrzymuje priorytet średni: lokalne kotłownie na zrębkę/pellet w zwartej zabudowie (szkoły, świetlice, remizy) oraz program wymiany starych kotłów na urządzenia klasy 5 pozwalają szybko ograniczać niską emisję, korzystając z krótkich łańcuchów dostaw paliwa. Również średni priorytet mają pompy ciepła – jako główna ścieżka elektryfikacji ogrzewania w domach jednorodzinnych i w budynkach publicznych, najlepiej w parze z PV, buforami ciepła i inteligentnym sterowaniem pracy w godzinach produkcji słonecznej. Energetyka wiatrowa pozostaje kierunkiem o niskim priorytecie ze względu na ograniczenia przestrzenne i środowiskowe – możliwe są wyłącznie mikroturbiny po pozytywnej analizie lokalnej (warunki wiatrowe, oddziaływania, akceptacja społeczna).

Całość powinna być spięta operacyjnie w ramach budowanej społeczności energetycznej (Przytycka Społeczność Energetyczna), tak aby łączyć źródła (PV, CHP biogazowe, biomasa, pompy ciepła) z magazynami, autokonsumpcją zbiorową i rozliczeniami wewnętrznymi. Taki układ daje szybki efekt kosztowy i środowiskowy, a jednocześnie tworzy elastyczną platformę do dalszego skalowania mocy OZE w kolejnych etapach.

7 Ogólny plan inwestycyjny

7.1 Rodzaj i lokalizacja inwestycji

Program inwestycyjny dla Gminy Przytyk opiera się na trzech następujących po sobie etapach, które razem mają zbudować lokalny, samobilansujący się system energetyczny. Punkt wyjścia jest policzalny: gmina ma 13 437 ha powierzchni i ok. 7 058 mieszkańców, z czego 9 934 ha (73,9%) to użytki rolne, a 2 908 ha (21,4%) lasy i zadrzewienia. Roczne zużycie energii elektrycznej szacuje się na 6 200–6 700 MWh, a zapotrzebowanie na ciepło na 102–115 TJ rocznie, co odpowiada 28 300–31 900 MWh. W sektorze komunalnym działa 1 127 punktów oświetlenia ulicznego (w tym 1 045 LED), a modernizacja tej infrastruktury obniżyła moc czynną z ok. 196 kW do 76,77 kW i nocą do 40,21 kW, co przełożyło się na redukcję zużycia o 420–480 MWh rocznie. Na dachach obiektów publicznych pracuje obecnie ok. 47,15 kW PV wytwarzających 47–52 MWh/rok. W zasobie mieszkaniowym dominują źródła stałopalne (ok. 1 282 kotłów węglowych, 685 na drewno, 137 peletowych oraz 161 urządzeń LPG), a pompy ciepła występują jeszcze jednostkowo. Na tym fundamencie planuje się zorganizowane przejście do energetyki rozproszonej spiętej operacyjnie we wspólnotę – Spółdzielnię Energetyczną „Przytycka Społeczność Energetyczna", która kończy formalności rejestrowe i równolegle układa pakiet startowy: regulaminy rozliczeń wewnętrznych, listy pierwszej grupy bilansującej i harmonogram przyłączeń.

Etap pierwszy obejmuje szybkie działania w horyzoncie 1–2 lat i skupia się na maksymalnie krótkim czasie zwrotu. W sferze publicznej zakłada się montaż 150–300 kWp PV na 10–15 budynkach (typowo 10–20 kWp na obiekt), co przy uzyskach 1 000–1 100 kWh/kWp da 150–330 MWh/rok i autokonsumpcję rzędu 65–80% dzięki dziennemu profilowi szkół, urzędu, świetlic i remiz. Równolegle przewidziano 6–10 carportów solarnych przy szkołach i obiektach administracyjnych o łącznej mocy 180–300 kWp (zestawy po 30–50 kWp), co doda 180–330 MWh/rok oraz umożliwi uruchomienie podstawowego ładowania pojazdów elektrycznych (2×11 kW w każdej lokalizacji, razem 132–220 kW mocy ładowania). W zasobie mieszkaniowym celem jest udział 10% adresów w programie prosumenckim: 255 mikroinstalacji po 4,5–6,0 kWp da 1,15–1,53 MWp i 1 150–1 680 MWh/rok produkcji. W sektorze przedsiębiorstw, przy włączeniu 10% firm, pojawi się 0,5 MWp PV w jednostkach 10–50 kWp, co przełoży się na 0,5–0,55 GWh/rok z wysoką autokonsumpcją (65–85%) w chłodniach, magazynach i warsztatach. Żeby podnieść lokalne zużycie własne energii i ograniczyć oddania do sieci, węzły publiczne zostaną wyposażone w magazyny 200–400 kWh na lokalizację (łącznie 0,8–1,5 MWh pojemności), a w MŚP w 10–15 punktach zainstaluje się 50–200 kWh (dodatkowo 0,4–0,8 MWh). Bilans etapu pierwszego to 1,85–2,83 MWp PV i 1,98–2,89 GWh/rok produkcji, z czego 60–80% będzie konsumowane lokalnie; po stronie ciepła rusza elektryfikacja 3–5 węzłów publicznych pompami ciepła o łącznej mocy 300–500 kW, które dostarczą 360–550 MWh ciepła przy 110–180 MWh poboru prądu (30–60% zasilane z PV w sezonach przejściowych). Na tej podstawie możliwa jest natychmiastowa redukcja kosztów energii w objętych węzłach o 20–35% w godzinach dziennych oraz ograniczenie emisji CO_2 o 180–300 ton rocznie dzięki 330–660 MWh/rok produkcji PV w sferze publicznej i zastąpieniu części ciepła z paliw stałych.

Etap drugi to skalowanie w horyzoncie 2–4 lat i dołożenie źródła średniej mocy oraz poszerzenie bazy prosumenckiej. W tym kroku powstaje farma fotowoltaiczna 0,5–1,0 MWp na gruntach o niskiej klasie bonitacyjnej lub na nieużytkach (zapotrzebowanie terenu 0,8–2,0 ha), która dostarczy 0,50–1,10 GWh/rok i zostanie rozliczeniowo spięta z grupą odbiorców publicznych i MŚP. W mieszkalnictwie wzrost partycypacji do 15% oznacza 383 instalacje po 4,5–6,0 kWp (łącznie 1,72–2,30 MWp i 1 720–2 530 MWh/rok), a w sektorze firm podniesienie udziału do 15% daje 0,75–1,00 MWp i 0,75–1,10 GWh/rok. Sfera publiczna dokłada kolejne 50–200 kWp na dachach i carportach, co podnosi roczną produkcję o 50–220 MWh. Po stronie ciepła rozbudowuje się kaskady pomp ciepła do 500–700 kW łącznej mocy grzewczej (500–700 MWh/rok ciepła, pobór 160–230 MWh/rok), a w lokalizacjach zwartych uruchamia się pierwsze dwie kotłownie na biomasę po 150–200 kW (280–380 MWh/rok każda), co pozwala zdjąć z systemu 120–220 ton ekwiwalentu węgla rocznie. Łączny efekt elektryczny etapu drugiego to 3,3–5,6 MWp PV i 2,5–5,1 GWh/rok produkcji, co odpowiada 37–77% dzisiejszego zużycia energii elektrycznej w gminie; w scenariuszu wzrostu popytu do 6 900–7 300 MWh/rok w 2036 roku udział lokalnej produkcji utrzymuje się na poziomie 34–70%, zależnie od adopcji prosumenckiej i wielkości farmy. Dodatkowe 0,4–0,8 MWh pojemności bateryjnej w firmach i 0,4–0,6 MWh w sferze publicznej zwiększa łączną pojemność magazynową do 1,6–2,9 MWh i pozwala przesuwać energię PV o 2–4 godziny, stabilizując napięcia w końcówkach linii nn.

Etap trzeci, planowany na lata 4–7, domyka profil dobowy i sezonowy poprzez źródło sterowalne oraz pełną integrację systemową. W tym kroku uruchamia się biogazownię rolniczą o mocy 300–800 kWe w kogeneracji, zasilaną strumieniem 12–18 tys. ton masy mokrej rocznie (55–65% nawozy naturalne, 25–35% pozostałości roślinne, 10–15% frakcje przetwórcze). Dla reżimu pracy 7 500–8 200 godzin oznacza to 2 250–6 560 MWh energii elektrycznej rocznie i 2 700–7 300 MWh ciepła, z czego 1 700–5 000 MWh/rok można efektywnie zagospodarować w węzłach publicznych lub krótkiej sieci niskotemperaturowej. Już wariant 500 kWe przy 8 000 godzinach dostarcza ok. 4 000 MWh energii elektrycznej i 4 400–4 800 MWh ciepła rocznie, co pozwala pokryć 60–95% obecnego wolumenu zużycia energii w sferze publicznej oraz całkowicie zastąpić paliwa stałe w kilku skupionych lokalizacjach. W tym etapie dopina się portfel PV: dachy i carporty w sferze publicznej łącznie 330–500 kWp (330–550 MWh/rok), mieszkalnictwo 1,72–2,30 MWp (1 720–2 530 MWh/rok), MŚP 0,75–1,00 MWp (0,75–1,10 GWh/rok) oraz farma 0,5–1,0 MWp (0,50–1,10 GWh/rok). Całkowita produkcja elektryczna z OZE i CHP osiąga 4,8–6,7 GWh/rok, z czego 60–85% może być konsumowane lokalnie dzięki łącznej pojemności magazynowej 2,0–3,5 MWh i wdrożeniu systemu zarządzania energią (EMS) w węzłach publicznych, firmach i w grupie prosumentów. Po stronie ciepła trzy do pięciu węzłów pomp

ciepła (300–900 kW) oraz dwie kotłownie biomasowe 150–200 kW każda dostarczają 900–1 350 MWh/rok ciepła niskotemperaturowego, co wraz z ciepłem z kogeneracji (1 700–5 000 MWh/rok) pozwala obniżyć gminne zapotrzebowanie na ciepło z paliw stałych z 28 300–31 900 MWh/rok do 24 000–27 000 MWh/rok i wyeliminować najbardziej emisyjne źródła w lokalizacjach objętych projektem. Mierzalny efekt środowiskowy to setki ton CO_2 mniej rocznie: sama produkcja PV w pakiecie publicznym 330–550 MWh/rok to 140–285 ton CO_2 mniej, farma 0,5–1,0 MWp kolejne 350–800 ton, a zastąpienie 1 500–2 000 MWh ciepła z paliw stałych przez pompy ciepła i kogenerację to dalsze 350–600 ton w zależności od wskaźników emisji energii zewnętrznej.

Cały program spina organizacyjnie wspólnota energetyczna. W pierwszym cyklu bilansującym włącza się 10–15 obiektów publicznych z łączną mocą 200–350 kWp PV i 0,8–1,5 MWh magazynów, 45–70 firm z 0,5–1,0 MWp PV i 0,4–0,8 MWh magazynów oraz 255–383 prosumentów indywidualnych z 1,15–2,30 MWp. W drugim cyklu dochodzi farma 0,5–1,0 MWp, a w trzecim biogazownia 300–800 kWe. Dzięki temu udział lokalnej energii w bilansie końcowym sięga 34–70% w skali całej gminy w zależności od scenariusza, a w sferze publicznej przekracza 70–85%. Po stronie kosztów uzyskuje się 20–35% obniżki wydatków na energię elektryczną w godzinach dziennych w węzłach objętych programem, stabilizację cen ciepła w punktach z kogeneracją i biomasą oraz wyraźną poprawę jakości powietrza w sezonie grzewczym. Z technicznego punktu widzenia gmina zyskuje kilka megawatów mocy w źródłach PV, sterowalną podstawę generacji 300–800 kWe z biogazu, 2,0–3,5 MWh pojemności magazynowej i 300–900 kW mocy grzewczej w pompach ciepła, co razem tworzy odporny, skalowalny i ekonomiczny rdzeń lokalnej transformacji energetycznej.

7.2 Szacunkowe koszty

Program nakładów inwestycyjnych dla Gminy Przytyk można oszacować w układzie trzech etapów, korzystając z parametrów technicznych gminy (13 437 ha, 7 058 mieszkańców, zużycie energii elektrycznej 6 200–6 700 MWh/rok, zapotrzebowanie na ciepło 28 300–31 900 MWh/rok) oraz rynkowych kosztów realizacyjnych z 2024 r. Przyjęto konserwatywne stawki jednostkowe: fotowoltaika użytkowa 3,2–3,8 mln zł/MW, PV dachowa 4,5–6,0 tys. zł/kWp, carporty 10–12 tys. zł/kWp (z konstrukcją i okablowaniem), magazyny energii 2,0–2,6 tys. zł/kWh, pompy ciepła w budynkach publicznych 8–12 tys. zł/kWth (z buforami i automatyką), biogazownia w kogeneracji 12–18 mln zł/MWe (wraz z gospodarką substratową). W kalkulacjach nie uwzględniono dotacji; w praktyce możliwe jest 40–85% dofinansowania (NFOŚiGW, Fundusz Modernizacyjny, FEnIKS/RPO, KPO), co znacząco obniży nakłady własne i skróci okres zwrotu.

W pierwszej kolejności montowane są źródła o najkrótszym czasie realizacji i najwyższej autokonsumpcji. Pakiet PV dla obiektów gminnych obejmuje 10–15 lokalizacji po 10–20 kWp, łącznie 150–300 kWp. Szacunkowy koszt 0,75–1,80 mln zł netto (4,5–6,0 tys. zł/kWp), roczna produkcja 150–330 MWh. Uzupełniająco powstaje 6–10 carportów solarnych po 30–50 kWp, łącznie 180–300 kWp; koszt 1,80–3,60 mln zł (10–12 tys. zł/kWp), produkcja 180–330 MWh/rok, z opcją ładowania 12–20 punktów AC (2×11 kW na lokalizację, razem 132–220 kW). Dla zwiększenia autokonsumpcji instaluje się magazyny energii w węzłach publicznych: 6–10 jednostek po 200–400 kWh, łączna pojemność 0,8–1,5 MWh; koszt 1,6–3,9 mln zł (2,0–2,6 tys. zł/kWh). W mieszkalnictwie do programu wchodzi 10% zasobu adresowego (ok. 255 domów) z mikroinstalacjami 4,5–6,0 kWp; łączna moc 1,15–1,53 MWp, koszt 5,2–9,2 mln zł (4,5–6,0 tys. zł/kWp), produkcja 1 150–1 680 MWh/rok. W MŚP zakłada się partycypację 10% firm (45–70 podmiotów) w zestawach 10–50 kWp; łączna moc 0,5 MWp, koszt 2,3–3,0 mln zł, produkcja 0,5–0,55 GWh/rok przy autokonsumpcji 65–85%. Równolegle uruchamia się elektryfikację ciepła w 3–5 węzłach publicznych (szkoły, urząd, świetlice): łączna moc pomp ciepła 300–500 kWth, koszt 2,4–6,0 mln zł (wraz z buforami 2–10 m^3 i modernizacją węzłów), dostawa 360–550 MWh ciepła/rok przy poborze 110–180 MWh energii elektrycznej (SCOP 3,0–3,4). Cały koszyk etapu I to nakład rzędu 13,0–23,5 mln zł netto i nowa produkcja 1,98–2,89 GWh/rok energii elektrycznej, z lokalną konsumpcją 60–80% dzięki magazynom i profilowi dziennemu budynków.

Drugi etap dopina źródło „hurtowe” oraz podnosi skalę rozproszonej generacji. Na gruntach niskiej klasy bonitacyjnej powstaje farma PV 0,5–1,0 MWp (zapotrzebowanie terenu 0,8–2,0 ha). Koszt 1,6–3,8 mln zł, produkcja 0,50–1,10 GWh/rok, wpięta rozliczeniowo do grupy bilansującej (obiekty publiczne + MŚP). W sferze publicznej dokłada się 50–200 kWp PV (0,25–1,20 mln zł, 50–220 MWh/rok). W mieszkalnictwie wzrost udziału do 15% daje 383 instalacje po 4,5–6,0 kWp, łączna moc 1,72–2,30 MWp; koszt 7,7–13,8 mln zł, produkcja 1 720–2 530 MWh/rok. W MŚP zwiększenie partycypacji do 15% skutkuje 0,75–1,00 MWp PV za 3,4–5,5 mln zł i 0,75–1,10 GWh/rok produkcji. Dla stabilizacji profilu dobowego dobudowuje się magazyny w firmach i wybranych węzłach publicznych: dodatkowo 0,8–1,4 MWh (koszt 1,6–3,6 mln zł). Po stronie ciepła kaskady pomp ciepła rosną do 500–700 kWth (koszt narastająco 3,6–8,4 mln zł, dostawa 500–700 MWh ciepła/rok). Syntetycznie etap II to łączny nakład 14,0–28,3 mln zł i przyrost produkcji elektrycznej o 1,10–2,43 GWh/rok (do poziomu 2,5–5,1 GWh/rok łącznie z etapem I), przy pojemności magazynowej podniesionej do 1,6–2,9 MWh.

Trzeci etap domyka profil sezonowy i nocny poprzez kogenerację z biogazu. Jednostka 300–800 kWe (preferencja 500 kWe) pracująca 7 500–8 200 h/rok dostarcza 2 250–6 560 MWh energii elektrycznej/rok i 2 700–7 300 MWh ciepła/rok. Szacunkowy koszt inwestycji 6,0–14,5 mln zł dla 300–800 kWe (w tym: linia substratowa, zbiorniki fermentacyjne 2×2 500–3 500 m³, magazyn pofermentu 10–14 tys. m³, układ CHP, przyłącza). Dodatkowy koszt krótkiej sieci ciepłowniczej niskotemperaturowej 0,5–1,5 km do 2–4 odbiorców publicznych (rury preizolowane, wymienniki, węzły) wynosi 1,2–3,0 mln zł. Na tym etapie domyka się portfel PV: publiczne dachy i carporty łącznie 330–500 kWp (1,65–3,60 mln zł), mieszkalnictwo 1,72–2,30 MWp (narastająco 12,9–23,0 mln zł), MŚP 0,75–1,00 MWp (6,7–8,5 mln zł) oraz farma 0,5–1,0 MWp (1,6–3,8 mln zł). Całość jest spięta systemem EMS z funkcjami DSR na poziomie wspólnoty; rozbudowa pojemności bateryjnej do 2,0–3,5 MWh (dodatkowe 0,4–0,6 MWh, 0,8–1,6 mln zł) pozwala przesuwać szczyty PV o 2–4 godziny i stabilizować ładowanie EV. Łączny nakład etapu III (w zależności od wariantu mocy biogazu) to ok. 11,2–23,9 mln zł, a przyrost produkcji elektrycznej 2,25–6,56 GWh/rok plus użyteczne ciepło 1,7–5,0 GWh/rok po uwzględnieniu strat i profilu odbioru.

Skumulowane nakłady trzech etapów mieszczą się w widełkach 38–76 mln zł netto, z czego źródła PV i magazyny energii to 24–44 mln zł, pompy ciepła 3,6–8,4 mln zł, a kogeneracja biogazowa 6,0–14,5 mln zł plus 1,2–3,0 mln zł na krótką sieć ciepłowniczą. Łączna produkcja energii elektrycznej po zakończeniu programu osiąga 4,8–6,7 GWh/rok (2,5–5,1 GWh z PV i 2,25–6,56 GWh z biogazu – wartości nie są addytywne w skrajnych wariantach), co odpowiada 70–85% pokrycia potrzeb sfery publicznej i 34–70% całej gminy, zależnie od scenariusza zużycia do 2036 r. Po stronie ciepła do dyspozycji jest 0,9–1,35 GWh/rok z pomp ciepła w węzłach publicznych i 1,7–5,0 GWh/rok z kogeneracji, co pozwala wyeliminować paliwa stałe w objętych lokalizacjach i ograniczyć gminne zapotrzebowanie na ciepło z węgla o 10–20%. Dzięki dotacjom (40–85%) realny wkład własny może spaść do 9–46 mln zł. Przykładowo, dla pakietu Etap I przy 60% dofinansowania nakład własny maleje z 13,0–23,5 mln zł do 5,2–9,4 mln zł, a dla biogazu 500 kWe (ok. 9–11 mln zł) wkład spada do 1,4–5,4 mln zł (w zależności od programu i komponentów kwalifikowalnych).

Kluczowe jest spięcie inwestycji w ramie operacyjnej wspólnoty. „Przytycka Społeczność Energetyczna” agreguje prosumentów (255–383 domów), obiekty publiczne (10–15 węzłów), przedsiębiorstwa (45–70 podmiotów) oraz farmę 0,5–1,0 MWp i, docelowo, kogenerację 300–800 kWe. Modele finansowania obejmują: CAPEX własny z dotacją, ESCO/PPA dla PV dachowych i carportów, leasing/pożyczkę preferencyjną dla magazynów i pomp ciepła, a dla biogazu – SPV projektowe z kontraktami na substrat i odbiór ciepła. Na poziomie budżetów rocznych, oszczędności w węzłach publicznych (20–35% kosztów energii elektrycznej w godzinach dziennych, 25–40% kosztów ogrzewania po przejściu z węgla na pompy ciepła/kogenerację) oraz redukcja zakupów energii przez MŚP (10–25% po wdrożeniu PV + magazyn) wspierają obsługę długu i skracają okres zwrotu. Efekty

środowiskowe – spadek emisji CO_2 o setki ton rocznie oraz redukcja pyłów PM10/PM2,5 w sezonie grzewczym – są mierzalną wartością dodaną programu.

Podział na etapy pozwala rozłożyć wydatki, szybciej uzyskiwać korzyści kosztowe i równolegle budować zdolność organizacyjną wspólnoty. Etap I generuje szybkie oszczędności dzięki PV i magazynom, Etap II zwiększa skalę i odporność systemu, a Etap III zapewnia źródło sterowalne i ciepło użytkowe. W rezultacie Gmina Przytyk tworzy rdzeń energetyczny o mocy kilku megawatów w PV, 2,0–3,5 MWh pojemności bateryjnej, 300–700 kWth w pompach ciepła i 300–800 kWe w CHP, finansowany w znacznej części ze środków zewnętrznych, z długoterminowym spadkiem kosztów energii i wyraźną poprawą jakości powietrza.

8 Analiza kosztów i korzyści

Ocena programu inwestycji w odnawialne źródła energii oraz rozwoju społeczności energetycznej w Gminie Przytyk powinna łączyć perspektywę ekonomiczną, środowiskową i społeczną, z wyraźnym podziałem na etapy wdrożenia. Punkt startowy jest dobrze rozpoznany. Gmina ma 13 437 ha powierzchni i około 7 058 mieszkańców. Użytki rolne zajmują 9 934 ha co stanowi 73,9 procenta terenu, a lasy i zadrzewienia 2 908 ha czyli 21,4 procenta. Roczne zużycie energii elektrycznej w całej gminie szacuje się na 6 200 do 6 700 MWh, natomiast zapotrzebowanie na ciepło na 28 300 do 31 900 MWh. Infrastruktura komunalna obejmuje 1 127 punktów oświetlenia ulicznego z czego 1 045 to oprawy LED. Modernizacja oświetlenia obniżyła moc czynną z około 196 kW do 76,77 kW i nocą do 40,21 kW oraz zredukowała zużycie energii o 420 do 480 MWh rocznie. W sferze publicznej działa około 47,15 kW fotowoltaiki, która dostarcza 47 do 52 MWh rocznie, a w mieszkalnictwie wciąż przeważają źródła stałopalne. Taki profil zużycia i zasobów uzasadnia stopniowe budowanie lokalnego miksu OZE spiętego organizacyjnie przez społeczność energetyczną. Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna” finalizuje procedury rejestrowe i już przygotowuje pierwszą grupę bilansującą oraz wzorce umów wewnętrznych, co pozwala równolegle uruchamiać inwestycje.

Etap pierwszy koncentruje się na projektach o krótkim czasie realizacji i szybkim efekcie kosztowym. W sferze publicznej przewiduje się montaż 150 do 300 kWp na 10 do 15 obiektach po 10 do 20 kWp na budynek. Daje to 150 do 330 MWh rocznej produkcji przy uzyskach 1 000 do 1 100 kWh z 1 kWp oraz autokonsumpcję 65 do 80 procent dzięki dziennemu profilowi szkół, urzędu i świetlic. Równolegle powstanie 6 do 10 carportów solarnych po 30 do 50 kWp każdy, razem 180 do 300 kWp i 180 do 330 MWh rocznej produkcji oraz 12 do 20 punktów ładowania AC o mocy 2×11 kW, co daje łączny potencjał ładowania 132 do 220 kW. W mieszkalnictwie celem jest włączenie 10 procent zasobu adresowego w program prosumencki. Oznacza to około 255 mikroinstalacji 4,5 do 6,0 kWp, łącznie 1,15 do 1,53 MWp i 1 150 do 1 680 MWh produkcji rocznie. W sektorze MŚP zakłada się udział 10 procent firm, łącznie około 0,5 MWp w jednostkach 10 do 50 kWp, co odpowiada 500 do 550 MWh rocznej produkcji przy autokonsumpcji 65 do 85 procent w chłodniach, magazynach i warsztatach. Dla zwiększenia zużycia własnego energii węzły publiczne zostaną wyposażone w magazyny 200 do 400 kWh na lokalizację. Łącznie daje to 0,8 do 1,5 MWh pojemności, a w MŚP kolejne 0,4 do 0,8 MWh. Po stronie ciepła ruszy elektryfikacja węzłów publicznych. Trzy do pięciu kaskad pomp ciepła o łącznej mocy 300 do 500 kW dostarczy 360 do 550 MWh ciepła przy poborze 110 do 180 MWh energii elektrycznej i sezonowym współczynniku SCOP na poziomie 3,0 do 3,4. Efekt etapu pierwszego to 1,85 do 2,83 MWp nowej fotowoltaiki, 1,98 do 2,89 GWh rocznej produkcji oraz redukcja kosztów zakupu energii w godzinach dziennych o 20 do 35 procent w objętych węzłach. Wskaźnik emisji dwutlenku węgla obniża się o 180 do 300 ton rocznie dzięki zastąpieniu energii sieciowej i części ciepła z paliw stałych.

Etap drugi podnosi skalę rozproszonej generacji i wprowadza źródło średniej mocy. Na gruntach niskiej klasy bonitacyjnej powstanie farma fotowoltaiczna 0,5 do 1,0 MWp, która wytworzy 500 do 1 100 MWh rocznie przy zapotrzebowaniu terenu 0,8 do 2,0 ha. W sferze publicznej dołożone zostanie 50 do 200 kWp PV, co zwiększy produkcję o 50 do 220 MWh rocznie. W mieszkalnictwie wzrost partycypacji do

15 procent oznacza 383 instalacje 4,5 do 6,0 kWp, razem 1,72 do 2,30 MWp oraz 1 720 do 2 530 MWh rocznej produkcji. W MŚP zwiększenie udziału do 15 procent daje 0,75 do 1,00 MWp i 750 do 1 100 MWh rocznej produkcji. W tym etapie rozbudowuje się magazyny w firmach i wybranych węzłach publicznych o dalsze 0,8 do 1,4 MWh pojemności, co podnosi łączny potencjał do 1,6 do 2,9 MWh i umożliwia przesuwanie energii z godzin południowych na popołudniowe o 2 do 4 godzin. Po stronie ciepła kaskady pomp ciepła sięgają 500 do 700 kW mocy grzewczej. Dostawa 500 do 700 MWh ciepła i pobór 160 do 230 MWh prądu razem z buforami 2 do 10 m³ pozwalają spłaszczyć dobowy profil i zwiększyć wykorzystanie słońca w miesiącach przejściowych. Syntetycznie etap drugi to dodatkowe 1,10 do 2,43 GWh rocznej produkcji energii elektrycznej. Wraz z etapem pierwszym daje to 2,5 do 5,1 GWh lokalnej produkcji, co odpowiada 37 do 77 procent dzisiejszego zużycia energii elektrycznej w gminie. W scenariuszu wzrostu popytu do 6 900 do 7 300 MWh w 2036 roku udział lokalnej produkcji utrzymuje się na 34 do 70 procent, zależnie od skali farmy i adopcji prosumenckiej.

Etap trzeci domyka profil dobowy i sezonowy poprzez źródło sterowalne oraz pełną integrację systemową. Kluczowa jest biogazownia pracująca w kogeneracji o mocy 300 do 800 kWe, z preferencją 500 kWe. Jednostka zasilana strumieniem 12 000 do 18 000 ton masy mokrej rocznie będzie pracować 7 500 do 8 200 godzin. Daje to 2 250 do 6 560 MWh energii elektrycznej rocznie i 2 700 do 7 300 MWh ciepła. Po odjęciu strat i sezonowości odbiorów do zagospodarowania pozostaje 1 700 do 5 000 MWh ciepła, które można skierować do szkół, świetlic, urzędu, lokalnych sieci niskotemperaturowych lub wybranych zakładów. Wariant 500 kWe przy 8 000 godzinach pracy dostarcza około 4 000 MWh energii elektrycznej i 4 400 do 4 800 MWh ciepła. Już ten poziom pokrywa 60 do 95 procent obecnego rocznego zużycia prądu w sferze publicznej i pozwala całkowicie wyeliminować paliwa stałe w kilku skupionych lokalizacjach. W tym etapie domyka się portfel fotowoltaiki. Dachy i carporty w sferze publicznej osiągną łącznie 330 do 500 kWp i 330 do 550 MWh rocznej produkcji. Mieszkalnictwo 1,72 do 2,30 MWp oraz 1 720 do 2 530 MWh, MŚP 0,75 do 1,00 MWp oraz 750 do 1 100 MWh, a farma 0,5 do 1,0 MWp oraz 500 do 1 100 MWh. Całkowita produkcja elektryczna z OZE i kogeneracji osiąga 4,8 do 6,7 GWh rocznie. Dzięki łącznej pojemności magazynowej 2,0 do 3,5 MWh i systemowi zarządzania energią możliwa jest lokalna konsumpcja 60 do 85 procent tej energii. Po stronie ciepła trzy do pięciu węzłów pomp ciepła o łącznej mocy 300 do 900 kW oraz dwie kotłownie biomasowe po 150 do 200 kW każda dostarczają 900 do 1 350 MWh rocznie. W połączeniu z ciepłem z kogeneracji gmina może obniżyć zapotrzebowanie na ciepło z paliw stałych z 28 300 do 31 900 MWh do 24 000 do 27 000 MWh i wyeliminować najbardziej emisyjne źródła w projektowych lokalizacjach.

Skutki ekonomiczne i społeczne są wymierne. Produkcja 4,8 do 6,7 GWh energii elektrycznej rocznie oznacza pokrycie 70 do 85 procent potrzeb sfery publicznej i 34 do 70 procent potrzeb całej gminy, zależnie od scenariusza. W węzłach publicznych rachunki za energię elektryczną w godzinach dziennych spadają o 20 do 35 procent, a koszty ogrzewania po przejściu z węgla na pompy ciepła i kogenerację maleją o 25 do 40 procent. Po stronie środowiskowej redukcja emisji dwutlenku węgla liczona wyłącznie z produkcji PV w sferze publicznej wynosi 140 do 285 ton rocznie, dla farmy 0,5 do 1,0 MWp kolejne 350 do 800 ton, a zastąpienie 1 500 do 2 000 MWh ciepła z paliw stałych przez pompy ciepła i kogenerację to dalsze 350 do 600 ton rocznie, zależnie od wskaźnika emisyjności energii zewnętrznej. Dodatkową wartością jest niemal całkowita redukcja pyłów PM10 i PM2,5 w lokalizacjach objętych programem, co przekłada się na wymierny efekt zdrowotny.

Szacunki kosztów, oparte na stawkach rynkowych z 2024 roku, wskazują że PV użytkowa to 3,2 do 3,8 miliona złotych na 1 MW, PV dachowa 4 500 do 6 000 złotych na 1 kWp, carporty 10 000 do 12 000 złotych na 1 kWp, magazyny energii 2 000 do 2 600 złotych na 1 kWh, pompy ciepła w budynkach publicznych 8 000 do 12 000 złotych na 1 kW mocy grzewczej, a biogazownia z kogeneracją 12 do 18 milionów złotych na 1 MWe łącznie z gospodarką substratową. W efekcie skumulowane nakłady trzech etapów mieszczą się w widełkach 38 do 76 milionów złotych netto. Dostępne dofinansowania krajowe i unijne mogą sfinansować 40 do 85 procent kosztów kwalifikowanych. Dla pakietu z etapu pierwszego przy 60 procentach dotacji wkład własny spada z 13,0 do 23,5 miliona złotych do 5,2 do 9,4 miliona złotych, a dla biogazu 500 kWe o wartości 9 do 11 milionów złotych wkład może spaść do 1,4 do 5,4 miliona złotych w zależności od programu oraz kwalifikowalności elementów.

Kluczem do trwałości efektów jest integracja techniki z organizacją. Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna” łączy prosumentów indywidualnych, węzły publiczne i przedsiębiorstwa w jedną grupę bilansującą, wdraża systemy zarządzania energią, standardy doboru mocy oraz wspólne zakupy. W praktyce oznacza to krótszy czas zwrotu inwestycji u prosumentów, możliwość dzielenia się nadwyżkami, lepsze wykorzystanie magazynów i wyższą autokonsumpcję energii. Po stronie społecznej program ogranicza ubóstwo energetyczne poprzez obniżenie rachunków, podnosi komfort w szkołach i instytucjach, a widoczne instalacje w przestrzeni publicznej pełnią funkcję edukacyjną. Całość tworzy spójny model lokalnej transformacji, który łączy twarde liczby z korzyściami odczuwalnymi na co dzień przez mieszkańców.

9 Koncepcja rozwoju społeczności energetycznej

9.1 Potrzeba zmian w MPZP

Gmina Przytyk dysponuje zasobem przestrzennym sprzyjającym rozwojowi odnawialnych źródeł energii oraz infrastruktury towarzyszącej. Powierzchnia administracyjna wynosi 134 km² 13 437 ha, z czego 9 934 ha to użytki rolne, a 2 908 ha stanowią lasy i zadrzewienia. Układ osadniczy obejmuje 38 miejscowości w 25 sołectwach, z dominującymi funkcjami rolniczymi i usługowymi. Obowiązujące miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego obejmują łącznie około 12 km² i częściowo dopuszczają lokalizację instalacji fotowoltaicznych wraz z infrastrukturą techniczną. W horyzoncie prac planistycznych należy jednak dostosować podejście do nowych uwarunkowań prawnych i potrzeb wspólnotowego modelu energetyki, w tym magazynowania energii, mikrosieci oraz węzłów ładowania pojazdów.

Zgodnie z aktualnym porządkiem planistycznym od 1 stycznia 2026 r. studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego traci moc, a od 1 lipca 2026 r. przeznaczenia terenów będą ustalane na podstawie uchwalonego planu ogólnego. Nowe miejscowe plany będą sporządzane w oparciu o ten plan ogólny. W analizie przyjmuje się, że gmina nie planuje zmian obowiązujących MPZP. Planowane inwestycje energetyczne będą sytuowane przede wszystkim na nowych obszarach nieujętych dotąd w MPZP, zgodnie z kierunkami i standardami określonymi w planie ogólnym.

Etap I obejmuje lata 2025–2026 i koncentruje się na przygotowaniu komponentu energetycznego do planu ogólnego oraz szybkim audycie planistycznym. Celem jest zinwentaryzowanie i wyznaczenie stref priorytetowych pod OZE i infrastrukturę towarzyszącą, w tym rezerw terenowych pod PV gruntowe na glebach klas V i VI, potencjalnych lokalizacji dla biogazowni rolniczej oraz węzłów publicznych z możliwością montażu carportów i magazynów. Na podstawie przeglądu decyzji o warunkach zabudowy i zasięgu obowiązujących MPZP wskazuje się rezerwę minimum 10–15 ha pod rozproszone PV gruntowe, co odpowiada potencjałowi 5–8 MWp przy założeniu 0,6–1,5 ha na 1 MWp. Równolegle prowadzi się bilans dachów obiektów publicznych i komunalnych, gdzie łączna dostępna powierzchnia 4 000–5 000 m² pozwala na zainstalowanie 450–650 kWp fotowoltaiki dachowej z produkcją 440–600 MWh rocznie. Dla parkingów przy szkołach, urzędzie i obiektach sportowo rekreacyjnych identyfikuje się 0,4–0,6 ha utwardzonych powierzchni z potencjałem 250–350 kWp w formie carportów oraz produkcją 240–330 MWh rocznie. W warstwie formalnej Etap I przygotowuje propozycje definicji i parametrów do planu ogólnego dla magazynów energii, mikrosieci oraz urządzeń towarzyszących, wraz ze standardami odległościowymi i korytarzami kablowymi SN 15 kV.

Etap II przypada na lata 2026–2028 i polega na sporządzaniu nowych MPZP wyłącznie dla obszarów nieobjętych planami, zgodnie z ustaleniami przyjętego planu ogólnego. Celem jest zastosowanie jednolitych standardów lokalizacyjnych dla trzech kategorii źródeł PV. Po pierwsze mikroinstalacje do 50 kWp na dachach i carportach. Po drugie małe źródła 50–500 kWp na gruntach klas V–VI. Po trzecie źródła średniej mocy 0,5–3,0 MWp na terenach zdegradowanych lub produkcyjno usługowych. Nowe plany zawierają wskaźniki intensywności zabudowy technicznej, parametry wysokościowe 3,5–5,0 m, pasy zieleni izolacyjnej 5–10 m przy granicach z zabudową mieszkaniową oraz dopuszczenia dla

magazynów energii o pojemności jednostkowej 0,2–1,0 MWh w węzłach publicznych i 0,1–0,5 MWh w strefach MŚP z wymogami przeciwpożarowymi i akustycznymi. W warstwie elektroenergetycznej do rysunków planów wpisuje się korytarze SN 15 kV i rezerwy pod nowe stacje transformatorowe, co ułatwia przyszłe przyłączenia źródeł.

Etap III jest przewidziany na lata 2028–2030 i służy wdrożeniu rozwiązań sektorowych w oparciu o plan ogólny i nowe MPZP. Kluczowe jest wyznaczenie obszarów parków energii jako zespołów funkcjonalnych łączących źródła PV 0,5–3,0 MWp, zasobniki energii 0,5–2,0 MWh, węzły ładowania o łącznej mocy 0,3–0,5 MW oraz ewentualne układy kogeneracyjne 0,3–0,8 MWe z wykorzystaniem ciepła w obiektach publicznych. Standardy środowiskowe obejmują odsunięcie konstrukcji PV od cieków o minimum 30 m, wymagane odległości dla stacji transformatorowych powyżej 1 MVA co najmniej 100 m od zabudowy mieszkaniowej oraz obowiązkowe rozwiązania retencji i infiltracji wód opadowych. Zapisy dotyczące mikrosieci z wewnętrznymi punktami sprzęgającymi umożliwiają bilansowanie energii pomiędzy obiektami publicznymi, MŚP i prosumentami w ramach jednej grupy rozliczeniowej.

Istotnym komponentem programu jest spójne powiązanie polityki przestrzennej z istniejącą siecią elektroenergetyczną i planami operatora. Wpisanie do nowych MPZP korytarzy SN 15 kV oraz lokalizacji nowych stacji SN nn upraszcza procedury przyłączeniowe i skraca czas realizacji inwestycji. Plany powinny też jednoznacznie dopuszczać stacje ładowania pojazdów o mocy jednostkowej 50–150 kW węzłowo przy szkołach, urzędzie i w strefach usług, co przy 6–10 lokalizacjach daje sumaryczny potencjał 300–900 kW oraz pozwala zagospodarować nadwyżki energii z PV w godzinach dziennych. Standaryzacja dla carportów, magazynów, kontenerowych rozdzielni i falownikowni porządkuje proces projektowy i ogranicza ryzyko interpretacyjne.

Całość działań planistycznych jest sprzęgnięta z organizacją Spółdzielni Energetycznej Przytycka Społeczność Energetyczna. Zapisy o mikrosieciach, autokonsumpcji zbiorowej, magazynach i węzłach bilansowania umożliwiają w pierwszym cyklu objęcie 10–15 obiektów publicznych 200–350 kWp i 0,8–1,5 MWh, 45–70 przedsiębiorstw 0,5–1,0 MWp oraz 250–380 prosumentów 1,1–2,3 MWp. W drugim cyklu, po wejściu nowych MPZP dla obszarów bez planów, możliwe jest uruchamianie źródeł średniej mocy 0,5–1,0 MWp na gruntach rezerwowych. W trzecim cyklu mogą zostać wdrożone jednostki sterowalne 0,3–0,8 MWe w biogazie wraz z krótkimi sieciami niskotemperaturowymi do 2–4 odbiorców publicznych. Tak zaprojektowana sekwencja zapewnia przewidywalność lokalizacyjną, krótszy czas procedur oraz realną możliwość wspólnotowego bilansowania energii. Dzięki temu polityka przestrzenna staje się narzędziem realizacji celów energetycznych bez konieczności zmiany obowiązujących MPZP i w pełnej zgodności z planem ogólnym.

9.2 Inne uwarunkowania lokalne

Część obszaru Gminy Przytyk podlega ochronie przyrody, ale co istotne dla planowania energetyki rozproszonej, nie są to obszary wielkoskalowe typu Natura 2000 ani park krajobrazowy. Według aktualnych dokumentów strategicznych i danych CRFOP formalnie chronione grunty zajmują łącznie ok. 15,34 ha, czyli ok. 0,1 proc. powierzchni gminy, i mają status użytków ekologicznych obejmujących m.in. starorzecza, bagna oraz zagłębienia bezodpływowe. W granicach gminy zinwentaryzowano także trzy pomniki przyrody. Oznacza to, że ewentualne ograniczenia lokalizacyjne dla OZE mają przede wszystkim charakter punktowy i krajobrazowy, na przykład w dolinie Radomki, a nie systemowy jak w gminach objętych siecią Natura 2000. W praktyce wyklucza to sytuowanie instalacji o podwyższonym ryzyku oddziaływań zapachowych lub krajobrazowych w bezpośrednim sąsiedztwie użytków i cennych widokowo dolin rzecznych, pozostawiając jednocześnie szerokie pole dla fotowoltaiki dachowej i gruntowej, magazynów energii oraz źródeł ciepła opartych na biomasie i pompach ciepła.

Tło przestrzenne sprzyja takim decyzjom. Gmina ma 134 km² 13 437 ha, z czego 9 934 ha 73,9 proc. to użytki rolne, ok. 2 908 ha 21,4 proc. stanowią grunty leśne, powierzchnia wód to 111 ha 0,8 proc., a

tereny zabudowane i zurbanizowane obejmują ok. 420 ha 3,1 proc. Udział lasów w ostatniej dekadzie wzrósł, co wraz z mozaiką łąk, oczek śródpolnych i starorzeczy Radomki podnosi wrażliwość krajobrazową stref zalewowych, ale nie ogranicza inwestycji na gruntach marginalnych i zdegradowanych, w pasach drogowych czy na dachach obiektów publicznych i prywatnych. Równolegle brak w granicach administracyjnych obszarów Natura 2000, rezerwatów i OChK, poza użytkami i pomnikami funkcję ochrony krajobrazu pełnią lokalne parki w Krzyszkowicach, Oblasie, Wrzeszczowie i Sukowie Zameczku, co wyznacza miękkie ramy dla estetyki nowych inwestycji, lecz nie blokuje ich realizacji na terenach przekształconych.

W tym kontekście priorytetem planowania energetycznego powinno być kierowanie inwestycji OZE na obszary przekształcone i rolniczo marginalne. Preferowane są wyrobiska, nieużytki, gleby klas V VI, pasy drogowe oraz strefy zapleczowe przy istniejącej infrastrukturze, a w obrębie doliny Radomki zaleca się podwyższoną ostrożność krajobrazową. W Gminie Przytyk szczególnie perspektywiczne są pasma pól o niskiej klasie bonitacyjnej poza strefami zalewowymi oraz utwardzone powierzchnie przy obiektach publicznych, gdzie możliwe jest etapowe wdrażanie naziemnych instalacji PV w przedziałach mocy 0,5 3 MW wraz z magazynami energii, bez ryzyka kolizji z cennymi siedliskami i założeniami parkowymi.

Silnym atutem jest struktura użytkowania terenu i profil gospodarczy. Około 70 74 proc. powierzchni gminy stanowi rolnictwo z dominacją gruntów ornych, co generuje stabilny strumień biomasy resztkowej i potencjalnych surowców dla mniejszych kotłowni na biomasę lub przyszłej biogazowni rolniczej, pod warunkiem odsunięcia lokalizacji od użytków ekologicznych i ciągów cennych przyrodniczo oraz właściwej organizacji logistyki substratów. Z kolei tereny zurbanizowane to przede wszystkim zwarte kompleksy funkcji publicznych szkoły, urząd, OSP, świetlice o stałych dobowych profilach zużycia energii, predysponowane do instalacji dachowych PV i pełnienia roli węzłów bilansujących w ramach społeczności energetycznej.

Warto podkreślić, że już zrealizowane modernizacje infrastruktury pokazują zdolność gminy do wdrażania projektów proklimatycznych wrażliwych krajobrazowo. Kompleksowa wymiana 1 127 opraw oświetlenia ulicznego w tym 1 045 LED obniżyła moc zainstalowaną z 196,0 kW do 76,77 kW i zmniejszyła zużycie energii o ok. 60 proc., co przełożyło się na znaczące oszczędności oraz spadek emisji CO_2, bez konfliktu z wartościami przyrodniczymi i estetycznymi przestrzeni publicznej. Dane te ilustrują potencjał dalszej redukcji poprzez PV i magazyny przy obiektach publicznych, bez zajmowania terenów wrażliwych przyrodniczo.

Z punktu widzenia porządku planistycznego kluczowe jest, że od 1 stycznia 2026 r. studium traci moc, a od 1 lipca 2026 r. przeznaczenia terenów będą ustalane na podstawie uchwalonego planu ogólnego. Nowe miejscowe plany będą sporządzane w oparciu o plan ogólny. Gmina nie planuje zmian obowiązujących MPZP, a inwestycje energetyczne należy sytuować przede wszystkim na obszarach dotąd nieobjętych planami, zgodnie z kierunkami i standardami planu ogólnego. Taki układ pozwala prowadzić rozwój OZE w sposób krajobrazowo wrażliwy i zgodny z ochroną przyrody, a jednocześnie wzmacnia lokalną odporność energetyczną oraz redukuje emisje w sektorze publicznym i mieszkaniowym.

10 Obniżenie cen energii elektrycznej dla mieszkańców gminnej/lokalnej spółdzielni mieszkaniowej

Obniżenie kosztów energii elektrycznej dla mieszkańców Gminy Przytyk, w szczególności dla wspólnot mieszkaniowych, budynków wielorodzinnych oraz gospodarstw domowych włączonych w struktury wspólnotowe, jest jednym z najważniejszych celów lokalnej transformacji energetycznej. Profil zużycia w gminie ma wyraźnie dzienny charakter w dni robocze i podwyższony w godzinach wieczornych w weekendy, co sprzyja wdrażaniu rozwiązań prosumenckich opartych na fotowoltaice oraz bilansowaniu wewnętrznym. Przy założeniu, że przeciętne gospodarstwo domowe w regionie zużywa 2,5–3,2 MWh

rocznie, a budynek wielorodzinny o 20–30 lokalach 55–90 MWh rocznie, już kilkaset mikroinstalacji PV o mocy 3–10 kWp każda jest w stanie wytworzyć łącznie 1,5–3,0 GWh energii rocznie i pokryć 20–35 procent zapotrzebowania części mieszkaniowej w skali gminy. Kluczowe jest tu skoordynowanie produkcji i konsumpcji w ramach wspólnotowego modelu zarządzania energią, w którym rozlicza się przepływy między członkami zamiast oddawać nadwyżkę do sieci na warunkach rynkowych.

W Gminie Przytyk szczególnie perspektywiczne są dachy budynków wielorodzinnych i obiektów wspólnotowych, gdzie możliwe jest montowanie instalacji o mocy jednostkowej 20–50 kWp. Dla przykładu, dach o powierzchni 400–600 m² pozwala bezpiecznie posadowić 25–40 kWp modułów, które w warunkach centralnej Polski produkują 25–40 MWh rocznie. Taka ilość energii może zasilić części wspólne, windy i systemy wentylacyjne oraz obniżyć rachunki indywidualne dzięki mechanizmowi autokonsumpcji i bilansowaniu wewnątrzwspólnotowemu. Szacunkowe oszczędności kosztowe dla mieszkańców, przy cenie energii 0,85–1,10 zł/kWh brutto na rachunku końcowym, sięgają 30–40 procent w rozliczeniu rocznym, a w budynkach dobrze dopasowanych do profilu produkcji PV nawet 45 procent. Dodatkowe 5–10 punktów procentowych można uzyskać dzięki zastosowaniu magazynów energii o pojemności 10–30 kWh dla klatek i 3–10 kWh dla domów jednorodzinnych, które przesuwają część produkcji południowej na wieczorny szczyt.

W modelu wspólnotowym kluczowa rola przypada społeczności energetycznej. W Przytyku naturalnym integratorem jest Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna", której zadaniem będzie spięcie lokalnych źródeł z odbiorcami w jeden system rozliczeń, sterowania i bezpieczeństwa. Mechanizmy bilansowania międzyobiektowego pozwalają zużywać nadwyżki wytworzone w szkołach, urzędzie czy remizach w dni robocze w godzinach 8:00–16:00 na potrzeby wspólnot mieszkaniowych i gospodarstw domowych popołudniami i wieczorem. W typowym dniu letnim możliwe jest zagospodarowanie 70–85 procent produkcji lokalnej w obrębie społeczności bez oddawania jej do sieci. W dni pochmurne udział ten spada do 45–60 procent, lecz może być podniesiony przez elastyczne odbiory, takie jak ładowanie ciepłej wody w zasobnikach, pranie i zmywanie w godzinach południowych czy inteligentne ładowanie pojazdów.

W budynkach jednorodzinnych na terenie gminy optymalna moc mikroinstalacji wynosi zwykle 4–8 kWp, co odpowiada rocznej produkcji 3,8–8,0 MWh na dom. Dla wspólnot mieszkaniowych efektywne są moce 15–50 kWp na dach, a w układach kaskadowych nawet 80–100 kWp rozłożone na kilka połaci. Przy współczynniku wykorzystania 950–1 100 kWh/kWp rocznie, portfel łącznej mocy 1,5 MW rozproszonej fotowoltaiki jest w stanie dostarczyć 1,5–1,7 GWh energii. Po stronie kosztów oznacza to roczne oszczędności rzędu 1,3–1,8 mln zł przy cenie krańcowej 0,85–1,05 zł/kWh, z czego 55–70 procent to efekt autokonsumpcji, 15–25 procent efekt bilansowania wewnętrznego, a reszta to korzyści z optymalizacji mocy zamówionej i opłat dystrybucyjnych.

Ważnym uzupełnieniem portfela oszczędności są urządzenia elektryczne o sterowalnym profilu pracy. Współpraca instalacji PV z pompami ciepła w trybie podbicia temperatury zasobników w godzinach słonecznych może ograniczyć zakupy energii wieczorem o 20–35 procent w miesiącach przejściowych. Z kolei niewielkie magazyny energii o łącznej mocy 5–15 kW i pojemności 10–30 kWh we wspólnotach pozwalają zredukować przekroczenia mocy szczytowej oraz spłaszczyć profil poboru tak, aby zwiększyć współczynnik autokonsumpcji o dodatkowe 8–15 punktów procentowych. Na poziomie całej społeczności energetycznej instalacja jednego magazynu wspólnego o pojemności 200–500 kWh przy stacji transformatorowej stabilizuje pracę sieci niskiego napięcia i ogranicza straty, co przekłada się na bardziej przewidywalne rachunki.

Kolejnym obszarem oszczędności jest inteligentne zarządzanie energią. Systemy EMS wdrożone w pięciu do dziesięciu węzłach gminnych pozwalają na bieżąco koordynować pracę źródeł, magazynów i odbiorników. Analiza danych w interwale 15 minut umożliwia wykrywanie nieefektywności, planowanie prac urządzeń o dużej mocy poza szczytem oraz dynamiczne zarządzanie taryfą wewnętrzną społeczności. Tego typu rozwiązania w praktyce zwiększają efektywną autokonsumpcję o 5–10 procent, a w budynkach z dużym udziałem części wspólnych nawet o 12–18 procent. Wspólnoty mieszkaniowe,

które połączą PV, magazyn 15–30 kWh, EMS i pakiet wymiany oświetlenia na LED, często notują skrócenie prostego okresu zwrotu z 8–9 lat do 5–7 lat przy wykorzystaniu dotacji i ulg podatkowych.

Istotne są także efekty społeczne i środowiskowe przekładające się na koszty pośrednie mieszkańców. Redukcja zakupów energii z sieci o 30–40 procent oznacza mniejsze wrażenie na skokach cen hurtowych oraz opłatach zmiennych. Produkcja 1 GWh energii ze słońca zastępuje około 800–900 MWh energii wytwarzanej z paliw kopalnych i ogranicza emisję CO_2 o 650–750 ton rocznie w zależności od miksu, co wpisuje się w cele polityki krajowej i unijnej oraz poprawia jakość powietrza. W wymiarze społecznym włączenie wspólnot mieszkaniowych i domów jednorodzinnych do „Przytyckiej Społeczności Energetycznej" zwiększa partycypację mieszkańców, tworzy lokalny rynek usług instalacyjnych i serwisowych oraz wzmacnia odporność ekonomiczną rodzin o niższych dochodach dzięki stabilniejszym rachunkom.

Aby w pełni wykorzystać ten potencjał, gmina powinna prowadzić równolegle działania techniczne i organizacyjne. Po stronie techniki konieczne jest grupowanie inwestycji dachowych w pakiety łącznej mocy 200–400 kWp, uzupełniane magazynami 100–200 kWh w węzłach o dużym udziale części wspólnych. W warstwie organizacyjnej kluczowe są proste reguły rozliczeń wewnętrznych, standardowe umowy uczestnictwa, wspólne zakupy oraz punkt doradczy, który rocznie obsłuży co najmniej 150–200 gospodarstw i 10–15 wspólnot. Dzięki takiemu podejściu możliwe jest stopniowe osiągnięcie łącznie 2,5–3,5 MW mocy rozproszonej PV w horyzoncie kilku lat, co przełoży się na 2,4–3,7 GWh lokalnej produkcji i trwałe obniżenie rachunków dla tysięcy mieszkańców.

Podsumowując, Gmina Przytyk dysponuje pełnym zestawem narzędzi, aby w sposób skoordynowany i trwały obniżyć koszty energii elektrycznej dla mieszkańców. Integracja mikroinstalacji fotowoltaicznych z magazynowaniem, inteligentnym zarządzaniem i bilansowaniem wewnętrznym w ramach Spółdzielni Energetycznej „Przytycka Społeczność Energetyczna" pozwala osiągać oszczędności rzędu 30–40 procent w skali rachunku domowego, zwiększa niezależność od wahań cen oraz wzmacnia lokalną odporność energetyczną. Rozwiązania te są skalowalne, zgodne z politykami krajowymi i unijnymi oraz możliwe do wdrożenia w tempie odpowiadającym budżetom wspólnot i gospodarstw domowych, dzięki czemu przynoszą wymierne korzyści finansowe i środowiskowe już w pierwszych latach funkcjonowania.

11 Obniżenie cen ciepła systemowego dla mieszkańców gminnej/lokalnej spółdzielni mieszkaniowej

W zabudowie zwartej Przytyka oraz we wsiach o charakterze małomiejskim (m.in. Wrzeszczów, Wola Wrzeszczowska, Kaszewska Wola) rekomendowane jest wprowadzenie osiedlowych węzłów ciepła o mocy jednostkowej 80–250 kW, opartych o pompy ciepła powietrze–woda lub o kotłownie na biomasę klasy 5, z buforami 1–3 m³ i automatyką pogodową. W budynku wielorodzinnym o łącznej powierzchni ogrzewanej 1 200–1 500 m² oznacza to typową moc szczytową 60–120 kW i roczne zapotrzebowanie na ciepło rzędu 200–300 MWh. Zastąpienie kotła węglowego (sprawność sezonowa 55–65%) pompą ciepła z sezonowym SPF 3,0–3,5 lub kotłem na pellet o sprawności 88–92% obniża zużycie energii końcowej o 30–45%, a koszty paliwa i serwisu o 25–40%. W przeliczeniu na rachunek przeciętnej klatki (8–12 lokali) oznacza to redukcję obciążeń o 4–7 tys. zł rocznie przy nieodnawianych termicznie ścianach i nawet 10–15 tys. zł po dociepleniu przegród, wymianie stolarki i zrównoważeniu instalacji.

Dla budynków publicznych – szkół, przedszkoli, świetlic i remiz – kluczowe jest wykorzystanie stabilnego profilu dziennego. Modernizacja węzłów grzewczych i przejście na układy niskotemperaturowe (45/35°C) zintegrowane z fotowoltaiką i magazynem ciepła pozwala skonsumować lokalną produkcję energii elektrycznej w godzinach 8:00–16:00. Przykładowo, szkoła o zapotrzebowaniu rocznym 120–180 MWhth i mocy szczytowej 60–90 kW, wyposażona w pompę ciepła 70 kW i PV 40–60 kWp, może obniżyć roczne koszty ogrzewania i ciepłej wody o 35–50%, a jednocześnie zredukować emisję CO_2 o 50–70 ton rocznie. W skali całego portfela gminnych obiektów (kilkanaście szkół, świetlic i remiz) potencjał oszczędności przekracza 400–600 MWh energii cieplnej i 150–250 tys. zł rocznie po pierwszej fali modernizacji.

W gospodarstwach domowych największy efekt kosztowy da skoordynowana wymiana źródeł ciepła w segmencie węglowym i „drewnianym". Dla 1 282 punktów węglowych i 685 „drewnianych" plan minimum to zastąpienie 20–30% z nich (ok. 400–600 adresów) pompami ciepła 6–12 kW lub kotłami na pellet klasy 5 w ciągu 3–4 lat, zsynchronizowane z dociepleniem ścian (10–15 cm), stropów (20–30 cm) i wymianą stolarki ($U_w \leq 0{,}9$–$1{,}1$ W/m²K). W przeliczeniu na pojedynczy dom o rocznym zużyciu 20–25 MWhth oszczędność energii końcowej wynosi 6–10 MWhth, co przy obecnych cenach paliw obniża wydatki o 1,8–3,5 tys. zł rocznie. Skala programu na 500 domów daje łącznie 3–5 GWhth oszczędności i redukcję emisji rzędu 1,2–1,8 tys. ton CO_2 w skali roku (po pełnym roku pracy).

Model rozliczeń i organizacji powinien być oparty o wspólnotowe zarządzanie energią z udziałem Spółdzielni Energetycznej Przytycka Społeczność Energetyczna, która jest w trakcie formalizacji wpisu do KRS. Spięcie techniki (pompy ciepła, kotłownie osiedlowe na biomasę, kolektory c.w.u., PV na dachach i carportach, magazyny ciepła 5–20 m³ i baterijne 50–200 kWh) z organizacją (autokonsumpcja zbiorowa, wewnętrzne taryfy, rozliczenia wg rzeczywistego poboru, EMS i harmonogramy pracy źródeł) umożliwia obniżenie kosztu jednostkowego gigadżula ciepła o 15–30% w stosunku do indywidualnych kotłowni węglowych. Lokalne „mikrociepłownie" kontenerowe 100–300 kW, zasilane biomasą lub biometanem, mogą zasilać grupy 3–8 budynków wielorodzinnych lub pakiet obiektów publicznych w promieniu 300–500 m, ograniczając straty przesyłowe do 4–7% i stabilizując ceny ciepła w kontraktach 5–10-letnich.

Ważnym uzupełnieniem są działania na ciepłej wodzie użytkowej i w sezonach przejściowych. Zestawy solarne o powierzchni czynnej 8–12 m² na budynek wielorodzinny (lub 1,5–2,0 m² na lokal) potrafią pokryć 40–60% rocznego zapotrzebowania na c.w.u. i obniżyć zużycie energii na podgrzew o 2–4 MWhth rocznie na budynek, co w połączeniu z taryfą wewnętrzną przenosi realne oszczędności na rachunki mieszkańców. W budynkach o mocy węzłowej 80–120 kW instalacja zbiorczego zasobnika 1–2 m³ z dwoma wężownicami (pompa ciepła + solar) pozwala optymalizować pracę źródła i redukować piki mocy, co wprost przekłada się na niższy koszt jednostkowy ciepła.

Z perspektywy finansowej kluczowe jest spięcie środków gminnych i wspólnot mieszkaniowych z programami wsparcia. W segmencie jednorodzinnym realne jest połączenie „Czystego Powietrza" (dotacje do 66–136 tys. zł w wariantach z głęboką termomodernizacją) z mikro-PV, co skraca czas zwrotu pompy ciepła do 5–7 lat. W wielorodzinnym i publicznym paleta obejmuje m.in. FEnIKS, Fundusz Modernizacyjny, mechanizmy KPO i premię termomodernizacyjną, które przy kumulacji potrafią pokryć 40–70% CAPEX; dla węzłów osiedlowych z biomasą lub biometanem dostępne są instrumenty kontraktów EPC/ESCO rozkładające nakłady w czasie. Co istotne, centralizacja zakupów (wspólne przetargi na źródła, armaturę i automatykę) oraz standaryzacja rozwiązań potrafi obniżyć koszt jednostkowy o 8–15% względem zakupów jednostkowych.

Ostatnim elementem jest porządek operacyjny i pomiarowy. Indywidualne opomiarowanie lokali (ciepłomierze ultradźwiękowe, podzielniki, wodomierze radiowe), prognoza zapotrzebowania na podstawie danych z systemów EMS oraz wewnętrzne taryfy czasowe (tańsza energia z PV w godzinach 9:00–16:00, podbicie temperatury buforów w tańszych oknach) pozwalają przenieść korzyści wspólnoty wprost na profil rachunków. W połączeniu z termomodernizacją przegród, wyregulowaniem instalacji wewnętrznych i odzyskiem ciepła z wentylacji (rekuperacja centralna w częściach wspólnych, odzysk ze świetlic i sal gimnastycznych) daje to sumarycznie 30–50% spadku kosztów ogrzewania w budynkach wielorodzinnych i 35–55% w obiektach publicznych po pełnym cyklu modernizacji.

Podsumowując, przy obecnym profilu paliwowym (ponad 50% punktów adresowych na węglu i 27% na drewnie) największy i najszybszy efekt kosztowy i środowiskowy w Gminie Przytyk przyniesie program „ciepło wspólnotowe": węzły osiedlowe oparte na pompach ciepła i/lub biomasie, skoordynowana wymiana źródeł w 400–600 domach, modernizacja portfela budynków publicznych oraz rozliczenia i sterowanie w ramach społeczności energetycznej. Dzięki temu, przy umiarkowanych nakładach współfinansowanych z programów krajowych i unijnych, możliwe jest trwałe obniżenie rachunków za ciepło, istotna poprawa jakości powietrza oraz większa odporność mieszkańców na wahania cen energii. Spięcie techniki z organizacją – z udziałem Spółdzielni Energetycznej Przytycka Społeczność Energetyczna – zapewni, że oszczędności nie będą incydentalne, lecz staną się stałym efektem skali i współpracy.

12 Zbilansowanie kosztów wytwarzania i konsumpcji energii elektrycznej ze źródeł OZE dla prosumentów fizycznych

Zbilansowanie kosztów wytwarzania i konsumpcji energii elektrycznej przez prosumentów indywidualnych w Gminie Przytyk powinno stać się jednym z filarów lokalnej transformacji energetycznej. Punkt wyjścia jest dobrze rozpoznany: całkowita emisja CO_2 na obszarze gminy została oszacowana na 47,2 tys. ton rocznie, z czego 17,5 tys. ton przypada na sferę gospodarstw domowych i przedsiębiorstw, a 1,69 tys. ton na sferę użyteczności publicznej (w tym 228,7 ton na oświetlenie uliczne). To właśnie tu – w zużyciu energii w budynkach i instalacjach komunalnych – leży największy potencjał szybkiej redukcji kosztów i emisji poprzez autokonsumpcję energii z OZE i wspólnotowe bilansowanie produkcji z popytem.

Struktura emisji pokazuje wyraźnie, że gospodarstwa domowe i lokalny biznes potrzebują rozwiązań, które uderzają w główne źródła kosztów. W tej grupie 53% emisji pochodzi z energii elektrycznej (9 542,1 t CO_2/rok), a 47% z energii cieplnej. W samym cieple aż 98% emisji generują węgiel i ekogroszek (8 422,2 t CO_2/rok), podczas gdy olej opałowy i LPG mają znaczenie marginalne. Oznacza to, że jednoczesna elektryfikacja ogrzewania (pompy ciepła) i rozwój fotowoltaiki z autokonsumpcją może obniżać zarówno rachunki za prąd, jak i – po konwersji źródeł – koszty ogrzewania.

W sektorze publicznym gmina pokazała już, jak sprawnie potrafi obniżać koszty energii. Kompleksowa modernizacja oświetlenia ulicznego zredukowała moc zainstalowaną z ok. 196 kW do 76,77 kW i – dzięki nocnej redukcji – do 40,21 kW w godzinach najmniejszego natężenia ruchu. Przełożyło się to na blisko 60% spadku zużycia energii i obniżenie rocznego kosztu energii oświetlenia z 506 tys. zł do 122

tys. zł (oszczędność ok. 384 tys. zł/rok). Jednocześnie emisja CO_2 z oświetlenia spadła do 228,7 ton rocznie. Te twarde wyniki pokazują, że racjonalizacja zużycia i poprawa efektywności realnie porządkują rachunki – dokładnie tego samego oczekują gospodarstwa domowe po wejściu w rolę prosumentów.

Brak systemowej sieci ciepłowniczej w gminie zwiększa znaczenie rozwiązań rozproszonych. W praktyce oznacza to, że energia wytwarzana lokalnie – na dachach domów i budynków wspólnoty, w małych węzłach osiedlowych czy przyszłych instalacjach spółdzielczych – powinna być w możliwie największym stopniu zużywana na miejscu, a jej nadwyżki bilansowane w skali społeczności. To spójne z kierunkami wyznaczonymi w dokumentach planistycznych, gdzie priorytetem jest minimalizacja opłat odbiorców przy zachowaniu bezpieczeństwa dostaw i ograniczeniu oddziaływania na środowisko.

Model prosumencki warto budować równolegle „od dołu" i „od góry". Po stronie mieszkańców kluczowe jest łączenie mikroinstalacji fotowoltaicznych z działaniami popytowymi: sterowaniem pracą urządzeń w godzinach dziennej produkcji, buforowaniem ciepła, a w kolejnych etapach – z domowymi magazynami energii. Po stronie samorządu – rolą jest integracja tych zasobów i wsparcie koordynacyjne: przygotowanie zapisów planistycznych pod infrastrukturę OZE, punkty ładowania i magazyny, uruchomienie doradztwa inwestycyjnego oraz włączenie budynków publicznych w schematy autokonsumpcji zbiorowej (szkoły, świetlice, remizy, urząd). W planie działań gmina przewidziała termomodernizację placówek oświatowych (budżet 4,5 mln zł) wraz z montażem OZE oraz działania miękkie, monitorowane wskaźnikami oszczędności energii i redukcji emisji. Tego rodzaju projekty można następnie spiąć rozliczeniowo z energią wytwarzaną w domach członków społeczności.

Doświadczenia z modernizacji oświetlenia pokazują również, że inwestycje warto projektować „pod profil dobowy". W przypadku prosumenta indywidualnego oznacza to maksymalizację autokonsumpcji energii dziennej, w pierwszej kolejności na cele bytowe oraz przygotowanie ciepłej wody, a – tam, gdzie to uzasadnione – na zasilanie pomp ciepła. Wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe (w gminie funkcjonuje m.in. Wspólnota Mieszkaniowa w Zameczku Kolonia: 4 bloki, 41 mieszkań) mogą dodatkowo łączyć zużycie w częściach wspólnych z produkcją z instalacji dachowych i uśredniać profil wielu lokali, co zwiększa poziom lokalnego zużycia energii i skraca czas zwrotu.

Urealnienie oszczędności wymaga dwutorowego podejścia. Po pierwsze, obniżamy wolumen zużycia przez efektywność (termomodernizacja, sterowanie, LED), aby każdy kilowatogodzinny efekt z PV miał większą wartość w rachunku domowym. Po drugie, zwiększamy udział taniej energii własnej w koszyku odbiorcy dzięki autokonsumpcji i bilansowaniu wewnętrznemu w strukturze społeczności. W dokumentach gminnych wskazano wprost instrumenty i metodykę: stosowanie standardowych wskaźników emisji, celowe ograniczanie niskiej emisji, promocję OZE oraz zastępowanie wysokoemisyjnych źródeł ciepła rozwiązaniami kompaktowymi – to wszystko przekłada się na mniejsze koszty energii finalnej u odbiorców.

Korzyści finansowe dla mieszkańców można dodatkowo powiększyć przez montaż instalacji w formule wspólnotowej i spółdzielczej: wspólne zamówienia (niższe CAPEX), tańszy serwis, wnioskowanie o dofinansowania oraz – co kluczowe – rozliczenia energii wewnątrz grupy. W wariancie z magazynami energii (osiedlowymi lub budynkowymi) dzienne piki produkcji PV można przesuwać na wieczorne godziny szczytowe, ograniczając zakup energii po wyższych stawkach. W praktyce ten sam mechanizm wcześniej zastosowano w oświetleniu ulicznym, gdzie redukcja mocy w porze nocnej drastycznie obniżyła koszt jednostkowy energii – analogiczne sterowanie popytem i produkcją można wdrożyć w budynkach mieszkalnych i publicznych.

Warto podkreślić, że bilansowanie kosztów wytwarzania i zużycia energii to nie tylko rachunek prosumentów. To także namacalne korzyści budżetu gminy i jakości środowiska. W sferze użyteczności publicznej największa część emisji (49%) pochodzi z energii cieplnej budynków – dlatego każdy procent autokonsumpcji prądu z PV zużytego na potrzeby pomp ciepła lub systemów przygotowania

c.w.u. zmniejsza zarówno koszt energii elektrycznej, jak i koszt ciepła (po konwersji źródeł). Strategiczne zadania gminy – termomodernizacje, OZE, wymiana źródeł światła – mają zdefiniowane wskaźniki oszczędności energii i redukcji emisji, co ułatwia planowanie finansowania i kontraktowanie dodatkowych efektów (np. białe certyfikaty).

Podsumowując, prosumenckie bilansowanie kosztów w Gminie Przytyk ma solidne, lokalne uzasadnienie: znaną strukturę emisji, udane modernizacje po stronie gminy, brak ciepłowni sieciowej i potrzebę niezależności kosztowej gospodarstw. Dalsze kroki to konsekwentne łączenie mikroinstalacji mieszkańców z inwestycjami w budynkach publicznych, wykorzystanie mechanizmów wspólnotowych do bilansowania energii oraz równoległe działania efektywnościowe. Tak zbudowany model – oparty na autokonsumpcji, magazynowaniu i rozliczeniach wewnętrznych – pozwoli utrzymywać rachunki pod kontrolą, ograniczać emisje i zwiększać odporność energetyczną całej gminy.

13 Zbilansowanie kosztów wytwarzania i konsumpcji energii elektrycznej ze źródeł OZE dla jednostek publicznych

Zbilansowanie kosztów wytwarzania i konsumpcji energii elektrycznej przez jednostki sektora publicznego w Gminie Przytyk jest jednym z najbardziej wymiernych sposobów na trwałe obniżenie wydatków bieżących gminy i równoczesne zwiększenie odporności energetycznej usług publicznych. Punkt wyjścia jest korzystny: portfel obiektów (szkoły, świetlice, remizy OSP, urząd, GOPS, obiekty sportowe) pracuje głównie w godzinach 7:00–17:00, czyli wtedy, gdy fotowoltaika produkuje najwięcej. Oznacza to, że przy dobrze dobranych mocach instalacji PV i elementarnym zarządzaniu popytem możliwe jest osiągnięcie bardzo wysokiej autokonsumpcji, skrócenie czasu zwrotu i ograniczenie zależności od cen energii na rynku hurtowym. Dodatkowo gmina ma już twarde dowody na skuteczność działań efektywnościowych: po modernizacji 1 127 punktów oświetlenia ulicznego łączna moc spadła z ok. 196 kW do 76,77 kW, a w godzinach nocnej redukcji do 40,21 kW; roczny koszt energii zmalał z ok. 506 tys. zł do 122 tys. zł (oszczędność ok. 384 tys. zł/rok), a emisja CO_2 spadła do 228,7 t/rok. Te wyniki pokazują skalę możliwych korzyści także w budynkach użyteczności publicznej, jeżeli produkcję z PV połączymy z bieżącą konsumpcją i prostą automatyką zużycia.

Skala energetyczna sektora publicznego uzasadnia inwestycje w źródła własne. Emisje CO_2 związane z obiektami gminnymi i usługami komunalnymi wynoszą łącznie ok. 1 685 t/rok, z czego 49 proc. przypada na ciepło (ok. 831 t/rok), 23 proc. na energię elektryczną w budynkach (ok. 382 t/rok), a 14 proc. na transport gminny. Każdy procent autokonsumpcji prądu z PV zużytego na potrzeby przygotowania c.w.u. i pracy pomp ciepła przekłada się więc podwójnie: obniża koszt energii elektrycznej i – po konwersji źródeł – koszt ciepła. W skali całej gminy oznacza to możliwość redukcji setek megawatogodzin energii finalnej rocznie oraz wymierne obniżenie emisji, co jest bezpośrednio raportowalne w lokalnych wskaźnikach klimatycznych.

Aby tę przewagę zamienić w trwały efekt kosztowy, rekomenduje się trzystopniowy model bilansowania energii. Po pierwsze, „PV-on-site” w każdej placówce o profilu dziennym (szkoły, urząd, GOPS, biblioteka, świetlice, remizy) w przedziale 10–50 kWp na obiekt, dobranym pod profil zużycia i rezerwę mocy przyłączeniowej. Nawet łączna moc rzędu 250–400 kWp na portfelu kilkunastu–kilkudziesięciu obiektów publicznych może wytwarzać 240–380 MWh rocznie i pokrywać znaczącą część ich zapotrzebowania w godzinach pracy, ograniczając zakupy energii w strefach dziennych. Po drugie, proste magazynowanie i przesuwanie popytu: zasobniki ciepła 0,5–2,0 m^3 przy węzłach c.w.u., buforowanie pracy pomp ciepła oraz sterowanie wentylacją i klimatyzacją tak, by maksymalnie wykorzystać produkcję słoneczną między 9:00 a 15:00. Po trzecie, rozliczenia wewnętrzne w formule autokonsumpcji zbiorowej i bilansowania międzyobiektowego, które pozwalają „przenieść” nadwyżki z obiektów weekendowych (szkoły) do obiektów całotygodniowych (urząd, GOPS, część świetlic), bez konieczności fizycznej budowy nowych linii.

Wdrożenie tego modelu ułatwiają już zatwierdzone i realizowane projekty modernizacyjne. Gmina ma przygotowany pakiet termomodernizacji placówek oświatowych z budżetem 4,5 mln zł, obejmujący docieplenia, wymianę stolarki i modernizację źródeł ciepła, co tworzy idealny moment na integrację PV, pomp ciepła i sterowania (EMS). Warto dodawać do tego moduły bilansowania: falowniki z komunikacją, liczniki dwukierunkowe na kluczowych obwodach, proste reguły sterowania (grzanie c.w.u./bufora przy wysokiej produkcji PV, ograniczenia mocy w godzinach szczytowych). W obiektach o sezonowo zmiennym obciążeniu – jak sale gimnastyczne – magazyn ciepła pozwala podnieść autokonsumpcję o 10–20 punktów procentowych bez inwestycji w drogie magazyny bateryjne.

Krytycznym elementem jest spięcie techniki z organizacją. Naturalnym integratorem będzie społeczność energetyczna funkcjonująca w formule spółdzielni – Spółdzielnia Energetyczna „Przytycka Społeczność Energetyczna", która finalizuje formalności rejestrowe w KRS. Jej udział pozwoli: standaryzować urządzenia (niższy CAPEX i tańszy serwis dzięki zakupom wspólnym), prowadzić wspólną politykę mocy przyłączeniowych (koordynacja zgłoszeń/wniosków), wdrożyć rozliczenia wewnętrzne i bilansowanie nadwyżek między obiektami oraz kontraktować finansowanie (FEnIKS, Fundusz Modernizacyjny, KPO) w jednym koszyku projektowym. W praktyce to samo podejście, które przyniosło spektakularne oszczędności w oświetleniu ulicznym – redukcja mocy i inteligentna praca w czasie – zostaje rozszerzone na budynki: energia z PV ma „znaleźć odbiorcę" tu i teraz, a nie trafiać w całości do sieci.

Z operacyjnego punktu widzenia bilansowanie kosztów wymaga dobrego pomiaru. Każdy obiekt powinien mieć pomierzone minimum: wejście główne energii elektrycznej, obwody techniki grzewczej i przygotowania c.w.u., wentylację/klimatyzację oraz oświetlenie. Dane z liczników (15-minutowe profile) zasilają platformę EMS, która układa harmonogramy pracy źródeł i odbiorów, pilnując, by jak największa część produkcji słonecznej została zużyta lokalnie. Daje to również transparentność kosztów: dyrektor szkoły, komendant OSP czy kierownik świetlicy widzą w czasie zbliżonym do rzeczywistego, ile energii pobierają i ile „dostarczają" z własnej PV do bilansu wspólnoty.

Na końcu łańcucha znajdują się faktury. Integracja OZE w obiektach publicznych i rozliczenia wewnętrzne w ramach spółdzielni pozwalają ustalić wewnętrzne taryfy na energię własną (niższe niż taryfy zewnętrzne), co automatycznie przekłada się na budżety jednostek. Dzięki temu realnie zmniejszamy wydatki bieżące, a nie tylko „produkujemy zieloną energię". W połączeniu z modernizacją źródeł ciepła (przejście na układy niskotemperaturowe z pompami ciepła tam, gdzie to technicznie możliwe) oraz dalszą wymianą oświetlenia wewnętrznego na LED w budynkach komunalnych, możliwe jest utrzymanie stałego trendu spadku kosztów energii i emisji CO_2, co gmina już wykazała na przykładzie systemu oświetlenia ulicznego.

Podsumowując, sektor publiczny w Gminie Przytyk dysponuje wszystkim, czego potrzeba do skutecznego bilansowania kosztów energii: dziennym profilem zużycia dopasowanym do PV, doświadczeniem w dużych modernizacjach efektywnościowych, przygotowanymi inwestycjami termomodernizacyjnymi oraz zapleczem organizacyjnym w postaci tworzonej spółdzielni energetycznej. Skonfigurowany w ten sposób model – PV na miejscu, buforowanie ciepła, proste zasady sterowania i rozliczenia wewnętrzne – stanowi najkrótszą drogę do trwałego obniżenia rachunków jednostek budżetowych, przy jednoczesnym ograniczeniu emisji i zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego kluczowej infrastruktury usług publicznych.

14 Zbilansowanie kosztów wytwarzania ciepła przy zastosowaniu urządzeń OZE dla osób fizycznych

Zbilansowanie kosztów wytwarzania ciepła w gospodarstwach domowych Gminy Przytyk z wykorzystaniem urządzeń opartych na OZE to jeden z najszybszych sposobów, by równocześnie obniżyć rachunki i ograniczyć tzw. niską emisję. Gmina ma profil rozproszony i zdecydowanie wiejski: 26 sołectw, 39 miejscowości oraz 13 430 ha powierzchni, z czego aż 70,42% stanowią użytki rolne, a

21,67% lasy i grunty leśne. Ten układ osadniczy sprawia, że duża część domów nadal opiera ogrzewanie na paliwach stałych, co podnosi koszty i obniża jakość powietrza w sezonie grzewczym. Brak gazyfikacji potwierdza „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną oraz paliwa gazowe": na terenie gminy nie ma sieci PSG, a ogrzewanie gazem płynnym (propan–butan) pozostaje kosztowne i rzadko wybierane do celów centralnego ogrzewania. To wprost kieruje transformację w stronę pomp ciepła, biomasy i instalacji solarnych, szczególnie że warunki klimatyczne Niziny Środkowomazowieckiej sprzyjają technologiom słonecznym.

Priorytetem powinny być pompy ciepła, bo przy dobrze dobranym systemie 75% energii cieplnej pochodzi z otoczenia (powietrza, gruntu lub wody), a tylko ok. 25% trzeba dostarczyć w postaci energii elektrycznej. W praktyce przekłada się to na sezonowe współczynniki efektywności rzędu 3–4 i realny spadek kosztów jednostkowych ciepła po integracji z fotowoltaiką. W takich układach energia z PV z godzin 9:00–15:00 pracuje na potrzeby CWU i ładowania buforów, co ogranicza zakupy z sieci w drogich godzinach popołudniowych.

Drugi filar to biomasa – szczególnie pellet i drewno o kontrolowanej wilgotności – a w zabudowie zwartej również małe kotłownie osiedlowe. Z punktu widzenia techniczno-ekonomicznego nowoczesne jednostki biomasowe klasy 5 osiągają sprawności ponad 85–90% i pozwalają odejść od przestarzałych pieców węglowych, wskazywanych w dokumentach gminnych jako niskoefektywne i emisyjne. W „Projekcie założeń…" rekomenduje się wyraźnie wsparcie OZE bazujących na lokalnych paliwach (drewno, słoma, energia słoneczna i wiatr) oraz instrumenty zachęcające mieszkańców i zarządców budynków do wymiany źródeł ciepła. Z punktu widzenia domowego budżetu, dobrze dobrany kocioł na pellet z automatyką i magazynem paliwa, a w domach po termomodernizacji – pompa ciepła powietrze–woda z PV – to rozwiązania o najkrótszym czasie zwrotu i najmniejszej wrażliwości na skoki cen paliw.

Skala korzyści środowiskowych jest w Przytyku wyjątkowo istotna, bo łącznie 37% emisji CO_2 w gminie pochodzi z gospodarstw domowych i przedsiębiorców, a 59% z transportu. Oznacza to, że sama wymiana indywidualnych źródeł ciepła, docieplenia i sterowanie popytem mogą w perspektywie kilku lat obniżyć lokalne emisje o kilkanaście–kilkadziesiąt procent. PGN dla gminy wskazuje przy tym konkretne wskaźniki monitoringu: liczba wymienionych źródeł ciepła, liczba pomp ciepła i kolektorów słonecznych, oszczędność energii cieplnej (GJ/rok) i elektrycznej (MWh/rok) oraz redukcja emisji CO_2 – a dla zadań modernizacyjnych przewidywano redukcje rzędu 30–35% przy pełnej realizacji zakresu. Przeniesienie tych miar na poziom domów jednorodzinnych upraszcza ocenę efektów: jeśli typowe gospodarstwo po termomodernizacji ogranicza zapotrzebowanie o 25–35%, a następnie zastępuje kocioł węglowy pompą ciepła zasilaną częściowo z PV, to łączna redukcja rachunków i emisji może przekraczać 40%.

Aby zminimalizować bariery wejścia, warto łączyć zakupy w formule grupowej i korzystać z dofinansowań. W praktyce mieszkańcy powinni zestawiać trzy strumienie wsparcia: dotacje inwestycyjne (np. programy NFOŚiGW/WFOŚiGW), ulgi podatkowe (ulga termomodernizacyjna) oraz mechanizmy prosumenckie (autokonsumpcja energii z PV i ewentualne rozliczanie nadwyżek). Dokumenty gminne podkreślają, że jednostki samorządu, mieszkańcy i firmy powinni aktywnie śledzić nabory, a sama gmina – prowadzić edukację i pomaganie w kompletowaniu wniosków. Dla domów z ograniczonym budżetem realnym krokiem jest etapowanie: najpierw docieplenie przegród i wymiana stolarki, potem instalacja PV (np. 5–10 kWp), a następnie pompa ciepła z buforem 200–500 litrów; już taka sekwencja zazwyczaj skraca prosty czas zwrotu do 6–9 lat, a w domach o większym zużyciu – szybciej.

Warto też pamiętać, że w Przytyku to gmina wyznacza kierunek i tempo zmian: plan zakładał m.in. termomodernizacje i wymianę źródeł ciepła w budynkach publicznych, a jako mierniki – liczbę pomp ciepła, kolektorów i instalacji PV. Te same narzędzia przeniesione na sektor mieszkaniowy działają jeszcze skuteczniej, bo profil zużycia w domach jednorodzinnych można dopasować do produkcji PV (grzanie CWU w południe, ładowanie bufora, inteligentne sterowanie). Wsparcie organizacyjne JST –

audyty, wzory umów, listy sprawdzonych wykonawców – obniża koszty transakcyjne po stronie mieszkańców i przyspiesza wymianę źródeł.

Podsumowując, punkt wyjścia w Gminie Przytyk jest jednoznaczny: rozproszona zabudowa i wysoki udział emisji z sektora komunalno-bytowego sprawiają, że inwestycje w pompy ciepła, nowoczesną biomasę i instalacje solarne – wsparte fotowoltaiką i termomodernizacją – to najkrótsza droga do tańszego ciepła i czystszego powietrza. Z punktu widzenia przeciętnego gospodarstwa domowego optymalna ścieżka to redukcja potrzeb (docieplenie 25–35%), następnie „odwęglenie" źródła (pompa ciepła/biomasa) oraz własna generacja prądu (PV) z prostym magazynowaniem ciepła. W skali gminy taki miks może zrealizować cele PGN dotyczące redukcji emisji, a jednocześnie zmniejszyć wrażliwość mieszkańców na wahania cen energii – co jest szczególnie istotne w obszarze, gdzie 70% powierzchni zajmuje rolnictwo i każdy sezon grzewczy uderza w domowe budżety.

15 Zbilansowanie kosztów wytwarzania ciepła przy zastosowaniu urządzeń OZE dla jednostek publicznych

Zbilansowanie kosztów wytwarzania ciepła w jednostkach sektora publicznego Gminy Przytyk jest jednym z najefektywniejszych działań poprawiających stabilność budżetu i jakość powietrza, a jednocześnie wpisuje się w cele lokalnych dokumentów strategicznych. Skala i rytm pracy tych obiektów są dobrze rozpoznane: w gminie funkcjonują szkoły podstawowe, przedszkole, sieć świetlic wiejskich, remizy OSP oraz Urząd Gminy. Budynki publiczne charakteryzują się przewidywalnym profilem cieplnym z wyraźną sezonowością i dziennym szczytem zapotrzebowania, dlatego stanowią naturalnych kandydatów do konwersji na niskoemisyjne źródła ciepła i wdrożenia systemów zarządzania energią. Kierunek ten znajduje umocowanie w „Projekcie założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe", który wskazuje modernizację indywidualnych kotłowni oraz zmianę czynnika grzewczego z węglowego na elektryczne, olejowe, a w dalszej perspektywie gazowe, zwłaszcza w obiektach użyteczności publicznej. Dokument podkreśla także przewagę nowoczesnych urządzeń nad przestarzałymi kotłami pod kątem sprawności i zużycia energii pierwotnej, co przekłada się na realne oszczędności kosztowe i spadek emisji. Wskazywane oszczędności energii pierwotnej przy zastąpieniu starych źródeł nowoczesnymi kotłami gazowymi, olejowymi lub biomasowymi sięgają 39–43 procent, a małe kotłownie węglowe określono jako nieopłacalne energetycznie i uciążliwe środowiskowo.

Doświadczenia gminy z modernizacji oświetlenia ulicznego pokazują, że dobrze przygotowane projekty energetyczne przynoszą wymierne, policzalne efekty. W 2013 roku wymieniono tradycyjne oprawy na 1 045 lamp LED przy łącznej liczbie 1 127 punktów świetlnych, co obniżyło moc zainstalowaną z 196 kW do 76,77 kW, a w godzinach nocnych do 40,21 kW. Zużycie energii spadło o około 60 procent, a roczne koszty energii elektrycznej obniżono z 506 tys. zł do 122 tys. zł, co daje oszczędność rzędu 384 tys. zł rocznie i redukcję emisji CO_2 o około 550 ton. Ten precedens potwierdza, że integracja technologii efektywnych energetycznie i źródeł OZE w infrastrukturze publicznej jest ekonomicznie uzasadniona oraz organizacyjnie wykonalna.

W warstwie technologicznej priorytetem jest zastępowanie wysokoemisyjnych źródeł nowoczesnymi pompami ciepła, kotłami na biomasę wysokiej klasy lub układami hybrydowymi wspieranymi lokalną fotowoltaiką. Z technicznego punktu widzenia kluczowe budynki gminne dysponują parametrami pozwalającymi na montaż urządzeń o mocy jednostkowej od kilkunastu do kilkudziesięciu kilowatów oraz na sprzężenie z mikroinstalacjami PV. W praktyce pompa ciepła o sezonowym COP rzędu 3,0–3,5 generuje trzykrotność energii cieplnej względem zużytej energii elektrycznej, a w połączeniu z dziennym profilem pracy szkół i urzędu daje wysoki poziom autokonsumpcji. Kierunkowość ta jest zbieżna z lokalnymi dokumentami, które akcentują potrzebę poprawy efektywności, rozwój kogeneracji oraz instalowanie OZE w modernizowanych energetycznie budynkach użyteczności publicznej i mieszkalnych.

Wdrożenie niskoemisyjnych źródeł ciepła powinno iść równolegle z pakietem prac termomodernizacyjnych. „Plan Gospodarki Niskoemisyjnej” zalicza do nich docieplenia przegród, wymianę stolarki, modernizację instalacji grzewczej oraz wentylacji i oświetlenia. Kompletny projekt w typowym obiekcie oświatowym lub administracyjnym może ograniczyć zapotrzebowanie na ciepło o 30–50 procent, a przy głębokiej termomodernizacji nawet więcej, co od razu zmniejsza wymaganą moc źródeł i koszty mocy przyłączeniowych. PGN wskazuje również, że inwestycje tego typu są kwalifikowane do wsparcia w ramach programów krajowych i regionalnych, co pozwala obniżyć nakłady własne gminy oraz skrócić prosty czas zwrotu do kilku lat.

Argumentem za pilną modernizacją źródeł ciepła jest także profil emisji w gminie. W analizach stanu środowiska za jedno z największych źródeł zanieczyszczeń uznano tak zwaną „niską emisję” z indywidualnych palenisk, kotłowni lokalnych i obiektów publicznych, które pracują w zabudowie o ograniczonym przewietrzaniu. Zmiana paliwa i technologii w ciepłownictwie lokalnym jest zatem najkrótszą drogą do odczuwalnej poprawy jakości powietrza w sezonie grzewczym, w tym redukcji pyłów i tlenków siarki oraz azotu.

Planowanie powinno uwzględnić również uwarunkowania demograficzne i organizacyjne. Na koniec 2023 roku w gminie mieszkało 7 030 osób, a gęstość zaludnienia wynosiła 52,3 osoby na kilometr kwadratowy, co odpowiada strukturze rozproszonej, ale spójnej sieci usług publicznych. W 2024 roku liczba mieszkańców wyniosła 7 058, a gmina obejmuje 134 kilometry kwadratowe oraz 25 sołectw. Skala ta sprzyja etapowaniu inwestycji i budowie portfela projektów o podobnej specyfice technicznej, co pozwala uzyskać efekt skali przy wspólnych zakupach i serwisie.

Na poziomie operacyjnym rekomendowane jest grupowanie obiektów według profilu cieplnego i możliwości wpięcia w lokalne węzły. Szkoły i urząd gminy, pracujące w trybie dziennym, mogą priorytetowo korzystać z układów pompa ciepła plus fotowoltaika, co maksymalizuje autokonsumpcję. Świetlice wiejskie i remizy OSP mogą być łączone w małe klastry odbiorcze z centralną kotłownią na biomasę o mocy 100–200 kW. W miejscach o większym zagęszczeniu zabudowy warto przewidzieć buforowe zasobniki ciepła, co ułatwi pracę źródeł w godzinach pozaszczytowych i w okresach przejściowych. PGN oraz „Projekt założeń” wskazują wprost na racjonalizację zużycia, modernizację systemów i preferencję dla wysokosprawnych technologii, a także możliwość współpracy międzygminnej i wykorzystania lokalnych zasobów paliw i energii, w tym biopaliw stałych.

Warto wreszcie wykorzystać doświadczenie organizacyjne z modernizacji oświetlenia, które objęło cały system, przyniosło ponad 60 procent oszczędności energii i trwałe obniżenie mocy zainstalowanej. Ten sam model projektu parasolowego można przenieść na ciepłownictwo w budynkach publicznych: wspólny audyt, jednolite standardy techniczne, jedna dokumentacja, wspólne zamówienie na źródła ciepła i automatykę, a następnie centralne monitorowanie efektów. W świetle wcześniejszych rezultatów w oświetleniu, analogiczny pakiet termomodernizacja plus OZE w obiektach gminnych powinien wygenerować oszczędności finansowe liczone w setkach tysięcy złotych rocznie oraz zauważalną redukcję emisji.

Podsumowując, bilansowanie kosztów wytwarzania ciepła w jednostkach publicznych Gminy Przytyk poprzez zastąpienie przestarzałych kotłów pompami ciepła i źródłami biomasowymi, wsparte kompleksową termomodernizacją i inteligentnym zarządzaniem, jest kierunkiem o wysokiej stopie zwrotu oraz silnym efekcie środowiskowym. Kierunek ten ma jednoznaczne umocowanie w lokalnych dokumentach, korzysta z dostępnych mechanizmów finansowania i może być realizowany etapowo w skali całej gminy, tak jak wcześniej zrobiono to z oświetleniem ulicznym. Efektem będzie niższy koszt ogrzewania budynków publicznych, większa odporność na wahania cen paliw i widoczna poprawa jakości życia mieszkańców.

16 Zbudowanie lub rozwój kompetencji własnych na rzecz koordynacji działań w zakresie gospodarki energetycznej, cieplnej i gazu w ramach gminy

Skuteczna realizacja lokalnej polityki energetyczno-klimatycznej w Gminie Przytyk wymaga zbudowania wewnętrznych kompetencji urzędu do planowania, wdrażania i stałego monitorowania działań w obszarze energii elektrycznej, ciepła i w horyzoncie rozwoju także gazu. Skala wyzwań jest wymierna. Gmina liczy 7 030 mieszkańców (2023) na obszarze 134 km², obejmuje 25 sołectw i 38 miejscowości, a gęstość zaludnienia wynosi 52–53 osoby/km². Te parametry przekładają się na rozproszony model zużycia energii i konieczność bardzo dobrej koordynacji inwestycji, doradztwa i finansowania na poziomie lokalnym. Jednocześnie zaledwie 0,0–0,3% mieszkańców było objętych siecią gazową w latach 2019–2024, co potwierdza dominację indywidualnych, emisyjnych źródeł ciepła i wskazuje kierunek elektryfikacji ogrzewania oraz biomasy/biogazu jako paliw przejściowych. Dochody budżetowe gminy na 1 mieszkańca wahały się w ostatnich latach od 5 105 zł (2019) do 8 021 zł (2023), a wydatki od 4 658 zł do 9 058 zł, co podkreśla potrzebę racjonalizacji kosztów mediów w sektorze publicznym i maksymalnego wykorzystania dotacji zewnętrznych.

Punktem wyjścia jest ustrukturyzowanie zarządzania energią w oparciu o istniejące dokumenty strategiczne. Plan Gospodarki Niskoemisyjnej (PGN) wyznacza cele redukcji emisji i wzrostu udziału OZE, porządkując zadania inwestycyjne i nieinwestycyjne oraz wskazując konieczność długoterminowego podejścia do transformacji. W PGN przypomniano unijne kamienie milowe – redukcję emisji gazów cieplarnianych o 40% do 2030 r., 60% do 2040 r. i 80% do 2050 r. – oraz zaplanowano działania w sferze użyteczności publicznej i u mieszkańców, od termomodernizacji po zmianę źródeł ciepła. Dokument zawiera też harmonogram wdrażania i monitoring, w tym zadania edukacyjne i promocyjne, co powinno być włączone w stałe procedury urzędu.

Równolegle „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe" potwierdza krytyczne uwarunkowania techniczne: brak sieci ciepłowniczej oraz rozproszoną zabudowę jednorodzinną, która uzasadnia stawianie na lokalne źródła ciepła (pompy ciepła, biomasa, LPG w zbiornikach), OZE elektryczne (PV) i stopniową termomodernizację. Dokument rozpoznaje też, że obecny i planowany stan elektroenergetyki zapewnia bezpieczeństwo dostaw – co ułatwia przyłączanie nowych źródeł rozproszonych – oraz rekomenduje szerokie działania prosumenckie i efektywnościowe. To właśnie te wnioski powinny zostać przełożone na zadania organizacyjne i kompetencyjne w urzędzie.

Na tym tle fundamentem jest powołanie w strukturze Urzędu Gminy dedykowanej komórki (lub pełnomocnika z małym zespołem) ds. energii i klimatu. Jej zakres prac powinien obejmować: bieżącą aktualizację gminnego bilansu energii (zużycie prądu, ciepła i wody, koszty mediów, emisja CO_2), portfel projektów OZE/efektywności, obsługę dotacji (NFOŚiGW, FEnIKS, KPO, Fundusz Modernizacyjny), a także opiekę nad projektami wspólnotowymi – w tym nad społecznością energetyczną, w której gmina może być członkiem-założycielem i kotwicą wiarygodności finansowej. Zespół powinien także prowadzić jednolite standardy audytów i weryfikacji efektów (energia/oszczędności/CO_2) w szkołach, świetlicach, remizach i obiektach administracji, tak aby decyzje inwestycyjne opierać na danych mierzalnych, a nie deklaratywnych. To spójne z logiką PGN, który przewiduje monitoring i wskaźniki redukcji (np. zadania promocyjne oszacowano w PGN jako dające 1% spadku emisji, tj. ~130 Mg CO_2, przy założonym poziomie bazowym).

Drugim filarem jest profesjonalizacja doradztwa dla mieszkańców, rolników i MŚP. Gmina – działając jako „lokalne centrum energetyczne" – powinna świadczyć stały punkt konsultacyjny: dobór technologii (pompy ciepła, PV, magazyny energii, kotły na biomasę klasy 5), przeglądy uproszczonych audytów, pomoc w wypełnianiu wniosków, wsparcie w rozliczaniu dotacji i certyfikacji efektów. Takie usługi minimalizują bariery wdrożeniowe w środowisku o relatywnie niższych dochodach na mieszkańca i ograniczonej dostępności sieci gazowej. W Strategii Rozwoju 2025–2034 podkreślono, że rola gminy

to nie tylko inwestor, ale też integrator i animator rozwoju – z naciskiem na poprawę jakości środowiska oraz jakości życia mieszkańców w sposób zrównoważony.

Trzecim obszarem jest edukacja i komunikacja. PGN zaleca działania informacyjne, szkolenia pracowników oraz promocję urządzeń efektywnych energetycznie – to powinno przybrać formę cyklicznych kampanii (np. dwa nabory rocznie, wiosna/jesień), szkoleń dla zarządców obiektów publicznych, a także publikacji „mapy inwestycji" gminy. Dokumenty gminne wprost przewidują prezentację planów przed Radą Gminy i promocję na terenie gminy, co warto rozszerzyć o dashboard on-line ze wskaźnikami: MWh wyprodukowanej energii, MWh zaoszczędzonej, Mg CO_2 zredukowanej, liczby przyłączonych prosumentów, wartości pozyskanych dotacji, udziału OZE w zużyciu.

Czwartym elementem jest przygotowanie organizacyjne do uczestnictwa w społeczności energetycznej. Choć dotąd w gminie nie zbudowano sieci ciepłowniczej, a gazyfikacja jest nieobecna, to właśnie model wspólnotowy (np. spółdzielnia energetyczna) pozwala spinać lokalne źródła PV i magazyny energii na obiektach publicznych z profilami zużycia szkół, świetlic i urzędu. Z perspektywy technicznej „Projekt założeń…" potwierdza gotowość sieci elektroenergetycznej do przyłączania nowych mocy, a rozproszenie zabudowy uzasadnia mikrosieci i bilansowanie wewnętrzne w skali sołectw. Zespół energetyczny powinien wypracować „kolejkę przyłączeń" i standardy projektowe (np. przedziały mocy 10–50 kWp na dachach publicznych, magazyny 10–50 kWh, wymogi EMS i opomiarowania), a także model rozliczeń między jednostkami (zlecenia wewnętrzne lub umowy członkowskie w spółdzielni).

Piątym filarem jest zarządzanie przestrzenią i danymi. Strategia Rozwoju zakłada długą perspektywę (2043) i konieczność spójności z planowaniem przestrzennym. Zespół energetyczny powinien współpracować z planistami w zakresie aktualizacji zapisów planistycznych i wyznaczania lokalizacji priorytetowych dla OZE, w tym na dachach i terenach zdegradowanych, oraz węzłów niskonapięciowych, gdzie profil obciążeń jest korzystny dla autokonsumpcji (szkoły, GOPS, urząd). Jednocześnie warto skorelować prognozy demograficzne (spadek ludności w ostatnich latach o ok. 88 osób 2020–2023, 7 030 mieszkańców w 2023 r.) z planem inwestycji tak, aby unikać przewymiarowania infrastruktury tam, gdzie popyt będzie maleć, i wzmacniać miejsca o rosnącej aktywności.

Szósty obszar to finansowanie i kontroling. W świetle danych budżetowych i celów PGN konieczne jest łączenie środków: FEnIKS, KPO, Fundusz Modernizacyjny, programy NFOŚiGW (np. „Ciepłe Mieszkanie", „Czyste Powietrze", „Energia dla Wsi"), a także RPO WM. Zespół powinien prowadzić matrycę źródeł finansowania i kalendarz naborów, przypisując je do pakietów projektów (termomodernizacje, PV + magazyny, pompy ciepła, modernizacja oświetlenia, biogaz/biomasa). W PGN przewidziano monitoring efektów i raportowanie – te procesy należy sparametryzować (KPI: zł/MWh oszczędności, czas zwrotu, Mg CO_2/rok).

Wreszcie, siódmy filar to partnerstwa i uczenie się. Rekomendowane jest dołączenie do projektów ponadlokalnych (LIFE, Interreg, Horizon Europe) oraz współpraca z sąsiednimi gminami w tematach biogazu/biomasy i bilansowania lokalnego. W dokumentach gminnych mocno akcentuje się współdziałanie i edukację, co w praktyce oznacza m.in. wspólne postępowania zakupowe (ESCo/PPP) i pilotaże technologii w budynkach o reprezentatywnych profilach zużycia.

Podsumowując, budowa kompetencji własnych Gminy Przytyk to inwestycja o wysokiej stopie zwrotu: spina wymagania formalne PGN i projektów zaopatrzenia w energię z realiami demograficzno-finansowymi i technicznymi gminy. Powołanie zespołu ds. energii, standardy danych i monitoringu, aktywne doradztwo, zarządzanie portfelem OZE i integracja z planowaniem przestrzennym pozwolą zamienić rozproszenie zabudowy i brak gazyfikacji w atut – w postaci nowoczesnej, rozproszonej, niskoemisyjnej gospodarki energetycznej opartej na lokalnych zasobach i współpracy społecznej.

17 Dostosowanie struktury sieci energetycznej, ciepłowniczej lub gazowej do potrzeb społeczności gminnej

Dostosowanie sieci elektroenergetycznej, ciepłowniczej i gazowej do realnych oraz prognozowanych potrzeb mieszkańców Gminy Przytyk to warunek powodzenia lokalnej transformacji energetycznej i – wprost – zdolności do działania w modelu społeczności energetycznych. Gmina liczy 7 030 mieszkańców (2023) przy powierzchni 134 km² i 25 sołectwach, co oznacza rozległy, rozproszony układ zasilania i zróżnicowane profile zużycia energii w 38 miejscowościach. W 2024 r. populacja wzrosła do 7 058 osób, a gęstość zaludnienia utrzymuje się wokół 52–53 os./km² – te parametry wyznaczają ramy planowania przepustowości i niezawodności infrastruktury na kolejne lata.

Trzon systemu elektroenergetycznego tworzą linie średniego napięcia 15 kV o łącznej długości 99,2 km, które zasilają rozproszoną sieć stacji transformatorowych SN/nn i wyprowadzenia nn do odbiorców końcowych. Brak wewnętrznego ciepłownictwa systemowego i ograniczona dostępność sieci gazowej powodują, że energia elektryczna ma strategiczne znaczenie dla dekarbonizacji ogrzewania i usług komunalnych. W praktyce to właśnie elastyczność i jakość pracy sieci elektroenergetycznej zdecydują o skali integracji PV, pomp ciepła i magazynów energii. Już dziś, przy szybko rosnącej liczbie mikroinstalacji, pojawiają się lokalne ograniczenia odbioru nadwyżek w godzinach szczytowej generacji, co wymusza inwestycje w modernizację wybranych stacji SN/nn, dobudowy odcinków kablowych i wdrażanie automatyki sieciowej (np. regulacja napięcia po stronie nn, sterowanie obciążeniem transformatorów). W dokumentach strategicznych wskazano również potrzebę wzmocnienia powiązań z siecią wyższego rzędu – m.in. poprzez plan budowy linii 110 kV Jedlińsk–Wrzeszczów–Drzewica – co zwiększy bezpieczeństwo zasilania i okno przyłączeniowe dla źródeł OZE powyżej skali prosumenckiej.

Mocnym przykładem skutecznej modernizacji jest oświetlenie publiczne. Gmina zmodernizowała 1 127 punktów świetlnych (1 045 LED i 103 sodowe), redukując moc zainstalowaną z 196 kW do 76,77 kW i – dzięki nocnemu obniżeniu mocy do 40,21 kW – ograniczając zużycie energii o ok. 60 %. Przełożyło się to na spadek rocznego kosztu energii z 506 tys. zł do 122 tys. zł (oszczędność rzędu 384 tys. zł/rok) oraz redukcję emisji o ok. 550 t CO_2 rocznie; aktualnie emisja związana z oświetleniem ulicznym szacowana jest na 228,7 t CO_2/rok. Ten projekt pokazuje, że precyzyjnie zaprojektowane interwencje sieciowe potrafią istotnie obniżyć zarówno rachunki, jak i obciążenie środowiska – i stanowią wzorzec dla kolejnych modernizacji po stronie nn/SN.

W warstwie ciepłowniczej punkt wyjścia jest trudniejszy: brak przedsiębiorstw ciepłowniczych i systemów sieciowych oznacza, że ogrzewanie w sektorze mieszkaniowym, publicznym i gospodarczym opiera się głównie na indywidualnych kotłowniach (węgiel, ekogroszek, olej opałowy, trociny). To podnosi koszty eksploatacyjne i emisyjność oraz ogranicza możliwość sterowania popytem. Kierunek działań jest jednoznaczny: termomodernizacje i elektryfikacja ogrzewania (pompy ciepła) tam, gdzie sieć elektroenergetyczna to udźwignie, a w punktach zwartej zabudowy – budowa niskotemperaturowych, lokalnych systemów ciepłowniczych zasilanych OZE (biomasa, biogaz, pompy ciepła) i uzupełnianych magazynami ciepła. Dla niewielkich węzłów (szkoła–świetlica–urząd–OSP) realne są mikrosieci cieplne, tak by ciepło wytworzone w jednej kotłowni zasilało kilka sąsiednich budynków. Równolegle należy porządkować źródła indywidualne – priorytetowo w obiektach wrażliwych (placówki oświaty i opieki).

Gaz ziemny nie jest dziś dostępny w sieci dystrybucyjnej na obszarze gminy, co w krótkim okresie ogranicza możliwości „miękkiego" przejścia z paliw stałych na gaz w zabudowie rozproszonej. Dokumenty planistyczne dopuszczają stopniowy rozwój gazociągów średnioprężnych w kierunku większych jednostek osadniczych, ale podkreślają, że decyzje inwestycyjne wymagają wykazania popytu i opłacalności. Do czasu rozstrzygnięć infrastrukturowych uzasadnione pozostaje wykorzystanie paliw płynnych (LPG) jako rozwiązania pomostowego w miejscach, gdzie elektryfikacja ciepła jest technicznie lub ekonomicznie utrudniona. Z perspektywy spójności polityk warto, by każdy krok

„gazowy” był projektowany tak, aby w przyszłości umożliwić miks gazu odnawialnego (biometan) i wodoru – co wymaga od operatora standardów „H_2-ready/biometan-ready” przy nowych odcinkach.

Rozwój społeczności energetycznych (w tym spółdzielni) wymaga również kompetencji pomiarowo-rozliczeniowych i infrastruktury IT. W praktyce chodzi o wdrożenie liczników zdalnego odczytu w węzłach bilansujących (szkoły, urząd, OSP, świetlice), warstwy EMS do sterowania popytem (np. uruchamianie pomp ciepła i ładownia zasobników CWU w godzinach szczytowej generacji PV) oraz lokalnych magazynów energii, które „ściągną” napięcia na końcówkach nn i zwiększą autokonsumpcję. W gminie istnieje do tego niezłe zaplecze telekomunikacyjne – w 2024 r. w zasięgu stacjonarnego internetu szerokopasmowego było 2 270 z 2 817 punktów adresowych – co ułatwia zdalne sterowanie i agregację danych. Jednocześnie konieczne jest przygotowanie standardów cyberbezpieczeństwa i procedur pracy w trybie wyspowym dla obiektów krytycznych (urząd, szkoły, OSP).

Skalowanie inwestycji sieciowych powinno iść w parze z polityką przestrzenną. Rezerwacja terenów pod nowe stacje transformatorowe, magazyny energii, carporty PV i przebiegi linii SN/nn oraz korytarze pod planowaną 110 kV pozwoli uniknąć kolizji i skrócić ścieżkę formalną. W warstwie finansowej warto łączyć projekty „twarde” (modernizacja odcinków SN/nn, stacje, automatyka, magazyny, przyłącza) z „miękkimi” (EMS, pomiary, szkolenia operatorów) w pakiety kwalifikujące się do wsparcia z Funduszu Modernizacyjnego, FEnIKS, KPO i RPO – co pokazała już ścieżka modernizacji oświetlenia, gdzie dobrze udokumentowany efekt energetyczny i środowiskowy przełożył się na trwałe obniżenie kosztów utrzymania infrastruktury.

Wreszcie, adaptacja sieci musi uwzględniać demografię i strukturę zabudowy. Spadek liczby osób w wieku produkcyjnym (z 4 757 do 4 375 w latach 2019–2023) oznacza kurczącą się bazę podatkową i konieczność projektowania przedsięwzięć o niskich kosztach operacyjnych oraz wysokiej automatyzacji. Równolegle pojedyncze, bardziej zwarte enklawy (np. Zameczek Kolonia – 41 mieszkań w czterech blokach) stanowią naturalne lokalizacje pilotaży mikrosieci cieplnych i elektroprosumenckich, w których efekt skali i standaryzacja przyłączy dają najlepszy stosunek nakładów do korzyści.

Podsumowując, Przytyk startuje z mocnymi atutami (99,2 km sieci SN, udana modernizacja 1 127 punktów świetlnych, przygotowane kierunki wzmocnień 110 kV), ale także z wyzwań wynikających z bardzo ograniczonej sieci gazowej i pełnej zależności cieplnictwa od źródeł indywidualnych. Priorytetami na najbliższe lata powinny być: wzmocnienie i automatyzacja wybranych ciągów SN/nn, budowa lokalnych magazynów energii i warstwy EMS, rozwój niskotemperaturowych węzłów ciepła opartych na OZE w zwartych punktach zabudowy oraz konsekwentne porządkowanie źródeł indywidualnych. Tylko tak przygotowana infrastruktura stanie się nośnikiem rozproszonej produkcji i bilansowania energii w modelu wspólnotowym, obniżając koszty dla mieszkańców i JST oraz podnosząc bezpieczeństwo energetyczne całej gminy.

18 Dodatkowe aspekty społeczno-ekonomiczne rozwiązywane poprzez tworzenie Społeczności energetycznych

Tworzenie społeczności energetycznych w Gminie Przytyk — w szczególności w oparciu o rozwijaną inicjatywę spółdzielczą „Przytycka Społeczność Energetyczna” — może stać się praktyczną odpowiedzią na rosnące koszty energii, presję klimatyczną i wyzwania demograficzne. Gmina liczy 7 030 mieszkańców na koniec 2023 roku przy powierzchni 134 km², co przekłada się na gęstość 52,3 osoby/km² i 25 sołectw obejmujących 38 miejscowości. W latach 2019–2023 liczba ludności spadła o 278 osób, a saldo migracji pogorszyło się do –4,7 na 1 000 mieszkańców w 2023 roku. W tym samym roku odnotowano 70 urodzeń, a w pandemicznym 2021 roku 104 zgony. Te twarde liczby pokazują, że każda złotówka zainwestowana w lokalną, tańszą energię i poprawę jakości życia ma znaczenie rozwojowe i społeczne, nie tylko energetyczne.

Punktem wyjścia jest infrastruktura i bilans zużycia. Dostęp do wodociągu ma 88,6 proc. mieszkańców, do kanalizacji 41,4 proc., natomiast dostęp do sieci gazowej w latach 2019–2023 wahał się w granicach 0,0–0,3 proc., co realnie ogranicza ścieżkę „gazu jako paliwa przejściowego" i wzmacnia rangę elektryfikacji ogrzewania, rozwoju OZE i wspólnotowego bilansowania energii. W 2024 roku dochody budżetu na mieszkańca wyniosły 6 930 zł, a wydatki 7 154 zł, co przy wysokich kosztach mediów w sektorze publicznym uzasadnia tworzenie mechanizmów obniżających rachunki energii i ciepła poprzez lokalną produkcję oraz autokonsumpcję.

Atutem Przytyka jest rolniczy profil gospodarki i skala potencjału prosumenckiego. Dokumenty planistyczne gminy wskazują kierunek: rozwój OZE, racjonalizację zużycia oraz współpracę międzygminną w obszarach produkcji i bilansowania energii. Wprost przewidują one ocenę zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i gaz oraz „możliwości wykorzystania lokalnych zasobów paliw i energii", w tym OZE i kogeneracji, a także zakres współpracy z innymi gminami — to gotowa rama do budowy spółdzielni i klastra energii.

W praktyce społeczność energetyczna może „zszyć" istniejące i planowane źródła wytwórcze z profilami odbioru w skali gminy. Po stronie źródeł mówimy o fotowoltaice na dachach szkół, świetlic i remiz, instalacjach gruntowych na gruntach niskiej klasy bonitacyjnej, a w perspektywie o biogazie rolniczym z substratów dostępnych w gminie rolniczej. Lokalne dokumenty przewidują analizę potencjału biomasy ze słomy i drewna odpadowego, a także biogazu rolniczego i z infrastruktury komunalnej. To baza do projektów CHP, które poza energią elektryczną dostarczą również ciepło do obiektów publicznych i węzłów osiedlowych.

Model wspólnotowy wzmacniają parametry sieciowe i cyfrowe. Na terenie gminy jest 2 817 punktów adresowych, z czego 2 270 (80,6 proc.) objęto zasięgiem stacjonarnych usług szerokopasmowych, a 547 pozostawało poza zasięgiem na koniec 2024 roku. Choć to głównie wskaźnik telekomunikacyjny, wprost wspiera on wdrażanie liczników zdalnego odczytu, systemów EMS i rozliczeń wewnętrznych w spółdzielni — warunek efektywnego bilansowania między dziesiątkami mikroinstalacji PV, pomp ciepła i magazynów energii.

Społeczności energetyczne w Przytyku mogą działać dwutorowo. Pierwszy tor to spółdzielnia energetyczna integrująca mieszkańców, gminne jednostki i rolników. Drugi to klaster energii z udziałem gmin sąsiednich — choćby Naruszewa czy Czerwińska nad Wisłą — który pozwoli rozproszyć ryzyko pogodowe i godzinowe, łączyć różne profile odbioru oraz wspólnie finansować instalacje wielkoskalowe, magazyny i węzły transformatorowe. Podstawę takiego podejścia tworzą wskazania planistyczne: racjonalizacja zużycia, włączanie OZE i koordynacja międzygminna jako obowiązkowy element planu zaopatrzenia w ciepło, energię i gaz.

Skala potrzeb i efektów jest wymierna. W perspektywie 5–7 lat włączenie do wspólnotowego bilansowania publicznych dachów o potencjale kilkuset kilowatów, rozproszonych mikroinstalacji mieszkaniowych oraz co najmniej jednego źródła biogazowego pracującego w wysokosprawnej kogeneracji może pokryć zauważalną część lokalnego zużycia energii elektrycznej i ciepła. Dodatkowy, systemowy efekt przyniesie elektryfikacja ogrzewania budynków publicznych (pompy ciepła zasilane energią z PV), co obniża jednostkowe zużycie energii końcowej nawet o 50–70 procent po połączeniu z termomodernizacją, a koszty ogrzewania stabilizuje przez wiele sezonów grzewczych. Kierunkowość tych rozwiązań i ich priorytet w gminie wynika z PGN i projektu planu zaopatrzenia — dokumentów, które wskazują poprawę efektywności energetycznej i rozwój OZE jako oś lokalnej polityki energetycznej.

Ważną częścią układanki są mieszkańcy wrażliwi energetycznie. Włączenie ich w spółdzielnię — z preferencyjnymi taryfami wewnętrznymi, wspólnymi zakupami urządzeń i serwisu oraz doradztwem gminnym — pozwala kierować oszczędności tam, gdzie dają one największy społeczny efekt. To szczególnie istotne w gminie, gdzie odsetek ludności w wieku nieprodukcyjnym rośnie, a presja kosztowa na budżety domowe i samorządowe w ostatnich latach była wyraźna. Strategia rozwoju 2025–

2034 kładzie nacisk na spójność społeczną i poprawę jakości usług publicznych, co naturalnie łączy się z budową lokalnego, tańszego i czystszego systemu energii.

Na koniec — organizacja i prawo. Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe określa nie tylko kierunki techniczne, ale i tryb uzgodnień oraz konsultacji. Przewiduje współpracę z samorządem województwa, RDOŚ i PWIS, a także konsultacje społeczne co najmniej 21 dni przed uchwaleniem dokumentu. To gotowa ścieżka, aby w kolejnych aktualizacjach wpisać konkretne lokalizacje OZE, magazynów, mikrosieci oraz mechanizmy bilansowania wewnętrznego dla spółdzielni. Im szybciej te elementy zostaną zintegrowane z miejscowymi planami i SUiKZP, tym łatwiej będzie pozyskiwać środki zewnętrzne i skalować przedsięwzięcia wspólnotowe.

Wypadkową wszystkich powyższych danych jest prosty wniosek: Przytyk ma wystarczająco duży, policzalny potencjał, aby w horyzoncie najbliższej dekady zbudować lokalny system energii oparty na wytwarzaniu z OZE, autokonsumpcji i magazynowaniu, a społeczność energetyczna może stać się trwałym mechanizmem łączenia interesów mieszkańców, samorządu i biznesu — od rolnictwa po przetwórstwo — na rzecz niższych rachunków, czystszego powietrza i większej odporności gospodarki gminy.

19 Zaangażowanie przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą na terenie gminy we współpracę w charakterze producentów energii elektrycznej

Zaangażowanie przedsiębiorców z Gminy Przytyk w działalność społeczności energetycznych — zwłaszcza w ramach „Przytyckiej Społeczności Energetycznej", która jest w trakcie rejestracji w KRS i przygotowuje operacyjne zasady naboru członków, rozliczeń wewnętrznych oraz harmonogram wspólnych inwestycji — otwiera im realną ścieżkę do obniżenia kosztów, dywersyfikacji przychodów i budowy przewagi konkurencyjnej. Skala i struktura lokalnej gospodarki temu sprzyja: na obszarze 134 km² mieszka 7 030 osób, działa 25 sołectw obejmujących 38 miejscowości, a profil ekonomiczny gminy tworzą głównie mikro i małe firmy z handlu, usług, rolnictwa, przetwórstwa rolno-spożywczego, logistyki oraz naprawy maszyn i pojazdów. Takie rozproszenie odbiorców i jednocześnie powtarzalne profile zużycia energii w halach, chłodniach, magazynach, warsztatach i sklepach tworzą naturalne zapotrzebowanie na lokalną, stabilną i możliwie tanią energię.

Najbardziej oczywistym wejściem w rolę producenta jest fotowoltaika. Dla pojedynczego przedsiębiorstwa typowa instalacja dachowa 30–100 kWp pokrywa 25–70 procent rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną przy autokonsumpcji rzędu 60–85 procent. Przy lokalnych warunkach nasłonecznienia realna produkcja z 1 kWp to 950–1 050 kWh rocznie, co oznacza 28–105 MWh rocznie dla zakresu 30–100 kWp. W praktyce warsztat z profilem dziennym i sezonowym pikiem w miesiącach IV–IX, połączony z pompą ciepła i buforem ciepła, jest w stanie wykorzystać ponad 80 procent energii w miejscu wytworzenia. Przedsiębiorstwa o profilu chłodniczym lub przetwórczym, które pracują w cyklu całorocznym, uzyskują jeszcze wyższe wskaźniki autokonsumpcji, a nadwyżki mogą przekazać wewnątrz społeczności energetycznej według z góry ustalonych zasad.

Efekt skali wzmacnia ekonomikę. Scenariusz włączenia do spółdzielni 30–40 firm z instalacjami 50–80 kWp daje łącznie 1,5–3,2 MWp mocy i 1,4–3,3 GWh rocznej produkcji energii. To wolumen zdolny pokryć od kilkunastu do ponad dwudziestu procent obecnego zużycia energii elektrycznej odbiorców komunalnych i MŚP w skali gminy, w zależności od profilu pracy firm. Dołożenie dwóch magazynów energii po 200–300 kWh przy obiektach o największych wahaniach mocy przyłączeniowej poprawia bilans mocy w godzinach południowych i pozwala przesuwać część autokonsumpcji na popołudniowy szczyt. W praktyce może to obniżyć opłaty dystrybucyjne i zmniejszyć liczbę przekroczeń mocy umownej, które bywają istotnym składnikiem rachunku przedsiębiorstw.

Ważnym filarem dla firm z sektora rolno-spożywczego może być biogaz rolniczy. Nawet średniej wielkości instalacja 300–500 kWe w kogeneracji dostarcza 2 400–4 000 MWh energii elektrycznej rocznie przy pracy 8 000 godzin oraz porównywalną ilość ciepła technologicznego. Dla zakładu z procesami mycia, pasteryzacji, suszenia czy utrzymania temperatur w halach produkcyjnych to stabilne źródło ciepła i prądu, które neutralizuje wahania produkcji PV i podnosi niezawodność całego układu. W modelu spółdzielczym rolę inwestora mogą objąć wspólnie rolnicy i przedsiębiorstwa, a odbiór ciepła zrealizować najbliższe obiekty publiczne, przetwórcze lub osiedlowe węzły ciepłownicze. Dzięki temu energia z biogazu staje się lokalnym „stabilizatorem" systemu, a nie tylko dodatkowym generatorem MWh.

Z punktu widzenia bilansu finansowego przedsiębiorcy zyskują na trzech poziomach. Po pierwsze, redukują koszt energii dzięki autokonsumpcji i rozliczeniom wewnętrznym. Przy cenie zakupu energii 700–900 zł/MWh i koszcie wytworzenia z PV 250–400 zł/MWh, różnica generuje trwałą nadwyżkę ekonomiczną. Po drugie, tworzą nowy strumień przychodów ze sprzedaży nadwyżek energii wewnątrz społeczności lub świadczenia usług elastyczności, na przykład sterowania obciążeniem urządzeń pomocniczych w godzinach szczytu. Po trzecie, obniżają ryzyka cenowe i regulacyjne — im większy udział energii wytwarzanej lokalnie, tym mniejsza wrażliwość biznesu na zmienność taryf i opłat dystrybucyjnych.

Wspólne inwestycje dodatkowo obniżają CAPEX. Pakiet 10 carportów solarnych po 20–30 kWp przy sklepach, warsztatach i halach zapewnia łącznie 200–300 kWp oraz infrastrukturę ładowania pojazdów firmowych i klientów. Wspólna farma PV 1–2 MWp na gruntach niskiej klasy bonitacyjnej pozwala uzyskać koszt jednostkowy o 10–20 procent niższy niż w rozproszonych instalacjach dachowych. Do tego magazyny energii 0,4–1,0 MWh rozmieszczone przy obiektach o największym profilu dziennym umożliwiają arbitraż dobowy i zmniejszają piki mocy. Wspólne zakupy urządzeń, serwisu i ubezpieczeń oraz jedna dokumentacja środowiskowo-przyłączeniowa skracają czas realizacji i upraszczają proces.

„Przytycka Społeczność Energetyczna" przygotowuje model rozliczeń, w którym firmy mogą pełnić różne role: wytwórcy z autokonsumpcją, wytwórcy sprzedający nadwyżki wewnątrz wspólnoty, odbiorcy końcowi rozliczający energię po cenie wewnętrznej oraz uczestnicy usług systemowych, na przykład redukcji zapotrzebowania. Spięcie w jeden system EMS oraz instalacja liczników zdalnego odczytu umożliwiają bilansowanie między obiektami, a w dalszym kroku uruchomienie taryf wewnętrznych dopasowanych do profili zużycia firm, szkół, urzędu i świetlic. To ważne, bo w gminie funkcjonuje 2 817 punktów adresowych, z czego 80,6 procent ma dostęp do szerokopasmowego internetu — warunek konieczny dla precyzyjnych rozliczeń i sterowania pracą źródeł.

Samorząd pełni tu rolę integratora. Gmina może wskazać tereny pod OZE w dokumentach planistycznych, ułatwić procedury przyłączeniowe, prowadzić nabory wspólne i szkolenia oraz zorganizować „kotwice" zużycia energii w godzinach dziennych — szkoły, urząd, GOPS, świetlice — które dzięki PV i magazynom energii poprawią bilans całej wspólnoty. Po stronie finansowania możliwe jest spięcie środków zewnętrznych z wkładem firm: Fundusz Modernizacyjny, FEnIKS, KPO, programy NFOŚiGW i WFOŚiGW. W typowych projektach dotacja pokrywa 40–65 procent CAPEX, a w przedsięwzięciach wspólnotowych nawet więcej, jeśli wykazują one efekt społeczny i środowiskowy.

Dla przedsiębiorcy korzyścią pozafinansową jest także wizerunek. Wymogi raportowania środowiskowego w łańcuchach dostaw rosną, a odbiorcy coraz częściej oczekują niższego śladu węglowego produktu. Udział w społeczności energetycznej, posiadanie własnego źródła OZE i możliwość zasilania części floty elektrycznej z carportu PV podnoszą atrakcyjność firmy w przetargach i negocjacjach handlowych. Dodatkowo lokalne łańcuchy wartości — od dostawców montażu, przez serwis, po wykonawców robót budowlanych — pozostawiają większą część wydatków w gminie.

Podsumowując, przedsiębiorcy w Gminie Przytyk mają pełne warunki, aby stać się filarem lokalnej transformacji energetycznej jako producenci energii elektrycznej. Różnorodność profili zużycia, dostęp do dachów i gruntów, możliwość współdzielenia inwestycji oraz zaplecze organizacyjne „Przytyckiej

Społeczności Energetycznej” pozwalają zbudować portfel źródeł o mocy od 1,5 do 3,2 MWp już na etapie pierwszej fali, z produkcją 1,4–3,3 GWh rocznie i wyraźnym spadkiem kosztów energii w firmach. To realna przewaga konkurencyjna dla lokalnego biznesu i jednocześnie mechanizm, który wzmacnia odporność gospodarki gminy, stabilizuje rachunki, obniża emisje i zostawia więcej wartości dodanej na miejscu.

20 Zaangażowanie przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą na terenie gminy we współpracę w charakterze konsumentów energii elektrycznej

Włączenie lokalnych przedsiębiorców z Gminy Przytyk do społeczności energetycznych w roli odbiorców energii elektrycznej to jedno z najszybszych i najbezpieczniejszych działań, które mogą ustabilizować koszty prowadzenia działalności i podnieść odporność całej gospodarki gminnej. Przy populacji szacowanej na około 7 000 mieszkańców i powierzchni rzędu 130–140 km² struktura gospodarcza opiera się przede wszystkim na mikro i małych firmach usługowych, handlowych, rolniczych oraz przetwórstwa rolno-spożywczego. Są to branże o wysokim, często całorocznym zapotrzebowaniu na energię. Chodzi o zasilanie chłodni i magazynów, oświetlenie hal, napędy maszyn oraz automatykę procesową. W praktyce rachunki za energię stanowią od 8 do 20 procent kosztów operacyjnych wielu zakładów, a w firmach chłodniczych i logistycznych udział ten bywa jeszcze wyższy. Przystąpienie do „Przytyckiej Społeczności Energetycznej”, która przygotowuje wspólne zasady naboru, rozliczeń wewnętrznych i portfel inwestycji, umożliwia stopniowe zastępowanie energii kupowanej po cenach rynkowych wolumenem wytworzonym lokalnie z OZE i rozliczanym według przewidywalnych reguł.

Kluczową korzyścią dla przedsiębiorcy jest niższy i bardziej stabilny koszt kilowatogodziny. Przy lokalnym miksie źródeł, głównie fotowoltaice rozproszonej i planowanych instalacjach gruntowych, realny koszt wytworzenia energii po uwzględnieniu amortyzacji i serwisu mieści się zwykle w przedziale 0,25–0,40 zł/kWh. Dla porównania zakup energii i dystrybucji w taryfach biznesowych to najczęściej 0,70–0,95 zł/kWh. Nawet jeśli dana firma nie inwestuje od razu we własne źródło, udział w społeczności pozwala kontraktować część potrzeb w ramach wspólnoty i korzystać z mechanizmów bilansowania. W efekcie możliwe jest obniżenie łącznych rachunków o 15–30 procent w horyzoncie 12–24 miesięcy. Jeżeli równolegle wdrożona zostanie poprawa efektywności, na przykład oprawy LED, automatyka HVAC oraz kompensacja mocy biernej, oszczędności mogą sięgnąć 35–40 procent.

Profil dobowy pracy większości firm w Przytyku dobrze pokrywa się z produkcją fotowoltaiki. Zakład usługowy, sklep, warsztat oraz linia przetwórcza pracują głównie między 7:00 a 17:00, kiedy generacja PV jest najwyższa. To oznacza wysoki potencjał autokonsumpcji energii dostarczanej przez wspólne źródła. W praktyce 60–85 procent wolumenu może być zużywane w czasie rzeczywistym, a pozostała część jest rozdzielana w ramach bilansowania społeczności lub buforowana w magazynach energii. Jedna instalacja magazynowa o pojemności 200–300 kWh zlokalizowana przy węźle odbiorczym kilku firm potrafi wyraźnie zredukować piki mocy i poprawić jakość zasilania w godzinach popołudniowych. To ogranicza koszty dystrybucyjne i ryzyko przekroczeń mocy umownej.

Dla firm o dużej zmienności obciążenia, takich jak chłodnie oraz zakłady sezonowe, społeczność energetyczna pełni rolę stabilizatora. W miesiącach o wyższej produkcji PV, czyli od kwietnia do września, nadwyżki z obiektów usługowych zasilają obiekty chłodnicze. Poza sezonem letnim większy udział przejmują odbiorcy o profilu całorocznym, w tym budynki publiczne. Wymiana wewnątrz puli członków odbywa się według zdefiniowanych algorytmów systemu EMS i jest uzupełniana zakupem niewielkiego wolumenu energii z sieci w godzinach nocnych. W skali gminy oznacza to możliwe lokalne zbilansowanie 1,5–2,5 GWh rocznie już w pierwszej fazie działania społeczności. To odpowiada kilkunastu procentom zużycia biznesowego oraz sektora publicznego liczonych łącznie.

Dużym atutem włączenia się do wspólnoty są inwestycje współdzielone. Pięć do siedmiu carportów solarnych o mocy 20–30 kWp każdy, zlokalizowanych przy sklepach, warsztatach i bazach transportowych, daje łącznie 100–210 kWp mocy oraz 95–220 MWh produkcji rocznej. Jednocześnie tworzy infrastrukturę ładowania dla flot firmowych i klientów. Uzupełnienie o dwa lub trzy zasobniki energii o pojemności od 0,2 do 0,5 MWh skraca czas zwrotu, ponieważ pozwala przenieść część autokonsumpcji na godziny o wyższych stawkach taryfowych. Równolegle większe zakłady, na przykład przetwórnie i sortownie, mogą dołączyć do projektu wspólnej farmy PV o mocy 1–2 MWp na gruntach o niskiej klasie bonitacyjnej. Taka farma daje 950–2 100 MWh rocznej produkcji energii po koszcie jednostkowym niższym o 10–20 procent względem instalacji dachowych.

Wartością dodaną społeczności jest prostsze rozliczanie i mniejsza liczba pośredników. Centrum rozliczeń prowadzi ewidencję zużyć i generacji na podstawie liczników zdalnego odczytu, a wewnętrzne taryfy mogą być zróżnicowane pod profile odbioru. Profil dzienny dotyczy handlu i usług, profil ciągły chłodni oraz profil sezonowy rolnictwa i przetwórstwa. Dzięki temu firmy płacą w większym stopniu za faktyczną strukturę kosztu wspólnoty, a nie za rynkową zmienność cen. Istotne jest także to, że część środków pozostaje w lokalnym obiegu. Finansuje serwis, modernizacje, nowe źródła i magazyny, dzięki czemu wzmacnia lokalny ekosystem zamiast powiększać marże zewnętrznych dostawców.

Samorząd gminny pełni w tym modelu rolę koordynatora oraz kotwicy popytu. Szkoły, urząd gminy, świetlice i OSP to obiekty o przewidywalnym zużyciu dziennym, które mogą stać się punktami węzłowymi dla bilansowania. Dzięki temu poprawia się autokonsumpcja w całym systemie. Gmina ułatwia też stronę formalną. Rezerwuje tereny pod OZE i magazyny w dokumentach planistycznych, standaryzuje procedury przyłączeniowe z operatorem, organizuje wspólne nabory do programów wsparcia i szkolenia dla przedsiębiorców. Wpięcie finansowania zewnętrznego, na przykład dotacji pokrywających 40–65 procent kosztów kwalifikowanych, razem z wkładem firm skraca czas zwrotu do 4–6 lat dla instalacji PV oraz do 6–8 lat dla układów PV z magazynem w zależności od profilu zużycia.

Dla przedsiębiorców coraz ważniejsze są korzyści pozafinansowe. Dostęp do lokalnej zielonej energii wspiera cele ESG, obniża ślad węglowy produktu i poprawia pozycję w łańcuchach dostaw, w których coraz częściej wymagane jest potwierdzenie źródła energii i wskaźników emisyjnych. Obecność w społeczności energetycznej wzmacnia wizerunek firmy jako odpowiedzialnej i innowacyjnej, co przekłada się na przewagę w przetargach oraz negocjacjach handlowych. Równolegle rozwija się lokalny rynek usług. Projektanci, instalatorzy, serwisanci, elektrycy i firmy budowlane zyskują stały portfel zadań, a wydane środki pozostają w gminie.

Włączenie przedsiębiorców w charakterze konsumentów do „Przytyckiej Społeczności Energetycznej” warto realizować etapowo. Najpierw do systemu dołączają firmy o największym udziale kosztów energii i dziennym profilu zużycia. To daje najszybszy efekt autokonsumpcji. W drugiej kolejności przyłączane są obiekty sezonowe, które bazują na bilansowaniu wewnętrznym i magazynowaniu. Trzeci etap to inwestycje wspólne w carporty, magazyny i źródła o większej mocy z możliwością rozszerzania wspólnoty o kolejnych członków. Taki porządek minimalizuje ryzyko techniczne i finansowe, a jednocześnie szybko przynosi mierzalne oszczędności.

Podsumowując, Gmina Przytyk dysponuje pełnym zestawem warunków, aby szeroko włączyć lokalne firmy do społeczności energetycznych jako odbiorców energii. Przewidywalna cena kilowatogodziny, wysoka autokonsumpcja dzięki zgodności profili, możliwość bilansowania wewnętrznego oraz inwestycje współdzielone, a także silna rola samorządu w koordynacji, tworzą model, który jednocześnie obniża koszty, zmniejsza ryzyko cenowe, poprawia konkurencyjność i zostawia większą część wartości dodanej w gminie. To praktyczna droga do budowy nowoczesnej, stabilnej i lokalnie zakorzenionej gospodarki energią.

21 Zaangażowanie przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą na terenie gminy we współpracę w charakterze wytwórców energii cieplnej

Włączenie lokalnych przedsiębiorców do społeczności energetycznych w roli wytwórców ciepła daje Gminie Przytyk realną szansę na zbudowanie zintegrowanego, niskoemisyjnego systemu ogrzewania opartego na lokalnych zasobach i krótkich łańcuchach dostaw. Struktura osadnicza gminy jest rozproszona, a udział terenów rolnych przekracza 80 procent powierzchni, co przekłada się na stałą dostępność biomasy rolniczej i leśnej. Równocześnie w rejestrach REGON figuruje kilkaset aktywnych podmiotów gospodarczych, w tym przetwórstwo rolno-spożywcze, usługi chłodnicze i logistyka, warsztaty oraz składy budowlane. To właśnie te branże dysponują zapleczem technicznym i przestrzenią pod źródła ciepła oraz generują stabilne, całoroczne zapotrzebowanie na energię, które można pokrywać lokalnie. Przy konserwatywnym założeniu, że 10 do 15 procent firm włącza się w wytwarzanie ciepła do celów wspólnych, potencjał początkowy systemu wspólnotowego można oszacować na 2,5 do 4,0 MW mocy grzewczej rozproszonej, co odpowiada 10,5 do 16,5 GWh ciepła rocznie przy 4 200 godzinach pracy w sezonie.

Trzonem lokalnego miksu mogą być kotłownie biomasowe małej i średniej mocy. Przedsiębiorstwa rolne dysponują słomą, zrębkami z pielęgnacji sadów oraz odpadami po sortowaniu płodów rolnych. W skali gminy zasób techniczny biomasy możliwej do energetycznego zagospodarowania można szacować na 5 000 do 8 000 ton rocznie, co odpowiada 20 000 do 30 000 GJ energii, czyli 5 500 do 8 300 MWh. Jedna kotłownia biomasowa o mocy 150 do 300 kW, z automatycznym podawaniem i odpylaniem, dostarcza 500 do 1 100 MWh ciepła rocznie i może zasilić zintegrowanie kilka obiektów w zwartej zabudowie, na przykład szkołę, świetlicę, remizę oraz dwa do trzech większych budynków mieszkalnych. Dla poprawy stabilności i redukcji emisji pyłowych rekomendowane są kotły klasy 5 z instalacją filtra multicyklonowego i magazyn paliwa na 2 do 4 tygodni pracy. Zużycie paliwa dla jednostki 200 kW wynosi przeciętnie 300 do 350 ton zrębki suchej rocznie, a jednostkowy koszt wytworzenia ciepła kształtuje się na poziomie 110 do 160 zł/MWh, zależnie od logistyki paliwa.

Komplementarną technologią są powietrzne i gruntowe pompy ciepła. W zakładach z istniejącym systemem niskotemperaturowym można wdrożyć kaskady po 30 do 100 kW każda. Dla COP równym 3,0 do 3,5 koszt jednostkowy ciepła wynosi 150 do 220 zł/MWh przy zasilaniu energią z lokalnych instalacji PV i bilansowaniu wewnątrz wspólnoty. Kaskada 3 × 50 kW, pracująca 3 000 godzin rocznie, dostarcza około 450 MWh ciepła i dobrze współpracuje z buforami 5 do 10 m³ oraz instalacją fotowoltaiczną 150 do 250 kWp na dachu lub gruncie. W godzinach wysokiej produkcji PV system EMS może podbijać temperaturę buforów o 3 do 5 stopni, co zwiększa udział autokonsumpcji i obniża koszt energii elektrycznej wytworzonej na potrzeby ogrzewania o 15 do 25 procent.

W miejscowościach o zwartej zabudowie, takich jak centralne części Przytyka i największe sołectwa, opłacalne stają się krótkie sieci niskotemperaturowe. Odcinki 0,4 do 1,2 km z preizolacją o średnicy 40 do 65 mm pozwalają na straty na poziomie 6 do 10 procent rocznie. Taki mini-system można zasilić z kotłowni biomasowej 200 do 300 kW lub z węzła pomp ciepła 150 do 250 kW, osiągając pokrycie zapotrzebowania rzędu 700 do 1 200 MWh dla zespołu 6 do 10 budynków. Po stronie odbiorców zalecana jest modernizacja węzłów, wymiana pomp obiegowych na elektroniczne oraz wdrożenie regulacji pogodowej, co typowo redukuje zużycie o 12 do 18 procent bez pogorszenia komfortu.

Przedsiębiorcy mogą pełnić funkcję wytwórców ciepła na dwa sposoby. Pierwszy to źródła zakładowe z nadwyżką sprzedawaną sąsiadującym obiektom. Drugi to inwestycje celowe, na przykład kotłownia osiedlowa lub węzeł pomp ciepła zbudowany przez grupę firm w formule spółdzielczej i rozliczany według z góry ustalonych taryf wewnętrznych. W obu przypadkach kluczowe są umowy przyłączeniowe i serwisowe, określenie mocy zamówionej, parametrów temperatur oraz harmonogramów przeglądów. Dla źródeł biomasowych opłaca się kontraktacja paliwa w cyklu rocznym, z ceną indeksowaną o inflację i koszty transportu. Dla pomp ciepła istotna jest wspólna taryfa

energii i możliwość bilansowania z lokalną fotowoltaiką oraz magazynami energii. Magazyn ciepła 20 do 40 m³ przy źródle 200 kW wydłuża czas pracy w wysokiej sprawności i ogranicza rozruchy o 30 do 45 procent.

Efekt ekonomiczny dla firm-wytwórców obejmuje dywersyfikację przychodów i wyższą przewidywalność marży. Źródło biomasowe 200 kW przy sprzedaży 800 MWh rocznie po 220 do 260 zł/MWh generuje przychód 176 do 208 tys. zł, a po odjęciu paliwa i serwisu marża operacyjna wynosi 60 do 90 tys. zł rocznie. Dla pomp ciepła kaskada 150 kW sprzedająca 450 MWh po 210 do 240 zł/MWh przy koszcie energii elektrycznej po bilansowaniu 80 do 120 zł/MWh osiąga marżę 40 do 60 tys. zł. Typowe nakłady to 0,9 do 1,3 mln zł dla kotłowni biomasowej 200 kW wraz z podaniem i magazynem paliwa oraz 0,8 do 1,2 mln zł dla kaskady pomp ciepła 150 kW z buforem i automatyką. Przy wsparciu na poziomie 40 do 65 procent kosztów kwalifikowanych czas zwrotu skraca się do 4,5 do 7 lat, w zależności od modelu sprzedaży i udziału autokonsumpcji.

W wymiarze środowiskowym zastąpienie indywidualnych kotłów węglowych źródłami wspólnotowymi zmniejsza emisje pyłów i benzo(a)pirenu w punktach krytycznych zabudowy. Jedna kotłownia biomasowa 200 kW z nowoczesnym odpylaniem redukuje pyły PM o 80 do 90 procent względem sumy rozproszonych pieców, a zastosowanie paliwa o wilgotności poniżej 20 procent ogranicza emisję sadzy i tlenku węgla. W węzłach z pompami ciepła emisja lokalna jest zerowa, a emisja pośrednia zależy od miksu zasilającej je energii elektrycznej. Współpraca z lokalną fotowoltaiką i magazynami pozwala obniżyć ślad węglowy ciepła o 40 do 70 procent w porównaniu z kotłami gazowymi.

Rola gminy polega na koordynacji i ułatwieniach formalnych. Chodzi o wskazanie działek pod źródła i krótkie sieci, ujęcie inwestycji w MPZP i SUiKZP, ujednolicenie standardów technicznych węzłów, a także wdrożenie systemu EMS dla węzłów publicznych, który ułatwia bilansowanie ciepła i energii elektrycznej. Gmina może przygotować wspólne wnioski o dofinansowanie oraz program wsparcia audytów energetycznych dla firm, które deklarują rolę wytwórcy. W pilotażu warto objąć trzy do czterech lokalizacji o zwartej zabudowie i gotowej infrastrukturze przyłączeniowej, każdą o mocy 150 do 300 kW. Taki pakiet pilotażowy daje łącznie 2 000 do 3 000 MWh ciepła rocznie, co wystarcza do zasilenia kilkunastu obiektów publicznych i kilkuset mieszkań o przeciętnym zużyciu.

Podsumowując, udział przedsiębiorców z Gminy Przytyk jako wytwórców ciepła w strukturze społeczności energetycznej scala lokalne zasoby paliwowe, kompetencje techniczne i popyt cieplny w spójny model operacyjny. Rozproszone kotłownie biomasowe, kaskady pomp ciepła, krótkie sieci niskotemperaturowe, magazyny ciepła oraz wspólne reguły rozliczeń obniżają koszty ogrzewania, poprawiają jakość powietrza i zwiększają odporność gminy na wahania cen paliw. To praktyczna, skalowalna ścieżka do nowoczesnego, obywatelskiego ciepłownictwa, która jednocześnie wzmacnia lokalną gospodarkę i pozostawia większą część wartości dodanej w granicach społeczności.

22 Zaangażowanie we współpracę przedsiębiorców prowadzących na terenie gminy działalność gospodarczą w charakterze wytwórców gazu pochodzenia biologicznego do celów konsumenckich

Włączenie lokalnych przedsiębiorców z terenu Gminy Przytyk do społeczności energetycznej w roli wytwórców gazu pochodzenia biologicznego, czyli biogazu lub biometanu, może stać się jednym z filarów samowystarczalności energetycznej opartej na lokalnych zasobach i partnerstwie publiczno prywatnym. Profil gminy sprzyja takim projektom, wysoki udział użytków rolnych przekraczający 80 procent powierzchni, ponad tysiąc aktywnych gospodarstw, w tym kilkanaście większych ferm hodowlanych, a także funkcjonujące zakłady przetwórstwa rolno spożywczego zapewniają stały strumień substratów. Do najważniejszych należą gnojowica i obornik, odpady zielone, wybrakowane i poprodukcyjne części warzyw, liście i łęty, przefermentowane wytłoki oraz kiszonki energetyczne. Taki

koszyk surowców umożliwia stabilną pracę instalacji przez 7 500 do 8 300 godzin rocznie, co jest kluczowe dla roli biogazowni jako źródła regulacyjnego w lokalnym miksie.

Potencjał substratowy można zobrazować konserwatywnym bilansem. Przy założeniu zagospodarowania 18 do 22 tysięcy ton rocznie mieszaniny gnojowicy, obornika i odpadów roślinnych oraz 6 do 8 tysięcy ton wsadu uzupełniającego w postaci kiszonki, łącznie 24 do 30 tysięcy ton, uzyskuje się 2,0 do 2,8 mln Nm³ biogazu rocznie. Przy typowej zawartości metanu 52 do 58 procent daje to 12 do 16 GWh energii chemicznej w biogazie, którą w układzie kogeneracyjnym można przekształcić w 4,4 do 6,2 GWh energii elektrycznej oraz 5,0 do 7,2 GWh energii cieplnej. W skali gminy taki wolumen odpowiada pokryciu 60 do 90 procent rocznego zużycia energii elektrycznej wszystkich obiektów publicznych oraz wytworzeniu ciepła wystarczającego do ogrzania kilkunastu budynków użyteczności publicznej lub 400 do 600 mieszkań o średniorocznym zapotrzebowaniu 8 do 10 MWh na lokal.

Z punktu widzenia konfiguracji mocy racjonalnym wariantem startowym jest instalacja kogeneracyjna 500 do 800 kWe, co wymaga strumienia biogazu rzędu 230 do 360 Nm³ na godzinę. Praca przez 8 000 godzin rocznie oznacza produkcję 4 000 do 6 400 MWh energii elektrycznej oraz 4 500 do 7 000 MWh ciepła, z czego 30 do 50 procent ciepła można zagospodarować całorocznie w odbiorach technologicznych i komunalnych, a pozostałą część sezonowo w systemach grzewczych niskotemperaturowych. Dla obniżenia strat zaleca się bufor ciepła 50 do 150 m³ i krótkie odcinki sieci preizolowanej o łącznej długości 0,4 do 1,2 km, co utrzymuje straty przesyłu w granicach 6 do 10 procent rocznie. Alternatywą są dwa moduły po 300 do 400 kWe, które ułatwiają serwis i dopasowanie do wahań dostępności substratów.

Wariant biometanowy poszerza możliwości zagospodarowania energii. Oczyszczanie biogazu do poziomu 96 do 98 procent metanu pozwala uzyskać 1,1 do 1,3 MWh energii w 100 Nm³ biometanu. Dla instalacji bazowej 500 kWe równoważny strumień biometanu wynosi 130 do 170 Nm³ na godzinę. Tak przygotowane paliwo można wtłaczać do sieci dystrybucyjnej gazu, jeśli istnieje technicznie dostępny punkt przyłączeniowy w promieniu kilku kilometrów, lub rozprowadzać w formule wirtualnego gazociągu, to jest w cysternach do stacji satelitarnych zasilających kotłownie i zakłady. Część strumienia może trafić do mobilności, zasilając flotę komunalną i logistykę lokalnych firm, co przy przebiegu 25 do 35 tysięcy kilometrów rocznie na pojazd i zużyciu 0,25 do 0,30 Nm³ na kilometr pozwala zastąpić 12 do 20 tysięcy litrów oleju napędowego rocznie na każdy średni pojazd.

Logistyka substratów i gospodarka pofermentem są kluczowe dla akceptacji społecznej oraz wyniku finansowego. Dzienna dostawa 70 do 90 ton wsadu wymaga 6 do 9 kursów samochodów ciężarowych w dni robocze, co można ograniczyć przez tworzenie satelitarnych punktów zbiorczych w promieniu 8 do 12 kilometrów. Poferment stanowi pełnowartościowy nawóz, 2 do 4 kg azotu ogólnego, 1 do 2 kg P2O5 i 3 do 6 kg K2O w jednej tonie, zbilansowanie 20 do 30 tysięcy ton pofermentu rocznie pozwala zasilić 1 000 do 1 500 hektarów użytków rolnych i ograniczyć zużycie nawozów mineralnych o 150 do 250 ton rocznie, co przekłada się na oszczędności rzędu 0,8 do 1,4 mln zł w cenach nawozów z 2024 roku.

Wymierne są również efekty środowiskowe. Utylizacja gnojowicy w fermentacji beztlenowej ogranicza emisje metanu z pryzm i lagun, a więc ogranicza ekwiwalent CO_2 o 20 do 30 procent względem scenariusza referencyjnego. Zamiana kotłów węglowych w budynkach publicznych na ciepło z kogeneracji biogazowej redukuje emisję pyłów PM10 i PM2,5 niemal do zera po stronie odbiorcy oraz ogranicza emisje tlenków siarki i benzo a pirenu, które są głównym problemem sezonu grzewczego. W bilansie elektrycznym biogazownia pracująca stabilnie przez 8 tysięcy godzin rocznie uzupełnia zmienną generację fotowoltaiczną, co pozwala zredukować wielkość potrzebnych magazynów energii o 20 do 35 procent przy tym samym poziomie autokonsumpcji w społeczności.

Ekonomia przedsięwzięcia jest konkurencyjna, szczególnie w modelu spółdzielczym. Szacunkowe nakłady inwestycyjne dla układu 500 do 800 kWe z pełnym ciągiem technologicznym, oczyszczaniem biogazu i przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej mieszczą się w przedziale 9 do 13 mln zł. Koszt

wytworzenia energii elektrycznej w kogeneracji to 320 do 420 zł za MWh, a koszt ciepła na wyjściu z wymiennika 80 do 140 zł za MWh, w zależności od logistyki substratów i stopnia zagospodarowania ciepła. Przy wsparciu inwestycyjnym na poziomie 40 do 65 procent kosztów kwalifikowanych oraz sprzedaży energii elektrycznej wewnątrz społeczności po 450 do 520 zł za MWh, prosty czas zwrotu kształtuje się na poziomie 6 do 9 lat, szybciej w przypadku pełnego wykorzystania ciepła i częściowej produkcji biometanu do celów transportowych.

Z perspektywy przedsiębiorców korzyści są wielotorowe. Dywersyfikują przychody, uzyskują przewidywalny strumień gotówki z kontraktów długoterminowych na energię i ciepło, obniżają koszty utylizacji odpadów i nawożenia dzięki pofermentowi, a jednocześnie poprawiają wizerunek środowiskowy zgodny ze standardami ESG. Włączenie projektu w ramy społeczności energetycznej ułatwia finansowanie dłużne i dotacyjne, wzmacnia pozycję negocjacyjną wobec operatorów sieci oraz pozwala łączyć biogazownię z lokalnymi instalacjami PV, magazynami energii elektrycznej i węzłami pomp ciepła. Dla gminy oznacza to niższe rachunki jednostek publicznych, wyższą odporność na wahania cen paliw oraz większą część wartości dodanej pozostającą w obiegu lokalnym.

Podsumowując, udział przedsiębiorców z Gminy Przytyk w charakterze producentów biogazu i biometanu to praktyczny sposób na zbudowanie stabilnego, niskoemisyjnego filaru lokalnego systemu energetycznego. Jedna instalacja 500 do 800 kWe pracująca w kogeneracji dostarcza 4 000 do 6 400 MWh energii elektrycznej oraz 4 500 do 7 000 MWh ciepła rocznie, co znacząco wzmacnia bilans energetyczny społeczności i uzupełnia generację słoneczną. W miarę rozwoju bazy substratowej i odbiorców ciepła możliwa jest rozbudowa do układu modułowego 1,0 do 1,6 MWe lub stopniowe przechodzenie na biometan w celu zasilania transportu i sieci gazowej. Taki kierunek łączy korzyści ekonomiczne, środowiskowe i społeczne, a jego powodzenie wprost zależy od partnerskiej współpracy rolników, firm przetwórczych, samorządu i mieszkańców w ramach przytyckiej społeczności energetycznej.

23 Zaangażowanie we współpracę przedsiębiorców prowadzących na terenie gminy działalność gospodarczą w charakterze wytwórców gazu pochodzenia biologicznego

Włączenie lokalnych przedsiębiorców z terenu Gminy Przytyk w charakterze wytwórców gazu pochodzenia biologicznego, czyli biogazu i biometanu, może stać się jednym z filarów lokalnej transformacji energetycznej oraz gospodarczego wykorzystania zasobów rolniczych. Struktura gminy oparta na rolnictwie i przetwórstwie rolno spożywczym sprzyja tworzeniu stabilnych strumieni substratów. W praktyce można zagospodarować dziesiątki tysięcy ton gnojowicy, obornika, kiszonek odpadowych, resztek warzyw i owoców oraz zielonych odpadów komunalnych w skali jednego roku. Nawet przy konserwatywnym podejściu pozyskanie 20 do 30 tys. ton mieszaniny substratów rocznie pozwala uruchomić instalację pracującą 7 500 do 8 300 godzin w roku z przewidywalną produkcją energii.

Na tej bazie najbardziej racjonalny punkt startowy stanowi jednostka kogeneracyjna o mocy elektrycznej 500 do 800 kWe. Taki układ wymaga strumienia biogazu rzędu 230 do 360 Nm^3 na godzinę. Praca przez 8 000 godzin rocznie daje 4 000 do 6 400 MWh energii elektrycznej oraz 4 500 do 7 000 MWh energii cieplnej. Przy pełnym zagospodarowaniu ciepła można zasilić kilka kluczowych obiektów publicznych jednocześnie. Przykładowo jedna instalacja jest w stanie pokryć roczne potrzeby cieplne 10 do 15 budynków użyteczności publicznej przy zużyciu 250 do 500 MWh na obiekt. Jednocześnie energia elektryczna wprowadzana do lokalnego bilansu może odpowiadać 50 do 80 procent rocznego zużycia w całym sektorze publicznym gminy w zależności od profilu odbioru.

Istotną przewagą biogazu jest praca w trybie ciągłym. W systemie energetycznym gminy pełni on funkcję stabilizatora produkcji z OZE. W godzinach niskiej generacji fotowoltaiki kogeneracja

dostarcza stałą moc i ogranicza konieczność magazynowania energii elektrycznej. Typowo pozwala to zmniejszyć potrzebną pojemność magazynów o 20 do 35 procent przy utrzymaniu tego samego poziomu autokonsumpcji w ramach społeczności energetycznej. Z logistycznego punktu widzenia dzienny dowóz 70 do 90 ton wsadu można zorganizować poprzez 6 do 9 kursów zestawów ciężarowych w dni robocze. Racjonalizacja tras i stworzenie 1 do 2 punktów zbiorczych w promieniu 8 do 12 kilometrów obniża koszty transportu i hałas.

Warto rozważyć modułową architekturę źródła. Zestaw dwóch agregatów po 300 do 400 kWe zwiększa elastyczność i ułatwia utrzymanie ruchu podczas przeglądów. Aby ograniczyć straty, rekomendowane są krótkie odcinki sieci preizolowanej o łącznej długości 0,4 do 1,2 kilometra oraz bufor ciepła 50 do 150 metrów sześciennych. Utrzymuje to straty przesyłu ciepła na poziomie 6 do 10 procent w skali roku i umożliwia podłączenie szkół, świetlic, obiektów sportowych oraz wybranych wspólnot mieszkaniowych w obrębie jednej miejscowości.

Kolejnym krokiem rozwojowym jest oczyszczanie biogazu do jakości biometanu. Po podniesieniu zawartości metanu do 96 do 98 procent możliwe jest wtłoczenie go do sieci dystrybucyjnej lub dystrybucja w formie wirtualnego gazociągu do stacji satelitarnych. W przeliczeniu energetycznym 100 Nm³ biometanu odpowiada około 1,1 do 1,3 MWh energii. Dla bloku 500 kWe strumień biometanu równoważny mocy kogeneracyjnej to 130 do 170 Nm³ na godzinę. Część wolumenu można skierować na paliwo dla flot komunalnych i firmowych. Zużycie 0,25 do 0,30 Nm³ na kilometr przy przebiegu 25 do 35 tysięcy kilometrów rocznie na pojazd pozwala zastąpić 12 do 20 tysięcy litrów oleju napędowego na każdy ciężki pojazd rocznie.

Zagospodarowanie pofermentu dostarcza wymiernych korzyści rolnikom. W jednej tonie pofermentu znajduje się zwykle 2 do 4 kilogramów azotu ogólnego, 1 do 2 kilogramów P2O5 oraz 3 do 6 kilogramów K2O. Przy 20 do 30 tysiącach ton pofermentu rocznie można zasilić 1 000 do 1 500 hektarów pól. W realiach cenowych 2024 roku ogranicza to zakupy nawozów mineralnych o 150 do 250 ton. Przekłada się to na oszczędności rzędu 0,8 do 1,4 miliona złotych rocznie w skali gminy i redukcję emisji amoniaku oraz spływu biogenów.

Parametry środowiskowe są równie istotne. Fermentacja beztlenowa znacząco ogranicza niekontrolowaną emisję metanu z pryzm i lagun. W bilansie ekwiwalentu CO_2 obniżka względem scenariusza referencyjnego sięga 20 do 30 procent. Dodatkowo dostarczenie ciepła z kogeneracji do budynków publicznych i wspólnot mieszkaniowych eliminuje lokalną niską emisję pyłów PM10 i PM2,5 oraz benzo(a)pirenu. W połączeniu z wymianą źródeł ciepła w części budynków na kotły biomasowe i pompy ciepła efekt jakości powietrza jest odczuwalny już po pierwszym sezonie grzewczym.

Ekonomia przedsięwzięcia w modelu wspólnotowym jest konkurencyjna. Nakłady inwestycyjne dla instalacji 500 do 800 kWe z pełnym ciągiem technologicznym i niezbędnymi przyłączeniami mieszczą się zwykle w przedziale 9 do 13 milionów złotych. Jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej w kogeneracji wynosi 320 do 420 złotych za megawatogodzinę. Koszt ciepła na wyjściu z wymiennika kształtuje się na poziomie 80 do 140 złotych za megawatogodzinę w zależności od profilu odbioru. Przy dofinansowaniu inwestycyjnym 40 do 65 procent kosztów kwalifikowanych oraz sprzedaży energii elektrycznej w społeczności po 450 do 520 złotych za megawatogodzinę prosty czas zwrotu wynosi 6 do 9 lat. Dodatkową poprawę wyników daje pełne wykorzystanie ciepła i częściowe przeznaczenie strumienia na biometan dla transportu.

Rola przedsiębiorców jest wielowymiarowa. Podmioty przetwórcze, logistyczne i rolnicze mogą wnieść substraty, teren, przyłącza i kompetencje operacyjne. W zamian uzyskują stabilny rynek zbytu energii w ramach społeczności, dywersyfikują przychody, obniżają koszty utylizacji odpadów i wzmacniają pozycję konkurencyjną dzięki redukcji śladu węglowego oraz zgodności z wymaganiami ESG. Jednocześnie gmina i mieszkańcy korzystają z tańszego ciepła i prądu, wyższej odporności energetycznej oraz lokalnej cyrkulacji kapitału. Wspólnotowa formuła ułatwia dostęp do finansowania

z Funduszu Modernizacyjnego, KPO, FEnIKS oraz programów regionalnych i zwiększa siłę negocjacyjną w rozmowach z operatorami sieci.

W perspektywie kilku lat możliwe jest przejście z pojedynczej jednostki 500 do 800 kWe do układu modułowego 1,0 do 1,6 MWe wraz z rozwojem krótkich sieci ciepłowniczych niskotemperaturowych i punktów satelitarnych biometanu. Taki kierunek łączy cele energetyczne, środowiskowe i gospodarcze, a o jego powodzeniu zadecyduje partnerska współpraca przedsiębiorców, rolników, samorządu i mieszkańców w ramach społeczności energetycznej działającej na terenie Gminy Przytyk.

24 Przystosowanie Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego do celów zbudowania dodatkowych źródeł OZE na terenie gminy

Skuteczne wdrażanie lokalnej transformacji energetycznej w Gminie Przytyk wymaga dostosowania polityki przestrzennej do współczesnych potrzeb inwestycyjnych OZE i modelu wspólnotowego w oparciu o plan ogólny. Od 1 stycznia 2026 r. studium traci moc, a od 1 lipca 2026 r. przeznaczenia terenów będą ustalane na podstawie uchwalonego planu ogólnego, na którego podstawie sporządzane będą nowe miejscowe plany. W analizie przyjmuje się, że gmina nie planuje zmian obowiązujących MPZP. Planowane inwestycje energetyczne będą sytuowane przede wszystkim na nowych obszarach dotąd nieobjętych planami, z jasno określonymi warunkami lokalizacyjnymi dla farm fotowoltaicznych, biogazowni rolniczych, magazynów energii, stacji ładowania pojazdów elektrycznych oraz elementów mikrosieci. Takie podejście pozwala przełożyć potencjał energii słonecznej, biomasy i biogazu na projekty o łącznej mocy co najmniej 5 do 8 MW w perspektywie 2026–2030 przy zachowaniu ładu przestrzennego i akceptacji społecznej.

Pierwszym krokiem jest inwentaryzacja terenów możliwych do przeznaczenia pod OZE poza obszarami objętymi obowiązującymi MPZP. W Gminie Przytyk można zidentyfikować co najmniej 25 do 35 hektarów gruntów o niskiej klasie bonitacyjnej oraz 4 do 6 hektarów terenów zdegradowanych, które nie kolidują z zabudową mieszkaniową i korytarzami ekologicznymi. Rezerwa 20 hektarów pod fotowoltaikę pozwala na budowę instalacji o mocy 10 do 14 MWp przy wskaźniku 0,5 do 0,7 MWp na hektar dla układów stałokątnych. Dodatkowe 5 hektarów warto przewidzieć pod infrastrukturę towarzyszącą, w tym drogi serwisowe o szerokości 4 do 6 metrów, stacje transformatorowe SN nn oraz place manewrowe. W warstwie planistycznej do planu ogólnego i nowych MPZP należy wprowadzić typowe parametry techniczne dla PV: wysokość konstrukcji do 4 metrów, minimalną odległość 100 metrów od zabudowy mieszkaniowej, pasy zieleni izolacyjnej o szerokości 10 do 20 metrów i wskaźnik powierzchni biologicznie czynnej nie mniejszy niż 70 procent.

Drugim filarem są instalacje biogazowe oparte na substratach rolniczych i przetwórczych. Plan ogólny powinien wskazać co najmniej 2 lokalizacje o łącznej powierzchni 3 do 5 hektarów z dostępem do drogi o nośności 80 do 100 kN na oś, z możliwością budowy zbiorników fermentacyjnych o pojemności jednostkowej 2 000 do 3 500 metrów sześciennych, pofermentowni 3 000 do 6 000 metrów sześciennych i węzła kogeneracyjnego 0,5 do 0,8 MWe. Minimalne odległości zapachowe i bezpieczeństwa pożarowego należy określić na poziomie 200 do 300 metrów od zabudowy mieszkaniowej oraz 50 metrów od cieków wodnych. W zapisach warto dopuścić oba warianty zagospodarowania gazu, to jest kogenerację na miejscu oraz oczyszczanie do biometanu z możliwością budowy stacji sprężania o wydajności 300 do 600 Nm^3 na godzinę, co odpowiada 3,3 do 6,6 MWh energii chemicznej na godzinę i pozwala zasilać lokalne floty komunalne zużywające 20 do 40 tysięcy Nm^3 rocznie.

Równolegle należy wzmocnić komponent dachowy. W obrębie jednostek publicznych i obiektów usługowych można bez kolizji urbanistycznych uruchomić 400 do 600 kWp mikroinstalacji PV, co daje 360 do 540 MWh energii rocznie przy produktywności 900 kWh na kWp. W nowych MPZP dla obszarów nieobjętych planami należy dopuścić montaż na dachach o spadku do 35 stopni, z

podniesieniem krawędzi modułów do 0,8 metra, przy zachowaniu stref dojść serwisowych 0,6 do 1,0 metra i wymogu nieprzekraczania wysokości budynku o więcej niż 1 metr. Dla carportów solarnych rekomenduje się wprowadzenie zapisów o wysokości w świetle 2,5 do 3,2 metra, wskaźniku mocy 40 do 60 kWp na 500 metrów kwadratowych zadaszenia i dopuszczeniu integracji z magazynem energii 50 do 200 kWh na lokalizację.

Kluczowe jest także zszycie energetyki z układem sieciowym. W planie ogólnym i w nowych MPZP należy rezerwować korytarze pod linie i kable SN 15 kV o szerokości 6 do 12 metrów oraz miejsca pod stacje transformatorowe 15 0,4 kV o powierzchni 80 do 150 metrów kwadratowych w promieniu 200 do 400 metrów od planowanych źródeł. Dodatkowo warto zarezerwować działki pod magazyny energii 0,5 do 2,0 MWh w układzie kontenerowym, z wymaganym pasem technologicznym 5 metrów, ogrodzeniem do 2,2 metra i ograniczeniem hałasu do 45 dB w porze nocnej na granicy działki. W harmonogramie 2025–2027 realne jest przyłączenie 3 do 5 źródeł powyżej 500 kW i 20 do 40 mikroinstalacji, co łącznie podniesie lokalny wolumen wytwarzania o 4 000 do 6 000 MWh rocznie.

Proces wdrożeniowy powinien opierać się na procedurze planistycznej zsynchronizowanej z przygotowaniem planu ogólnego i szerokimi konsultacjami. Dla pakietu prac obejmującego 6 do 10 arkuszy nowych MPZP na obszarach nieobjętych planami rekomenduje się cykl: diagnoza i inwentaryzacja terenów OZE w ciągu 3 miesięcy, projekt planu w ciągu kolejnych 4 do 6 miesięcy, strategiczna ocena oddziaływania na środowisko w horyzoncie 90 do 120 dni i uchwalenie w terminie 12 do 15 miesięcy od startu. W toku konsultacji warto przeprowadzić co najmniej 2 spotkania otwarte w każdej z objętych miejscowości, ankietę online z minimalnym progiem 200 do 300 odpowiedzi i serię warsztatów technicznych dla inwestorów oraz operatora systemu dystrybucyjnego. Taki dialog minimalizuje ryzyka odwołań i skraca średni czas uzyskania decyzji środowiskowej o 20 do 30 procent.

Dokumenty planistyczne powinny też zawierać katalog standardów środowiskowych. Dla PV można wpisać obowiązek odwodnienia retencyjnego 50 do 80 metrów sześciennych na każdy megawat mocy, utrzymanie okrywy roślinnej na minimum 80 procent powierzchni działki oraz nasadzenia kompensacyjne 20 do 30 sztuk drzew na hektar w pasach zieleni. Dla biogazowni należy wymagać szczelnych płyt obornikowych i zbiorników, przykrycia zbiorników pofermentu membraną oraz monitoringu odorów w promieniu 500 metrów. Dla magazynów energii warto przewidzieć strefy dojazdu dla PSP o szerokości 4 metry, hydranty DN80 co 80 do 120 metrów i wskaźnik czynnej powierzchni utwardzonej nie większy niż 35 procent.

Warunkiem powodzenia jest współpraca z operatorem systemu dystrybucyjnego PGE Dystrybucja, który określi dostępne moce przyłączeniowe i parametry pracy sieci. Plan ogólny i nowe MPZP powinny przewidywać możliwość etapowania inwestycji i czasowego ograniczania mocy do chwili zakończenia modernizacji stacji SN nn. W zapisach warto dopuścić lokalne mikrosieci z węzłami zarządzania energią w budynkach publicznych, a także wewnętrzne linie bezpośrednie zasilające odbiorców należących do jednej wspólnoty energetycznej, z maksymalnymi długościami odcinków 500 do 800 metrów w pasach drogowych gminy.

Podsumowując, dostosowanie polityki przestrzennej w Gminie Przytyk do potrzeb OZE i społeczności energetycznych opiera się na planie ogólnym oraz sporządzaniu nowych MPZP dla obszarów dotąd nieobjętych planami. Wyznaczenie rezerwy 25 do 35 hektarów pod źródła wytwórcze, wskazanie 2 lokalizacji biogazowych 0,5 do 0,8 MWe, uruchomienie 0,4 do 0,6 MWp PV na dachach oraz zabezpieczenie miejsc pod magazyny energii 0,5 do 2,0 MWh tworzy portfel projektów o produkcji rzędu 5 000 do 8 000 MWh rocznie. Tak zaprojektowany porządek planistyczny staje się realnym narzędziem wdrożenia zdecentralizowanego, obywatelskiego i zrównoważonego modelu energetycznego, który wzmacnia samowystarczalność, obniża koszty i podnosi jakość życia mieszkańców bez konieczności zmiany obowiązujących MPZP.

25 Plan budowy współpracy na platformie: biznes-nauka-samorząd dedykowana rozwiązywaniu lokalnych potrzeb społeczno-gospodarczych w zakresie zadań własnych gminy

Zbudowanie trwałej platformy współpracy biznes–nauka–samorząd w Gminie Przytyk jest jednym z kluczowych warunków skutecznej i sprawnej transformacji energetycznej oraz środowiskowej. Taka struktura, oparta na stałych mechanizmach dialogu, wspólnym planowaniu oraz transparentnym monitoringu efektów, pozwala łączyć wiedzę ekspercką uczelni i instytutów badawczych z potencjałem wykonawczym firm i sprawczością organizacyjną samorządu. Jej praktycznym celem powinno być wdrożenie portfela projektów do 2030 roku o łącznej wartości 30–45 mln zł, które podniosą lokalną moc zainstalowaną w OZE do 5–7 MW, zredukują roczne zużycie energii finalnej w obiektach publicznych o 20–30 procent i obniżą emisję CO_2 o 2,5–3,5 tys. ton rocznie w stosunku do poziomu bazowego.

Rdzeniem platformy powinien być stały zespół koordynacyjny złożony z przedstawicieli urzędu gminy, lokalnego biznesu i partnerów naukowych. Zespół pracuje w cyklu kwartalnym, a raz w roku przygotowuje publiczny raport postępu z miernikami KPI. Do podstawowych wskaźników należy liczba uruchomionych instalacji OZE w sektorze publicznym i prywatnym, łączna moc nowych źródeł wytwórczych, wolumen energii zaoszczędzonej dzięki termomodernizacji, liczba przeszkolonych osób oraz wartość pozyskanych środków zewnętrznych. Już w pierwszych 24 miesiącach działania realne jest wdrożenie 0,6–1,0 MW mocy PV na dachach i carportach przy szkołach, ośrodkach gminnych i obiektach usługowych, modernizacja 8–12 budynków publicznych z redukcją zapotrzebowania na ciepło o 25–40 procent oraz uruchomienie 2–3 pilotażowych magazynów energii o pojemności 100–250 kWh każdy.

Komponent naukowo-badawczy powinien obejmować co najmniej trzy ścieżki. Po pierwsze, audyty i studia wykonalności dla projektów PV, biogazu i pomp ciepła, zakończone modelami finansowymi LCOE i kosztu uniknięte tony CO_2. Po drugie, pilotaże technologiczne mikrosieci z systemem EMS dla 3–5 węzłów gminnych, łączących źródła PV 50–150 kWp z magazynami 50–200 kWh oraz odbiornikami o profilu dziennym. Po trzecie, program edukacyjny dla mieszkańców i firm, zakładający co najmniej 8–10 warsztatów rocznie, łącznie 200–300 uczestników oraz materiały poradnikowe dotyczące doboru mocy instalacji, profilu autokonsumpcji i wymogów formalnych. Uczelnie i instytuty mogą dodatkowo przygotować mapę potencjału OZE dla całej gminy, z siatką 100×100 metrów, co ułatwi wskazanie 15–20 hektarów gruntów nadających się pod farmy PV i 2–3 lokalizacji pod biogazownię rolniczą w skali 0,5–0,8 MWe.

Z perspektywy biznesu platforma powinna tworzyć przewidywalny pipeline zleceń dla lokalnych firm instalacyjnych, projektowych i budowlanych. Szacunkowo 40–60 procent wartości zamówień można skierować do wykonawców z terenu gminy i powiatu, co przekłada się na zamówienia rzędu 12–18 mln zł do 2030 roku. Wspólne zakupy urządzeń dla sektora publicznego i prosumentów pozwolą obniżyć koszt jednostkowy o 8–15 procent. W segmencie MŚP zakłada się przyłączenie do inicjatywy 30–50 firm w pierwszych trzech latach, w tym 10–15 podmiotów o zużyciu powyżej 100 MWh rocznie, które skorzystają z wewnątrzspołecznościowych mechanizmów bilansowania. Dla zakładów przetwórczych i gospodarstw rolnych platforma może przygotować model współpracy substratowej pod biogazownię o produkcji 4 000–6 000 MWh energii elektrycznej i 6 000–8 000 MWh ciepła rocznie, z możliwością wykorzystania 60–80 procent ciepła w sąsiednich obiektach.

Rola samorządu jest podwójna. Po pierwsze, organizacyjna, czyli wyznaczenie pełnomocnika ds. energii, uruchomienie gminnego biura doradczego, wdrożenie systemu monitoringu zużyć w 100 procentach budynków publicznych oraz koordynacja naborów grantowych. Po drugie, inwestycyjna, czyli przygotowanie projektów własnych w portfelu 8–12 zadań do finansowania z programów FEnIKS, KPO, Funduszu Modernizacyjnego i RPO. W horyzoncie 2025–2028 daje to potencjał pozyskania 12–20 mln zł dotacji na PV, pompy ciepła, magazyny energii, termomodernizacje i stacje ładowania.

Samorząd może także zainicjować porozumienia z operatorem sieci dystrybucyjnej dotyczące rezerwacji mocy przyłączeniowych 2–3 MW w węzłach o najwyższej przepustowości oraz uzgodnić korytarze kablowe dla nowych przyłączy 15 kV o łącznej długości 6–10 kilometrów.

Platforma powinna od początku integrować społeczność energetyczną funkcjonującą w gminie. Oznacza to pilotaż autokonsumpcji zbiorowej w 3–4 klastrach budynków publicznych, wdrożenie wewnętrznych rozliczeń między jednostkami oraz przygotowanie regulaminu udziału MŚP i mieszkańców w projektach wspólnych. W ciągu pierwszych 18 miesięcy realne jest uruchomienie 2 lokalnych węzłów energetycznych z PV 150–250 kWp, magazynem 150–300 kWh i przewidywaną autokonsumpcją 75–85 procent. W perspektywie 36 miesięcy można zbudować sieć 6–8 punktów ładowania AC 11–22 kW przy szkołach i urzędzie, zasilanych energią z PV i bilansowanych w systemie społecznościowym.

Istotną częścią platformy są działania edukacyjne i kompetencyjne. Program roczny powinien obejmować minimum 60–80 godzin szkoleń dla pracowników urzędu i jednostek organizacyjnych, 10–12 spotkań informacyjnych dla mieszkańców i przedsiębiorców oraz 2 konferencje tematyczne. Warto utworzyć cyfrowy katalog dobrych praktyk z kalkulatorem opłacalności, który pozwoli użytkownikom wyliczyć okres zwrotu dla instalacji 5–10 kWp w warunkach zużycia 3–6 MWh rocznie oraz dla pomp ciepła 8–16 kW w budynkach po termomodernizacji. Dzięki temu decyzje inwestycyjne staną się szybsze, a ryzyko błędów technicznych mniejsze.

Aby zapewnić trwałość efektów, platforma powinna przyjąć trzyletni plan inwestycyjny z rolowanym budżetem i przeglądem co 12 miesięcy. Dla przejrzystości finansowej zaleca się rozdzielenie strumieni wydatków na pięć koszyków. Pierwszy to efektywność energetyczna budynków z budżetem 10–15 mln zł i celem 25–35 procent oszczędności energii. Drugi to wytwarzanie OZE o wartości 12–18 mln zł i przyroście mocy 3–5 MW. Trzeci to magazynowanie energii z budżetem 3–5 mln zł na 1,0–1,5 MWh pojemności. Czwarty to elektromobilność z nakładami 1,0–1,8 mln zł na sieć ładowania. Piąty to digitalizacja i EMS z pulą 1,0–1,5 mln zł na systemy pomiarowe i oprogramowanie.

Podsumowując, stała platforma współpracy biznes–nauka–samorząd w Gminie Przytyk może w ciągu najbliższych 3–5 lat przełożyć się na 5–7 MW nowych mocy OZE, 2,5–3,5 tys. ton mniej emisji CO_2 rocznie, 20–30 procent niższe zużycie energii w kluczowych obiektach publicznych i realne oszczędności budżetowe rzędu 1,5–2,5 mln zł w skali roku po pełnym wdrożeniu. Co ważne, będzie to także solidny mechanizm transferu wiedzy i technologii do mieszkańców oraz firm, a w efekcie wyższa odporność lokalnej gospodarki na wahania cen energii, lepsza jakość powietrza i atrakcyjniejsze warunki życia. Dzięki dobrze zaprojektowanej platformie Gmina Przytyk może stać się rozpoznawalnym w regionie ośrodkiem nowoczesnej, niskoemisyjnej i partnerskiej polityki rozwoju.

26 Plan wdrożenia nowatorskich rozwiązań na polu wytwarzania energii elektrycznej, cieplnej lub produkcji gazu na potrzeby społeczności gminnej, w tym podmiotów gospodarczych

Gmina Przytyk konsekwentnie stawia na wdrażanie nowoczesnych i niskoemisyjnych rozwiązań w wytwarzaniu energii elektrycznej, ciepła oraz gazu pochodzenia biologicznego, traktując je jako narzędzie podnoszenia bezpieczeństwa energetycznego i stabilizowania kosztów dla mieszkańców, instytucji i lokalnego biznesu. W perspektywie do 2030 roku zakłada się zbudowanie zdecentralizowanego systemu opartego na lokalnych źródłach OZE, z docelową mocą zainstalowaną rzędu 5,0–7,0 MW w technologiach fotowoltaicznych i 0,5–0,8 MWe w kogeneracji na biogazie, co może zapewnić roczną produkcję 5 000–7 500 MWh energii elektrycznej oraz 6 000–8 000 MWh energii cieplnej. Przy obecnym profilu zużycia energii w obiektach publicznych i w sektorze MŚP tak zbudowany portfel źródeł pozwoli pokrywać 45–60 procent lokalnego zapotrzebowania na prąd w godzinach dziennych i do 50 procent zapotrzebowania na ciepło dla wybranych węzłów komunalnych.

Trzonem programu jest rozwój fotowoltaiki w dwóch komplementarnych segmentach. Po pierwsze, mikroinstalacje na budynkach publicznych oraz dachach przedsiębiorstw i gospodarstw domowych, gdzie realny jest łączny przyrost mocy o 1,5–2,0 MW do 2027 roku, co przy współczynniku produktywności 950–1 050 kWh na każdy 1 kW mocy oznacza 1 425–2 100 MWh energii rocznie zużywanej głównie w autokonsumpcji. Po drugie, instalacje gruntowe we współwłasności społeczności energetycznej z jednostkowymi mocami 0,5–2,0 MW, które po połączeniu w portfel 2,5–3,5 MW dadzą 2 400–3 600 MWh energii rocznie. Montaż magazynów energii o łącznej pojemności 1,0–1,5 MWh przy kluczowych węzłach, na przykład przy szkole, urzędzie i ośrodku zdrowia, pozwoli zwiększyć lokalne wykorzystanie energii o 10–15 punktów procentowych i ograniczyć zjawisko odstawień w słoneczne dni.

Uzupełnieniem części elektrycznej będzie segment ciepłowniczy oparty na pompach ciepła, biomasie oraz kogeneracji na biogazie. W budynkach publicznych o łącznej powierzchni ogrzewanej 12–18 tys. m² wymiana przestarzałych kotłów na pompy ciepła o sumarycznej mocy 350–500 kW i modernizacja instalacji wewnętrznych może przynieść spadek jednostkowego zużycia energii końcowej o 30–45 procent, co przekłada się na redukcję kosztów ogrzewania o 25–40 procent w skali roku. Zastosowanie buforów ciepła łącznej pojemności 30–50 m³ oraz integracja z PV na dachach szkół i urzędu pozwolą zwiększyć udział energii odnawialnej w produkcji ciepła powyżej 60 procent w sezonach przejściowych. W miejscowościach o zwartej zabudowie możliwe jest uruchomienie dwóch kotłowni kontenerowych na biomasę o mocach 150–250 kW każda, z szacowanym rocznym zużyciem 160–220 ton zrębki lub pelletu i pokryciem 70–90 procent zapotrzebowania na ciepło w grupach 4–7 budynków.

Kluczowe znaczenie ma zagospodarowanie lokalnych strumieni odpadów rolniczych i przetwórczych w instalacji biogazowej o mocy elektrycznej 0,5–0,8 MWe pracującej 7 500–8 200 godzin rocznie. Daje to 3 800–6 500 MWh energii elektrycznej oraz 5 500–8 000 MWh ciepła możliwego do wykorzystania w pobliskich obiektach, na przykład w węźle edukacyjno-administracyjnym, w suszarniach rolniczych lub w niskotemperaturowej sieci osiedlowej. Po oczyszczeniu do jakości biometanu część produkcji może zasilać flotę komunalną oraz pojazdy przedsiębiorców, co przy wolumenie 0,9–1,3 mln Nm³ rocznie odpowiada 9–13 GWh energii chemicznej i potencjalnej redukcji emisji CO_2 w transporcie na poziomie 1,8–2,6 tys. ton w horyzoncie pięciu lat.

Wszystkie powyższe działania są projektowane do realizacji w formule społeczności energetycznej, w której gmina, instytucje publiczne, mieszkańcy i przedsiębiorcy współdzielą wytwarzanie, magazynowanie oraz konsumpcję energii. Tak zorganizowany system poprawia ekonomikę projektów dzięki efektowi skali, pozwala stosować wewnętrzne rozliczenia energii i podnosi wskaźnik autokonsumpcji do 70–85 procent w węzłach dziennych. Dodatkową dźwignią są inteligentne systemy zarządzania energią, które dzięki prognozowaniu zapotrzebowania i produkcji oraz sterowaniu odbiorami przesuwają 8–12 procent zużycia na godziny niskiej ceny i wysokiej generacji lokalnej. Wdrożenie EMS w 8–12 obiektach krytycznych może obniżyć ich łączny rachunek za energię o 15–25 procent bez utraty komfortu.

Od strony finansowej całkowite nakłady na portfel inwestycyjny szacuje się na 28–42 mln zł w horyzoncie 2025–2030, z czego fotowoltaika i magazyny to 12–18 mln zł, pompy ciepła i termomodernizacje 8–12 mln zł, systemy biomasowe 2–3 mln zł, a instalacja biogazowa wraz z przyłączami i ewentualnym modułem oczyszczania do biometanu 6–9 mln zł. Przy poziomie dofinansowania 50–70 procent ze źródeł takich jak Fundusz Modernizacyjny, KPO, FEnIKS oraz RPO Województwa Mazowieckiego, wkład własny podmiotów lokalnych zamknie się w przedziale 9–16 mln zł. Po pełnym wdrożeniu roczne oszczędności na zakupie energii i paliw dla sektora publicznego i uczestników społeczności mogą sięgnąć 3,0–4,5 mln zł, a okres zwrotu dla typowej instalacji PV 30–50 kWp w obiekcie publicznym wyniesie 5–7 lat, natomiast dla pomp ciepła 6–8 lat przy połączeniu z fotowoltaiką i poprawą izolacyjności.

Realizacja wymaga równoległego dostosowania infrastruktury sieciowej. Modernizacja 3–5 stacji transformatorowych SN/nn, budowa 4–6 przyłączy średniego napięcia o mocy 0,5–2,0 MW, dołożenie

magazynów szczytowych 0,2–0,4 MWh w punktach newralgicznych oraz instalacja 200–300 inteligentnych liczników węzłowych to warunek bezpiecznego przyjęcia dodatkowej generacji. Po stronie ciepła kluczowe jest przygotowanie dwóch lokalnych sieci niskotemperaturowych o długości 0,8–1,5 km każda, z izolowanymi przewodami i zdalnym pomiarem, co ograniczy straty dystrybucyjne o 10–15 procent względem układów indywidualnych.

Korzyści środowiskowe i społeczne są równie istotne jak ekonomika. Łączna redukcja emisji CO_2 szacowana jest na 4,0–6,0 tys. ton rocznie po zakończeniu głównych etapów, a obniżenie emisji pyłów PM10 i PM2,5 dzięki odchodzeniu od kotłów węglowych w budynkach publicznych i części domów prywatnych może sięgnąć 25–40 procent względem poziomu bazowego. Równolegle poprawi się komfort energetyczny odbiorców wrażliwych, ponieważ model społecznościowy umożliwia tworzenie taryf osłonowych, finansowanych z nadwyżek produkcji i oszczędności operacyjnych, obejmujących 80–120 gospodarstw domowych w pierwszej fali programu.

Podsumowując, Przytyk stawia na pragmatyczną kombinację fotowoltaiki, magazynowania, niskoemisyjnego ciepła oraz biogazu i biometanu, spiętą organizacyjnie w społeczność energetyczną. Docelowy portfel 5,5–7,8 MW mocy OZE, 1,0–1,5 MWh magazynów, 350–500 kW pomp ciepła i 0,5–0,8 MWe kogeneracji, wsparty modernizacją kilku węzłów sieciowych, zapewni gminie mierzalne efekty. To niższe rachunki o kilka milionów złotych rocznie, wyższy udział energii lokalnej przekraczający 50 procent w godzinach szczytu produkcji, stabilniejsza praca sieci i mniejsze emisje. Co najważniejsze, buduje się system oparty na lokalnych zasobach i współpracy, który zwiększa odporność Przytyka na wahania rynku i wyzwania klimatyczne w kolejnych latach.

27 Plan rozwiązania na polu magazynowania energii na potrzeby społeczności gminnej, w tym podmiotów gospodarczych

Rozwój odnawialnych źródeł energii na terenie Gminy Przytyk oraz planowane tworzenie społeczności energetycznych wymagają równoległego inwestowania w magazynowanie energii elektrycznej i cieplnej. Bez zaplecza magazynowego lokalna fotowoltaika, biogaz i pompy ciepła nie osiągną pełnej efektywności, a poziom autokonsumpcji pozostanie niski. W warunkach Przytyka, gdzie profil zużycia energii w szkołach, urzędzie i części przedsiębiorstw jest dzienny, a produkcja PV silnie sezonowa, priorytetem staje się budowa portfela rozproszonych magazynów bateryjnych oraz buforów ciepła. Celem jest podniesienie lokalnego wykorzystania wytworzonej energii do 70–85 procent w obiektach publicznych i 55–70 procent w gospodarstwach domowych, a także ograniczenie szczytów mocy oddawanych do sieci w południe o co najmniej 20–30 procent.

W segmencie energii elektrycznej rekomenduje się wdrożenie trzech klas magazynów. Po pierwsze małe zasobniki 5–15 kWh dla prosumentów indywidualnych, które przy instalacjach PV 5–10 kWp zwiększają autokonsumpcję z typowych 25–35 procent do 55–65 procent i pozwalają przesunąć 3–6 kWh dziennej produkcji na godziny wieczorne. Po drugie systemy średniej skali 30–100 kWh dla świetlic, remiz i małych firm, które w połączeniu z falownikami hybrydowymi 20–50 kW pozwalają kompensować wahania produkcji i utrzymywać pracę krytycznych odbiorów przez 2–6 godzin. Po trzecie magazyny wspólnotowe 200–500 kWh przy węzłach społeczności energetycznej, na przykład przy szkole i urzędzie, które stabilizują zasilanie kilku budynków jednocześnie i ograniczają pobór mocy z sieci w godzinach 17:00–21:00 o 40–60 kW. Dla portfela obejmującego 30–40 obiektów publicznych i wspólnotowych oznacza to łączną pojemność bateryjną rzędu 1,2–1,8 MWh oraz moc ładowania i rozładowania 0,8–1,2 MW, co wystarcza do bieżącego bilansowania produkcji z PV o mocy 1,5–2,0 MWp.

Ważnym elementem programu jest zastosowanie standardu pracy wyspowej w obiektach kluczowych. W pięciu do siedmiu lokalizacjach, takich jak szkoły, urząd i węzły OSP, przewiduje się zestawy PV 30–50 kWp z magazynem 60–120 kWh i automatyką SZR. Pozwala to utrzymać zasilanie awaryjne na poziomie 15–30 kW przez 4–8 godzin, a w trybie oszczędnym nawet dłużej. W praktyce zabezpiecza to

serwery, oświetlenie awaryjne, systemy łączności oraz podstawowe ogrzewanie powietrznymi pompami ciepła o mocy 10–20 kW.

Równolegle należy rozwijać magazynowanie ciepła, które jest najtańszą metodą „przenoszenia" energii w czasie. W budynkach użyteczności publicznej zaleca się montaż buforów 1,0–3,0 m³ przy pompach ciepła 20–60 kW i kotłach biomasowych 100–250 kW. Takie zbiorniki gromadzą 50–150 kWh energii cieplnej i umożliwiają szczytowe dogrzewanie bez uruchamiania źródeł szczytowych. W większych węzłach, na przykład z trzema lub czterema budynkami podłączonymi do lokalnej sieci niskotemperaturowej, warto stosować zasobniki 5–10 m³, które magazynują 250–500 kWh ciepła oraz pozwalają obniżyć moc zamówioną nawet o 20–25 procent. W gospodarstwach domowych najbardziej efektywne są buforowe zasobniki CWU 200–300 litrów z grzałką 3–6 kW i priorytetem ładowania w godzinach wysokiej produkcji PV, co redukuje zużycie energii sieciowej na ciepłą wodę o 60–80 procent w miesiącach od kwietnia do września.

Systemy magazynowania powinny być spięte jednym systemem EMS. W pakiecie „komunalnym" warto wdrożyć sterowanie ładowaniem i rozładowaniem zgodne z prognozą produkcji PV, obciążenia i cen. Przesunięcie 8–12 procent dziennego zużycia budynków publicznych na godziny 10:00–15:00 oraz spłaszczenie wieczornego piku o 10–20 procent przynosi wymierne korzyści finansowe. W szkołach i urzędzie, których łączne zużycie energii elektrycznej przekracza 200–250 MWh rocznie, daje to oszczędność 35–60 MWh oraz spadek kosztów zakupu energii o 70–120 tys. zł w skali roku przy obecnych taryfach. W ujęciu sieciowym ograniczenie przepływów szczytowych z mikroinstalacji o 20–30 procent redukuje liczbę odstawień i podnosi jakość napięcia, co jest istotne w miejscowościach z długimi odcinkami linii niskiego napięcia.

Konstrukcja portfela magazynów powinna uwzględniać bezpieczeństwo i serwis. Dla jednostek publicznych zaleca się systemy litowo-żelazowo-fosforanowe o żywotności 6–8 tys. cykli, co przy pracy 250–300 cykli rocznie pozwala osiągnąć horyzont 20–25 lat po uwzględnieniu spadku pojemności. W małych firmach sprawdzą się zestawy 20–60 kWh z możliwością modułowej rozbudowy do 120–180 kWh. W prosumencie indywidualnym optymalna relacja pojemności do mocy PV mieści się w zakresie 1,0–1,5 kWh na każdy 1 kWp, czyli 6–9 kWh dla instalacji 6 kWp, co zazwyczaj skraca prosty okres zwrotu o 1–2 lata, jeżeli łączy się to ze sterowaniem CWU i ładowaniem pojazdu.

Wymiar finansowy nie jest barierą nie do pokonania. Jednostkowe koszty zakupu i instalacji dla segmentu publicznego wynoszą obecnie około 2 000–2 600 zł za 1 kWh pojemności w projektach 50–200 kWh oraz 1 500–1 900 zł za 1 kWh w magazynach wspólnotowych 200–500 kWh. Bufory ciepła to 1 200–1 800 zł za 1 m³ wraz z osprzętem i automatyką. Dla portfela 1,2–1,8 MWh pojemności elektrycznej i 60–100 m³ pojemności cieplnej całkowite nakłady kształtują się na poziomie 8,5–12,5 mln zł. Przy dofinansowaniu 50–70 procent z Funduszu Modernizacyjnego, KPO, FEnIKS oraz programu regionalnego, wkład własny wyniesie 2,6–6,3 mln zł. Skalkulowane w modelu pięcioletnim oszczędności i przychody z arbitrażu godzinowego oraz unikniętych mocy zamówionych mogą przynieść 1,6–2,4 mln zł rocznie, co daje łączny okres zwrotu portfela 5–7 lat, a w obiektach o wysokiej autokonsumpcji nawet krótszy.

Magazynowanie energii to także nowy rynek usług lokalnych. Agregacja mocy 0,5–1,0 MW z rozproszonych magazynów i sterowalnych pomp ciepła pozwala oferować usługi elastyczności, na przykład redukcje obciążenia o 100–200 kW w oknach 1–2 godzinnych. Lokalne firmy instalacyjne mogą rozwijać kompetencje w projektowaniu i serwisie, a szkoły i świetlice pełnić funkcję centrów demonstracyjnych. Włączenie modułów ładowania AC 11–22 kW i DC 60–120 kW przy carportach szkolnych oraz magazynu 200–300 kWh umożliwi zasilanie 8–12 pojazdów dziennie z lokalnej produkcji PV, co dodatkowo podnosi wykorzystanie energii na miejscu.

Żeby magazyny pracowały efektywnie, plan miejscowy i dokumenty sektorowe powinny jednoznacznie dopuszczać ich lokalizację przy budynkach publicznych, na terenach usługowych i na dachach wiat parkingowych. Warto też przewidzieć rezerwy mocy w stacjach transformatorowych dla magazynów

wspólnotowych oraz ująć w wieloletniej prognozie finansowej minimum dwa węzły bateryjne 200–300 kWh każdy w latach 2026–2028. Równolegle należy kontynuować rozmowy z operatorem sieci o montażu liczników z funkcją profili 15-minutowych w wszystkich obiektach węzłowych, co jest warunkiem skutecznego sterowania EMS.

Podsumowując, magazynowanie energii w Przytyku to nie kosztowny dodatek, lecz element konstrukcyjny całego systemu. Portfel rozproszonych baterii 1,2–1,8 MWh, buforów ciepła 60–100 m³, dwa magazyny wspólnotowe 200–500 kWh oraz standaryzowany EMS dla 30–40 obiektów pozwolą podnieść autokonsumpcję o 20–35 punktów procentowych, ograniczyć odstawienia PV, obniżyć rachunki jednostek publicznych o 15–25 procent i zwiększyć odporność energetyczną gminy w sytuacjach kryzysowych. Dzięki temu lokalna produkcja z OZE będzie wykorzystywana tu, gdzie powstaje, a społeczność energetyczna zyska realne narzędzie do zarządzania energią w skali dnia, tygodnia i sezonu.

28 Plan wdrożenia rozwiązania na polu organizacji ekologicznego transportu publicznego

Gmina Przytyk, odpowiadając na wyzwania związane z jakością powietrza, dostępnością usług publicznych i rosnącymi kosztami mobilności, planuje wdrożenie ekologicznego transportu publicznego jako pilotażu z perspektywą przejścia do modelu docelowego. Projekt ma połączyć cele klimatyczne i społeczne z realnymi usprawnieniami w dojazdach do szkół, urzędu, ośrodka zdrowia i węzłów przesiadkowych. Założeniem jest budowa spójnego systemu mobilności opartego na pojazdach zeroemisyjnych lub niskoemisyjnych, zasilanych energią wytwarzaną lokalnie w ramach „Przytyckiej Społeczności Energetycznej”.

Trzon pilotażu mogą stanowić dwa lub trzy minibusy elektryczne o pojemności 22–30 miejsc każdy. Pojazdy z bateriami 120–200 kWh zapewnią zasięg 220–320 km na jednym ładowaniu przy średnim zużyciu 0,9–1,2 kWh na kilometr. Dzienny przebieg na poziomie 140–180 km na pojazd pozwoli obsłużyć poranne i popołudniowe szczyty dowozu uczniów oraz pętle międzysiedliskowe w godzinach międzyszczytowych. W pierwszym etapie rekomenduje się budowę zaplecza ładowania w formule dwóch ładowarek DC 60–120 kW w bazie oraz dwóch punktów AC 22–40 kW przy kluczowych generatorach ruchu, takich jak szkoła i urząd gminy. Taki układ umożliwia doładowania 30–60 minutowe w trakcie dziennej przerwy i pełne ładowanie nocne.

Zasilanie floty zostanie zintegrowane z lokalną produkcją OZE. Instalacje fotowoltaiczne o mocy 150–250 kWp na dachach szkół, świetlic oraz jako carporty przy parkingach gminnych mogą dostarczać 150–240 MWh energii w skali roku. Roczne zapotrzebowanie energetyczne floty trzech e-minibusów szacuje się na 90–130 MWh przy przebiegu 30–40 tys. km na pojazd. Oznacza to, że 60–100 procent potrzeb energetycznych transportu publicznego można pokrywać z lokalnej fotowoltaiki, a pozostałą część uzupełniać zakupem zielonej energii w ramach rozliczeń wewnątrz społeczności energetycznej. Dodatkowy bufor zapewnią magazyny energii 100–200 kWh przy stacjach DC, które pozwolą korzystać z tańszych godzin taryfowych i stabilizować chwilowe szczyty ładowania.

Siatka połączeń w pilotażu powinna spiąć 10–12 sołectw z siedzibą gminy i placówkami usług publicznych. Rekomenduje się dwie linie testowe o długości 18–22 km i 24–28 km, z taktem 60 minut w szczycie i 120 minut poza szczytem oraz zagęszczeniem kursów do 30 minut w oknach dowozów szkolnych. Taki rozkład daje łącznie 36–44 kursy dziennie i potencjalną dzienną frekwencję 160–260 pasażerów. W wariancie docelowym, po weryfikacji potoków, możliwe jest dołożenie trzeciej linii peryferyjnej i zwiększenie pracy przewozowej o 25–35 procent bez powiększania floty, poprzez optymalizację przerw i doładowań śród dziennych.

Korzyści środowiskowe są mierzalne. Zastąpienie dwóch autobusów z silnikiem Diesla zużywających średnio 28–32 litrów na 100 km przy rocznym przebiegu 35 tys. km na pojazd oznacza ograniczenie

zużycia oleju napędowego o 19–22 tys. litrów rocznie. To odpowiada redukcji emisji rzędu 50–58 ton CO_2, a także kilkudziesięciu kilogramów NO_x i cząstek stałych PM, które najbardziej wpływają na jakość powietrza wzdłuż tras. Przy zasilaniu energią z PV i bilansowaniu w spółdzielni energetycznej emisje pochodzące z napędu spadają praktycznie do zera w ujęciu lokalnym.

Efekt ekonomiczny można osiągnąć przez połączenie źródeł finansowania i racjonalizację kosztów operacyjnych. Jednostkowy koszt zakupu e-minibusu klasy 22–30 miejsc to obecnie 1,2–1,6 mln zł, ładowarka DC 60–120 kW to 180–350 tys. zł, a infrastruktura przyłączeniowa z projektem to 150–300 tys. zł na lokalizację. Pilotaż z dwiema ładowarkami DC, dwoma AC i trzema pojazdami zamknie się w przedziale 4,2–5,6 mln zł. Poziom dofinansowania z „Zielonego Transportu Publicznego", KPO, Funduszu Modernizacyjnego lub FEnIKS może sięgać 60–85 procent kosztów kwalifikowanych. Koszty energii dla trzech e-minibusów przy zużyciu 110 MWh rocznie i średniej cenie 0,65–0,85 zł za kWh to 72–94 tys. zł. Dla porównania, koszt oleju napędowego przy 20 tys. litrów na pojazd i cenie 6,5–7,0 zł za litr to 390–420 tys. zł rocznie dla dwóch autobusów. Potencjalna roczna oszczędność kosztów paliwa i serwisu napędu wyniesie 250–350 tys. zł, co skraca okres zwrotu wkładu własnego do 4–6 lat.

System powinien uwzględniać elastyczne formy organizacji przewozów. Usługa „na żądanie" w oknach międzyszczytowych, rezerwacje przez aplikację lub infolinię oraz dynamiczne modyfikowanie trasy w promieniu 1–2 km od korytarza głównego zwiększą dostępność dla seniorów i osób o ograniczonej mobilności. Warto zaplanować taryfę społeczną dla uczniów i seniorów oraz integrację biletu papierowego z bezpłatną kartą mieszkańca, co uprości rozliczenia i zbieranie danych o potokach.

Kluczowa będzie integracja transportu z energetyką lokalną. Spółdzielnia energetyczna może pełnić rolę operatora energii dla floty, rozliczając wirtualny autoconsumption między PV na budynkach publicznych a stacjami ładowania. W drugiej fazie projektu możliwe jest wdrożenie funkcji V2G lub V2B w skali pilotażu. Nawet 60–90 kWh z baterii jednego pojazdu dostępne wieczorem może zasilać oświetlenie szkoły lub serwerownię urzędu w sytuacjach awaryjnych. Wymaga to falowników dwukierunkowych i odpowiednich umów z operatorem sieci, ale podnosi odporność energetyczną całej gminy.

Harmonogram wdrożenia powinien obejmować sześć miesięcy przygotowania i dwanaście miesięcy pilotażu z pełnym monitoringiem. W fazie przygotowawczej należy wykonać badania potoków w godzinach 6:00–9:00 i 13:00–17:00, audyt przyłączy w lokalizacjach ładowania, studium oddziaływania na sieć oraz przetargi na pojazdy i infrastrukturę. W trakcie pilotażu gmina powinna publikować kwartalne wskaźniki efektywności, takie jak liczba pasażerów na wozokilometr, koszt jednostkowy przewozu, udział energii z OZE w ładowaniu, emisje uniknięte i satysfakcja użytkowników. Po 12 miesiącach, przy spełnieniu progów, na przykład 200 tys. pasażerokilometrów i 70 procent udziału zielonej energii, system przechodzi do etapu docelowego z ewentualnym zwiększeniem floty do czterech pojazdów.

Podsumowując, ekologiczny transport publiczny w Gminie Przytyk to praktyczny sposób na połączenie celów klimatycznych z poprawą dostępności usług. Po stronie energii projekt wzmacnia lokalną samowystarczalność poprzez wykorzystanie fotowoltaiki i magazynów, po stronie mobilności ogranicza wykluczenie komunikacyjne oraz koszty paliw. Zintegrowanie floty z „Przytycką Społecznością Energetyczną" zmienia transport w aktywny element lokalnego bilansowania energii i tworzy model, który można skalować do kolejnych sołectw bez utraty efektywności.

29 Dopasowanie technologiczne systemu organizacyjno-technologicznego do potrzeb gminy

Gmina Przytyk, dążąc do większej samowystarczalności energetycznej i stabilności dostaw, przygotowuje kompleksowe dopasowanie systemu organizacyjno-technologicznego do bieżących i przyszłych potrzeb mieszkańców oraz lokalnej gospodarki. Fundamentem jest budowa elastycznego, zdecentralizowanego i odpornego na zakłócenia układu, który łączy lokalne źródła OZE z nowoczesnym zarządzaniem energią. W perspektywie do 2030 roku zakłada się uruchomienie i integrację źródeł wytwórczych o łącznej mocy 4,0–5,5 MW, w tym 2,2–3,0 MW w fotowoltaice rozproszonej, 0,5–0,8 MW w kogeneracji biogazowej oraz 0,6–1,0 MW w pompach ciepła współpracujących z magazynami ciepła. Daje to potencjał produkcyjny rzędu 4,2–5,8 GWh energii elektrycznej rocznie oraz 6,0–8,0 GWh energii cieplnej, co pozwala pokrywać 55–65 procent prognozowanego zapotrzebowania na prąd w gminnej sferze publicznej i u prosumentów oraz 25–35 procent zapotrzebowania na ciepło w budynkach objętych programem modernizacji.

Trzon transformacji stanowi rozwój źródeł rozproszonych. Plan zakłada instalację dachowych zestawów PV w 24–28 obiektach użyteczności publicznej o jednostkowej mocy 10–40 kWp, co daje łącznie 0,45–0,60 MW i produkcję 430–560 MWh rocznie przy autokonsumpcji na poziomie 70–85 procent. W sektorze mieszkaniowym i MŚP przewiduje się przyrost łącznej mocy mikroinstalacji o 1,5–2,2 MW, co przekłada się na dodatkowe 1,4–2,1 GWh energii w skali roku. Równolegle przygotowywany jest projekt biogazowni rolniczej o mocy 600–700 kWe z pracą 7 800–8 200 godzin rocznie, który dostarczy 4,7–5,4 GWh energii elektrycznej oraz 6,5–7,2 GWh ciepła do wykorzystania w węzłach publicznych i lokalnych sieciach niskotemperaturowych. Dla obiektów o stałym profilu cieplnym uruchamiane będą pompy ciepła o łącznej mocy 600–1 000 kW, wspierane buforami 1,5–2,5 MWhth, co obniży zużycie gazu i węgla o 28–40 procent w budynkach objętych modernizacją.

Skuteczne bilansowanie wymaga zaplecza magazynowego i automatyki. W pierwszej fazie przewiduje się instalację 8–12 magazynów energii elektrycznej w klasie 100–300 kWh każdy. Daje to łączną pojemność 1,2–2,4 MWh i moc przyłączeniową 1,0–1,8 MW, co umożliwi spłaszczanie szczytów, arbitraż taryfowy oraz zwiększenie autokonsumpcji z PV o 12–18 punktów procentowych. Węzły cieplne szkół, świetlic i urzędu zostaną wyposażone w zasobniki 5–20 m³, co pozwoli przesuwać pobór energii elektrycznej przez pompy ciepła poza godzinowe szczyty i obniżać koszty o 8–12 procent. Całością będzie sterował moduł EMS klasy komunalnej z funkcjami prognozowania produkcji PV, zapotrzebowania cieplnego oraz dynamicznego sterowania ładowaniem magazynów. Oczekiwany efekt to redukcja mocy zamówionej w wybranych punktach o 10–20 procent i skrócenie czasu zwrotu inwestycji w magazyny do 5–7 lat.

Równolegle modernizowana będzie infrastruktura przesyłowa. Na sieci średniego napięcia planuje się wymianę 18–22 km odcinków napowietrznych na kablowe, dobudowę 6–8 stacji SN/nn i rekonstrukcję 12–16 istniejących, co podniesie dostępne moce przyłączeniowe o 3,5–4,5 MVA. Na niskim napięciu przewidziano przebudowę 28–36 odcinków o łącznej długości 42–55 km oraz instalację 180–240 reklozerów i sterowanych rozłączników, które ograniczą wahania napięcia przy pracy licznych mikroinstalacji PV. W zakresie ciepła projektuje się trzy lokalne mikrosieci niskotemperaturowe o długości 0,8–1,5 km każda, zasilane ciepłem odpadowym i pompami ciepła, zdolne łącznie dostarczać 5,5–7,0 GWhth rocznie. Na gazie przewidziano dobudowę 6–9 km odcinków średnioprężnych w rejonach zwartej zabudowy i przygotowanie przyłącza pod ewentualną iniekcję biometanu o strumieniu 80–120 Nm³/h.

Ważnym filarem jest cyfryzacja i nadzór eksploatacyjny. We wszystkich budynkach publicznych powstanie jednolity system pomiarowy, obejmujący liczniki energii elektrycznej, ciepła i gazu z rejestrowaniem danych w krokach 15 minut. Dane z 20–26 lokalizacji trafią do gminnej platformy EMS, która wygeneruje miesięcznie ponad 80 tys. rekordów pomiarowych i pozwoli wykrywać odchylenia od krzywych referencyjnych na poziomie 3–5 procent. Na tej podstawie będą planowane działania

niskonakładowe, takie jak korekty nastaw automatyk, harmonogramy pracy wentylacji czy algorytmy ładowania magazynów, które przynoszą typowo 5–8 procent oszczędności bez inwestycji budowlanych. Dla inwestycji kapitałowych przewidziano wielokryterialną listę rankingową, w której oprócz NPV i prostego czasu zwrotu uwzględnia się redukcję mocy zamówionej, efekt emisyjny w kg CO_2/MWh oraz wpływ na bezpieczeństwo zasilania.

Transformacja wymaga również dopasowania struktur organizacyjnych. W urzędzie zostanie uruchomione stanowisko koordynatora energetycznego lub dwuosobowy zespół, odpowiedzialny za bilans energetyczny gminy, przygotowanie wniosków o dofinansowanie, nadzór nad eksploatacją źródeł OZE i magazynów oraz współpracę z mieszkańcami i MŚP. Zakłada się obsługę rocznie 25–35 projektów cząstkowych i 6–8 wniosków o środki zewnętrzne. Równolegle powstanie procedura zakupowa typu bundling dla szkół i świetlic, która łączy zakupy urządzeń w pakiety 200–400 kWp PV oraz 600–900 kWh BESS, co redukuje jednostkowe koszty o 8–12 procent dzięki efektowi skali. Dla prosumentów uruchomione zostaną cykle doradcze obejmujące audyt, dobór mocy i optymalizację profilu, tak aby średnia autokonsumpcja gospodarstw domowych wzrosła z 28–32 procent do 45–55 procent po wdrożeniu prostych magazynów 5–10 kWh lub współpracy z pompą ciepła.

Plan obejmuje również wsparcie lokalnego biznesu poprzez dostęp do taniej, przewidywalnej energii i możliwość udziału w projektach wspólnotowych. Dla 15–20 firm o zużyciu 80–250 MWh rocznie przewidziano węzły przyłączeniowe do mikrosieci, magazyny współdzielone 50–150 kWh oraz kontrakty wewnętrzne na dostawę 2,0–2,5 GWh rocznie energii z PV i biogazu. Szacuje się, że koszt energii w tych umowach będzie o 15–25 procent niższy od stawek rynkowych, a wrażliwość kosztowa firm na wzrost cen hurtowych spadnie o 40–55 procent dzięki hedgingowi w postaci produkcji lokalnej i magazynowania.

Całość działań została ułożona w trzyetapowy harmonogram. Etap I obejmuje lata 2025–2026 i skupia się na źródłach rozproszonych w sektorze publicznym, magazynach 1,2–1,8 MWh oraz modernizacji 20 km sieci nn. Etap II przypada na lata 2027–2028 i obejmuje uruchomienie kogeneracji biogazowej 0,6–0,7 MW, rozwój mikrosieci cieplnych do 4,0–5,0 GWhth oraz dobudowę 3 stacji SN/nn. Etap III, lata 2029–2030, zakłada skalowanie rozwiązań do łącznej mocy PV 3,0 MW u prosumentów i 0,9–1,2 MW w sektorze publicznym oraz domknięcie platformy EMS z pełną automatyzacją reakcji popytu, co powinno przynieść trwałe obniżenie kosztów energii w obiektach gminnych o 22–30 procent względem roku bazowego i redukcję emisji CO_2 o 35–45 procent w portfelu objętym programem.

Podsumowując, dopasowanie systemu organizacyjno-technologicznego Gminy Przytyk do wymogów transformacji energetycznej łączy konkretne moce i kilowatogodziny z nową organizacją, cyfryzacją i finansowaniem. Zestaw działań wytwórczych, sieciowych i zarządczych tworzy spójny model, który zapewnia mieszkańcom i przedsiębiorcom stabilny dostęp do energii, obniża koszty operacyjne i buduje lokalną odporność na wahania cen oraz przerwy w dostawach. Dzięki temu gmina przechodzi z etapu rozproszonych inwestycji do etapu zintegrowanego systemu, w którym każdy kilowat mocy i każda kilowatogodzina są planowane, mierzone i wykorzystywane w optymalny sposób.

30 Wskazanie rozpoznanych źródeł finansowania projektów na etapie inwestycyjnym (po realizacji Zadania)

Skuteczna realizacja projektów energetycznych w Gminie Przytyk, w tym uruchomienie i rozwój społeczności energetycznych opartych na spółdzielniach, wymaga stabilnego oraz zróżnicowanego montażu finansowego. Po zakończeniu etapu koncepcyjno-organizacyjnego konieczne jest sięgnięcie po instrumenty krajowe, regionalne i unijne, które łącznie mogą pokryć od 40 do 85 procent kosztów kwalifikowanych, przy wkładzie własnym gminy lub spółdzielni na poziomie 15 do 60 procent. Taki miks źródeł finansowania pozwala bezpiecznie uruchamiać inwestycje w kilka równoległych strumieni: mikro i małe instalacje OZE dla budynków publicznych i mieszkańców, źródła wytwórcze o mocy 0,5

do 3,0 MW, magazyny energii 100 do 500 kWh w węzłach publicznych oraz modernizacje efektywnościowe w obiektach oświatowych, administracyjnych i społecznych.

Trzon krajowego finansowania stanowi oferta NFOŚiGW oraz wojewódzkich funduszy środowiska. Program „Czyste Powietrze" dofinansowuje wymianę źródeł ciepła i termomodernizację domów jednorodzinnych na poziomie 30 do 66 procent kosztów, a w podwyższonych progach nawet do 99 tysięcy zł na budynek. „Mój Prąd" wspiera prosumentów w zakresie fotowoltaiki 2 do 10 kWp oraz magazynów energii 5 do 20 kWh, z dopłatą typowo 4 do 7 tysięcy zł na instalację PV i 8 do 16 tysięcy zł na magazyn. Programy dla sektora publicznego i MŚP, takie jak „Energia Plus" czy linie OZE i efektywność energetyczna, umożliwiają dotacje 30 do 50 procent lub preferencyjne pożyczki z oprocentowaniem poniżej stopy rynkowej, często z premią inwestycyjną do 10 procent kapitału. W praktyce szkoła z instalacją PV 30 kWp i węzłem pompy ciepła 40 kW może otrzymać łącznie 300 do 500 tysięcy zł wsparcia, co skraca prosty czas zwrotu z 9 do 5 lat.

Drugą podporą jest Fundusz Modernizacyjny, który ukierunkowuje środki na większe przedsięwzięcia wspólnotowe. Dla projektów spółdzielczych można łączyć komponenty wytwórcze i magazynowe: farma PV 0,8 do 3,0 MW z dotacją 45 do 65 procent, bateryjny magazyn 200 do 1 000 kWh z dotacją 40 do 60 procent, stacje ładowania AC i DC w taryfach publicznych z dofinansowaniem 30 do 50 procent. W typowej konfiguracji farma 2,5 MW o CAPEX rzędu 8,5 do 10,5 mln zł po dotacji 55 procent wymaga wkładu 3,8 do 4,7 mln zł, który można uzupełnić preferencyjną pożyczką na 10 do 15 lat z karencją 12 do 24 miesięcy.

Na poziomie regionalnym kluczowe pozostają środki programu Fundusze Europejskie dla Mazowsza 2021–2027. Priorytety dotyczące OZE i efektywności umożliwiają łączenie modernizacji energetycznej budynków gminnych z montażem PV, magazynów i systemów zarządzania energią. Dla pakietu 10 obiektów o łącznej powierzchni 8 do 12 tys. m² przewidziane są budżety 8 do 14 mln zł z dofinansowaniem 50 do 75 procent, obejmujące ocieplenie, wymianę stolarki, modernizację węzłów, PV 200 do 400 kWp i BMS z pomiarami co 15 minut. W przypadku projektów partnerskich, gdzie liderem jest gmina, a partnerami organizacje pozarządowe lub MŚP, możliwe jest zwiększenie intensywności wsparcia o 5 do 10 punktów procentowych dla komponentów społecznych oraz edukacyjnych.

Komplementarnie można sięgnąć po Krajowy Plan Odbudowy. KPO obejmuje finansowanie pilotaży dla magazynów energii, modernizacji energetycznej budynków publicznych oraz infrastruktury ładowania. Dofinansowanie do 80 procent kosztów kwalifikowanych przy budżetach jednostkowych 0,5 do 2,0 mln zł pozwala wdrożyć rozwiązania demonstracyjne, takie jak magazyny 100 do 300 kWh sprzężone z PV 20 do 60 kWp w szkołach i świetlicach. W projektach zbiorczych spółdzielnia energetyczna może wnioskować o pakiety infrastrukturalne obejmujące 10 do 20 obiektów, z łączną pojemnością magazynową 1,0 do 2,5 MWh i łączną mocą PV 0,3 do 0,6 MW.

Ważnym uzupełnieniem są instrumenty zwrotne. Bank Gospodarstwa Krajowego i Europejski Bank Inwestycyjny oferują pożyczki preferencyjne z marżą 0,5 do 1,5 punktu procentowego poniżej stawek komercyjnych, z okresem finansowania do 15 lub 20 lat i możliwością umorzenia 5 do 15 procent po spełnieniu celów emisyjnych. Dla MŚP dostępne są linie inwestycyjne w formule blended finance, gdzie dotacja 30 do 40 procent łączy się z kredytem na pozostałą część nakładów. W praktyce przedsiębiorstwo montujące PV 50 kWp i magazyn 50 kWh o łącznym CAPEX 300 do 360 tysięcy zł może sfinansować 120 do 150 tysięcy zł dotacją oraz 150 do 200 tysięcy zł pożyczką z ratą 1,2 do 1,6 tysiąca zł miesięcznie.

Dla inicjatyw stricte wspólnotowych warto uruchomić komponent partycypacyjny. Emisja udziałów spółdzielczych w transzach po 500 do 5 000 zł, obligacje społeczne z kuponem 4,0 do 6,5 procent rocznie na 5 do 7 lat oraz crowdfunding inwestycyjny do 1,0 do 2,5 mln zł wzmacniają kapitał własny i poprawiają zdolność do montowania dotacji. W modelu przychodowym spółdzielnia może opierać się na trzech filarach: sprzedaży energii wewnątrz społeczności po cenach 10 do 25 procent niższych od

cenników rynkowych, opłatach za usługi bilansujące i magazynowe 60 do 120 zł za MWh oraz wynajmie mocy magazynowej dla firm członkowskich z opłatą stałą 150 do 300 zł miesięcznie za każdy moduł 10 kW i 20 kWh.

Aby przyspieszyć pozyskanie środków, niezbędne jest przygotowanie pełnej dokumentacji. Każdy projekt powinien posiadać studium wykonalności, audyt energetyczny, analizę kosztów i korzyści, kalkulację LCOE lub LCOH, projekcję redukcji emisji CO_2 w kg na MWh oraz harmonogram rzeczowo-finansowy w układzie kwartałów. Równolegle warto prowadzić portfel wniosków, czyli 6 do 10 aplikacji w różnych programach dla jednego pakietu inwestycji, co zwiększa prawdopodobieństwo uzyskania finansowania przynajmniej na część zakresu. W praktyce dobrze zorganizowany pipeline pozwala w ciągu 12 do 18 miesięcy zakontraktować 60 do 80 procent docelowego budżetu portfela OZE i efektywności.

Struktura przepływów finansowych powinna być spięta z zarządzaniem ryzykiem. Dla inwestycji PV i magazynów zaleca się hedging części przychodów kontraktami wewnętrznymi na 36 do 60 miesięcy z ceną referencyjną indeksowaną o 2 do 4 procent rocznie. Dla biogazu i kogeneracji warto zawrzeć umowy długoterminowe na odbiór ciepła z budynkami publicznymi oraz na dostawy substratu z lokalnymi rolnikami, z widełkami ilości 80 do 120 procent i mechanizmem korekty ceny zależnym od wartości opałowej i zawartości suchej masy. Po stronie kosztowej należy przewidzieć rezerwy na serwis 1,0 do 1,5 procent CAPEX rocznie dla PV, 2,5 do 4,0 procent dla magazynów oraz 4,0 do 6,0 procent dla jednostek kogeneracyjnych.

Istotnym elementem montażu finansowego jest także etapowanie i łączenie pakietów. W pierwszym roku warto uruchomić szybkie projekty o wysokiej gotowości technicznej i niskim ryzyku administracyjnym, na przykład 200 do 400 kWp PV na dachach publicznych, 300 do 600 kWh magazynów i 2 do 4 węzłów pomp ciepła w szkołach. W drugim roku można domykać projekty większe, jak farma PV 1,0 do 2,5 MW oraz magazyn 0,5 do 1,0 MWh dla węzła spółdzielczego. W trzecim roku portfel uzupełniają modernizacje głębokie z FEnIKS lub FEM, które przynoszą 30 do 45 procent redukcji zapotrzebowania na ciepło i stabilizują koszty na kolejne 10 do 15 lat.

Podsumowując, Gmina Przytyk dysponuje szeroką paletą instrumentów, które po właściwym zestawieniu pozwalają finansować zarówno małe projekty prosumenckie, jak i instalacje wspólnotowe w skali megawatów. Kluczem jest równoległe korzystanie z dotacji 40 do 85 procent, preferencyjnego długu z marżą poniżej rynku, partycypacyjnego kapitału społecznego oraz długoterminowych umów odbioru wewnątrz społeczności. Taki montaż finansowy nie tylko skraca czas zwrotu i redukuje ryzyko, ale też przekłada się na realne efekty środowiskowe i ekonomiczne, tworząc trwałą podstawę dla rozwoju lokalnej energetyki rozproszonej i spółdzielczej.

31 Kalendarz realizacji planowanych projektów energetycznych i ciepłowniczych

Realizacja projektów energetycznych i ciepłowniczych w Gminie Przytyk, zwłaszcza tych planowanych w formule społeczności energetycznych opartych o spółdzielczość, wymaga sekwencyjnego harmonogramu łączącego przygotowanie organizacyjne, projektowanie techniczne, pozyskanie finansowania oraz etapową budowę i uruchomienia. Harmonogram musi odpowiadać realiom lokalnego systemu energetycznego, możliwościom sieci elektroenergetycznej i cieplnej, dostępności środków zewnętrznych oraz gotowości mieszkańców, instytucji i przedsiębiorców do udziału w transformacji.

Etap I obejmuje lata 2025–2026 i koncentruje się na przygotowaniu instytucjonalnym oraz szybkim uruchomieniu inwestycji o krótkich cyklach realizacyjnych. W tym czasie gmina finalizuje strukturę społeczności energetycznej z wyznaczeniem operatora technicznego, opracowuje dokumentację lokalizacyjną i techniczną dla pakietu obiektów publicznych oraz przygotowuje wnioski o dofinansowanie. Równolegle prowadzone są działania informacyjne i edukacyjne, które powinny objąć

co najmniej 8–10 spotkań sołeckich i 3–4 warsztaty branżowe dla przedsiębiorców. Po stronie inwestycyjnej uruchamiane są pilotaże fotowoltaiczne na dachach szkół, urzędu i OSP o łącznej mocy 150–250 kWp, uzupełnione o magazyny energii 30–60 kWh na węzłach o najwyższej autokonsumpcji. Dla pojedynczego obiektu cykl przygotowanie–budowa trwa 3–6 miesięcy od uzyskania zgód, a pierwsze efekty produkcyjne pojawiają się jeszcze w tym samym roku budżetowym. W fazie I startują też dwa pilotaże pomp ciepła w budynkach publicznych o mocy 30–50 kW każdy oraz jednostkowe modernizacje oświetlenia ulicznego do LED w skali 150–250 punktów świetlnych, co pozwala na szybkie obniżenie zużycia energii w sektorze komunalnym o 20–35 procent w objętych lokalizacjach.

Etap II przypada na lata 2026–2027 i ma charakter skalujący. Priorytetem jest rozszerzenie prosumeryzmu wśród mieszkańców i wspólnot mieszkaniowych z wykorzystaniem środków krajowych i regionalnych. W praktyce oznacza to przyłączenie 120–180 nowych mikroinstalacji PV o mocy 3–10 kWp, co daje łączny przyrost 0,7–1,2 MW oraz roczną produkcję rzędu 700–1 100 MWh. W tym samym okresie uruchamiane są pierwsze magazyny energii średniej skali, po 100–300 kWh w 3–5 lokalizacjach publicznych, z czasem realizacji 6–9 miesięcy. Gmina przygotowuje i rozpoczyna budowę małych systemów niskotemperaturowego ciepłownictwa osiedlowego, opartych o kotłownie biomasowe 150–300 kW lub kaskady powietrznych pomp ciepła 120–200 kW, które zasilają 3–6 budynków w zwartej zabudowie. Realizacja takich układów trwa przeciętnie 12–18 miesięcy i wymaga skoordynowania z termomodernizacją przegród oraz modernizacją instalacji wewnętrznych. W ramach etapu II prowadzone są też prace przygotowawcze do inwestycji większej skali: rezerwacja mocy przyłączeniowych w sieci SN dla farm PV 0,8–2,5 MW, koncepcje przyłączeń i studia wykonalności dla instalacji kogeneracyjnych zasilanych biogazem, a także audyty energetyczne kolejnych budynków publicznych pod kątem integracji z systemami zarządzania energią.

Etap III obejmuje lata 2027–2028 i koncentruje się na źródłach stabilnych oraz integracji sektorów energii elektrycznej, ciepła i transportu. Rozpoczyna się budowa i rozruch instalacji biogazowej rolniczej o mocy elektrycznej 500–800 kW pracującej w kogeneracji, z przewidywanym czasem realizacji 18–24 miesiące liczonym od decyzji środowiskowej. Produkcja energii elektrycznej rzędu 4 000–6 400 MWh rocznie oraz ciepła na poziomie 6 000–8 000 MWh rocznie pozwala zasilać w trybie ciągłym wybrane węzły publiczne i osiedlowe, a nadwyżki ciepła wykorzystać do suszarni lub sezonowego magazynowania. W tym samym horyzoncie pilotażowo wdrażany jest komponent transportowy: 1–2 linie dowozowe busów elektrycznych lub pojazdów zasilanych biometanem, wraz z dwiema stacjami ładowania AC 22 kW i jedną stacją DC 60–120 kW albo punktem tankowania biometanu. Zaplecze energetyczne dla pilotażu zapewniają lokalne instalacje PV o mocy 60–120 kWp z magazynami 100–200 kWh przy węzłach ładowania. Po stronie elektroenergetycznej etap III obejmuje modernizację 2–3 stacji transformatorowych SN/nn oraz dobudowę 3–5 odcinków kablowych SN o łącznej długości 4–8 km, aby zwiększyć zdolność przyłączeniową dla OZE i poprawić parametry napięciowe w godzinach szczytowej generacji.

Etap IV, planowany na lata 2028–2030, to konsolidacja i dojrzała integracja społeczności energetycznych. Struktura spółdzielcza poszerza się o nowych członków, a liczba odbiorców objętych wewnętrznym bilansowaniem osiąga 400–600 podmiotów z przewagą gospodarstw domowych i kilkudziesięcioma podmiotami publicznymi oraz MŚP. W tym okresie realizowane są projekty o najwyższym stopniu złożoności: lokalne mikrosieci z automatyką sekcjonowania i zarządzaniem popytem, wspólne stacje transformatorowe dla klastrów odbiorców z rezerwą mocy 1,5–3,0 MVA oraz magazyny energii o pojemności 0,5–1,5 MWh pełniące funkcje usług elastyczności. Czas realizacji pojedynczego projektu infrastrukturalnego wynosi 18–36 miesięcy, a ich sekwencjonowanie wymaga równoległej obsługi proceduralnej, finansowej i wykonawczej. Na poziomie budynków publicznych docelowo co najmniej 70–80 procent obiektów posiada zintegrowane systemy: PV 10–50 kWp, pompę ciepła 20–100 kW lub węzeł biomasy 100–300 kW oraz system zarządzania energią z pomiarami w interwale 15 minut.

W całym horyzoncie 2025–2030 utrzymywany jest stały rytm pozyskiwania finansowania oraz kontroli ryzyka. Dla każdego roku planuje się 2–3 nabory wniosków krajowych i regionalnych oraz 1–2 wnioski

o instrumenty zwrotne. Projekty grupowane są w pakiety rzeczowe, co skraca ścieżkę decyzyjną i pozwala na zakupy w skali łącznej mocy 0,3–0,6 MW rocznie dla PV oraz 200–400 kW rocznie dla źródeł ciepła. Równolegle prowadzony jest monitoring efektów: produkcji energii w MWh, autokonsumpcji w procentach, redukcji emisji CO_2 w tonach rocznie oraz oszczędności operacyjnych w zł na rok w podziale na sektor publiczny i prywatny. Po każdych 12 miesiącach przygotowywany jest przegląd portfela i aktualizacja planu na kolejny rok, co pozwala korygować zakresy w zależności od cen rynkowych, dostępności komponentów i parametrów sieci.

Tak zaprojektowany harmonogram dla Gminy Przytyk umożliwia płynne przejście od szybkich, niskokosztowych pilotaży do inwestycji wielkoskalowych, które stabilizują lokalny bilans energii. Sekwencja etapów 2025–2026, 2026–2027, 2027–2028 oraz 2028–2030 odpowiada typowym czasom procedur, budów i rozruchów, a jednocześnie zapewnia ciągłość korzyści dla mieszkańców, jednostek publicznych i przedsiębiorców. Przy konsekwentnym zarządzaniu projektem, właściwym montażu finansowym oraz dobrej współpracy z operatorem sieci i partnerami społecznymi gmina może do 2030 roku stworzyć trwały fundament nowoczesnej, odpornej i zrównoważonej gospodarki energetycznej opartej na lokalnych zasobach.

32 Źródła

1. Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Przytyk na lata 2014-2029
2. Program Ochrony Środowiska Dla Gminy Przytyk na lata 2017 – 2020 z perspektywą do 2024 roku
3. Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Gminy Przytyk na lata 2015-2020
4. Strategia rozwoju Miasta i Gminy Przytyk na lata 2025 – 2034
5. Statystyczne Vademecum Samorządowca
6. Baza inwentaryzacji emisji CO_2 na terenie gminy Przytyk
7. Wykaz Małych Instalacji OZE (URE)
8. Dane Agencji Rynku Energii
9. Geoportal
10. Geoserwis GDOŚ
11. Baza danych o obiektach topograficznych
12. Opracowania własne