

POWSZECHNA PLATFORMA TRANSFORMACYJNA ENERGETYKI 2050

www.ppte2050.pl



Redaktor Biuletynu:

Krzysztof Bodzek

konwersatorium@ppte2050.pl

Obserwowany w ostatnich miesiącach dynamiczny rozwój inicjatyw oddolnych, a w szczególności spółdzielni energetycznych, to dowód na to, że transformacja energetyczna wchodzi w fazę realnego wdrażania. Społeczności te doskonale oddają koncepcję elektroprosumeryzmu, przenosząc ciężar decyzji i odpowiedzialności z poziomu centralnego na poziom lokalny, bliżej odbiorców, zasobów oraz rzeczywistych ograniczeń sieciowych. Należy jednak podkreślić, że sama agregacja podmiotów to dopiero początek drogi. Fundamentem trwałego sukcesu nie jest jedynie administracyjne sumowanie wolumenów energii, lecz rzeczywiste, lokalne bilansowanie techniczne, bazujące na zaawansowanym zarządzaniu energią i maksymalizacji wykorzystania zasobów własnych.

Wpisuje się to bezpośrednio w paradygmat elektroprosumeryzmu, rozumianego jako świadome projektowanie i eksploatacja rozproszonych zasobów wytwórczych, magazynowych i regulacyjnych w celu lokalnego bilansowania. W tym ujęciu społeczności energetyczne zyskują rolę znacznie szerszą niż redukcja kosztów. Stają się narzędziem budowy odporności lokalnej, rozumianej jako zdolność do utrzymania zasilania odbiorów krytycznych w warunkach zakłóceń pogodowych, infrastrukturalnych, cybernetycznych i geopolitycznych. To właśnie zdolność do pracy w warunkach kryzysowych i zapewnienie zasilania obiektów kluczowych definiuje dojrzałość tych struktur w paradygmacie osłon kontrolnych.

Budowanie odporności wymaga jednak podejścia inżynierskiego, mianowicie priorytetyzacji obciążeń, utrzymywania rezerwy operacyjnej w magazynach, logiki odciążania oraz tam, gdzie to technicznie możliwe, scenariuszy pracy wyspowej lub pracy ograniczonej.

Biuletyn przedstawia trzy artykuły, które można traktować jako spójną narrację o tym, jak własne zasoby przekuć w realną sprawczość techniczną i ekonomiczną. W pierwszym artykule „Transformacja energetyczna do elektroprosumeryzmu: rola społeczności energetycznych w budowaniu odporności lokalnej”, społeczności energetyczne osadzone w architekturze elektroprosumeryzmu i pięciu osłon kontrolnych, wskazując, że warunkiem praktycznej realizacji odporności jest lokalne bilansowanie techniczne. Autorzy dowodzą, że wysoka samowystarczalność osiągnięta wyłącznie dzięki źródłom PV jest niewystarczająca do zapewnienia technicznego bilansowania i bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej. Kluczem do stabilności systemu jest dopiero synergia magazynów energii, źródeł dyspozycyjnych oraz elastyczności popytu, która pozwala skutecznie domknąć bilans energetyczny.

Naturalnym uzupełnieniem tej tezy jest drugi artykuł „Spółdzielnie energetyczne – pułapka 40% samowystarczalności”, który stanowi ostrzeżenie przed hurraoptymizmem inwestycyjnym. Punktowane są ryzyka związane z tworzeniem podmiotów „na papierze”, bazujących na niedopasowanych profilach produkcji PV i zużycia. Analiza ta pokazuje, że brak technicznego bilansowania prowadzi do nieefektywności ekonomicznej, a wsparcie spółdzielni energetycznych może okazać się iluzoryczne w zderzeniu z rynkowymi cenami energii.

Trzeci artykuł „Kinetyczny magazyn energii” uzupełnia rozważania o perspektywę techniczną omawiając kinetyczne magazyny energii. Magazyny te, dzięki swojej trwałości i dynamice, mogą stanowić istotny element miksu w systemach wymagających szybkiej reakcji i dużej mocy w krótkim czasie.

Wspólny mianownik tych trzech artykułów jest jednoznaczny: społeczność energetyczna nie jest „sumą instalacji”, lecz systemem sterowania i odpowiedzialności zdefiniowanym przez lokalne bilansowanie. Pozwala to spojrzeć na społeczności energetyczne nie tylko przez pryzmat regulacji, ale przede wszystkim jako na wyzwanie inżynierskie, którego stawką jest bezpieczeństwo i niezależność energetyczna.

Krzysztof Bodzek

Gliwice, 15 stycznia 2026 r.



Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gliwicki im. Stanisława Fryzego wspiera prace nad koncepcją elektroprosumeryzmu, zapoczątkowaną przez śp. prof. Jana Popczyka, Członka Honorowego SEP. Oddział aktywnie wspiera działalność Konwersatorium Inteligentna Energetyka oraz finansuje publikację niniejszego Biuletynu.
www.sep.gliwice.pl

dr inż. Krzysztof Bodzek

Politechnika Śląska, Katedra Energoelektroniki, Napędu Elektrycznego i Robotyki

Mateusz Jasiński, Magdalena Wręczycka

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Student/ka kierunku Elektrotechnika

Transformacja energetyczna do elektroprosumeryzmu: rola społeczności energetycznych w budowaniu odporności lokalnej

Energy transition to electroprosumerism: the role of energy communities in building local resilience

Artykuł przedstawia rolę społeczności energetycznych (klastrow energii, spółdzielni energetycznych oraz obywatelskich społeczności energetycznych) jako narzędzia nie tylko dekarbonizacji i redukcji kosztów energii, lecz przede wszystkim budowania odporności lokalnej w warunkach rosnących ryzyk pogodowych, infrastrukturalnych, cybernetycznych i geopolitycznych. W ujęciu koncepcyjnym społeczności te osadzono w paradygmacie elektroprosumeryzmu oraz w architekturze pięciu osłon kontrolnych, które porządkują funkcje sterowania od poziomu pojedynczego obiektu do poziomu krajowego systemu elektroenergetycznego. Wskazano, że warunkiem praktycznej realizacji odporności jest lokalne bilansowanie techniczne bazujące na danych i sterowaniu, z wykorzystaniem systemów zarządzania energią, elastyczności popytu oraz agregacji zasobów, przy jednoczesnym uwzględnieniu ograniczeń wdrożeniowych po stronie integracji z OSD i dopuszczalnych trybów pracy. W części analitycznej omówiono konsekwencje wymogu ustawowego dotyczącego spółdzielni energetycznych, tj. konieczności pokrycia co najmniej 50% zapotrzebowania w każdej godzinie jako przesłanki warunkowego obowiązku wydania warunków przyłączeniowych. Na przykładzie profilu gminy wiejsko-miejskiej (1,2 GWh/rok) pokazano, że wysoki bilans roczny energii (samowystarczalność) nie przesądza o spełnieniu kryterium godzinowego. Instalacje PV poprawiają głównie wolumen roczny, magazyn energii skutecznie redukuje deficyty krótkookresowe (dobowe), jednak dopiero zastosowanie źródła dyspozycyjnego pozwala domknąć bilans. Takie bilansowanie jest podstawą zapewnienia zasilania obiektów krytycznych w społecznościach energetycznych, w szczególności powiązanych z jednostkami samorządu terytorialnego.

Słowa kluczowe: społeczności energetyczne, odporność lokalna, elektroprosumeryzm, osłony kontrolne, spółdzielnia energetyczna, warunki przyłączeniowe

Presented here is the role of energy communities (energy clusters, energy cooperatives and citizen energy communities) as the tool serving not only for decarbonisation and energy costs reduction but first of all for building local resilience in conditions of growing weather, infrastructural, cybernetic and geopolitical risks. Conceptually, the communities were set into the electroprosumerism paradigm and the architecture of five control front-ends which organise control functions from the level of a single object to the level of the national power system. Indicated is that the condition of practical resilience realisation is the local technical balancing based on data and control with the use of energy management systems, demand flexibility and aggregation of resources with simultaneous taking into account implementation limitations on the side of integration with DSOs and acceptable operation modes. In the analytical part discussed are consequences of the legal requirement concerning energy cooperatives i.e. the necessity to cover at least 50% of demand in every hour of a day as the prerequisite of conditional obligation to issue connection requirements. On the example of a rural-urban municipality profile (1,2 GWh/y) shown is that a high annual energy balance (self-sufficiency) does not preclude to fulfill the hourly criterion. PV installations improve mainly the annual volume, energy store effectively reduces short-time (daily) deficits but only application of a disposable source available at any time allows to complete the balance. Such balancing is the basis to ensure uninterrupted power supply to objects critical for energy communities linked in particular with local government entities.

Keywords: energy communities, local resilience, electroprosumerism, control front-ends, energy cooperative, connecting requirements

Wprowadzenie

Społeczności energetyczne – w Polsce to przede wszystkim klastry energii (KE), spółdzielnie energetyczne (SE) oraz obywatelskie społeczności energetyczne (OSE) – coraz wyraźniej przenoszą transformację energetyczną z poziomu centralnej energetyki na poziom lokalny, gdzie decyzje inwestycyjne i operacyjne mogą być podejmowane bliżej odbiorcy, zasobów, ale co niezwykle istotne również ograniczeń sieciowych. W warunkach rosnącej zmienności cen energii, problemów z przyłączeniami oraz zwiększającego się ryzyka zakłóceń, te formy współdziałania uczestników rynku stają się nie tylko narzędziem dekarbonizacji, lecz także elementem budowania lokalnej odporności elektroprosumenckiej i zdolności do utrzymania kluczowych funkcji

zasilania. Jest to bardzo istotne, ponieważ do klasycznych problemów z zasilaniem, w szczególności obszarów wiejskich, jakim były awarie i zdarzenia wywołane pogodą, dochodzą również realne zagrożenia związane z cyberatakami, a ponadto nie można zapomnieć o zapewnieniu zasilania obiektów krytycznych podczas ewentualnego konfliktu zbrojnego.

Szczególnie istotne jest to w kontekście koncepcji elektroprosumeryzmu rozumianego jako świadome projektowanie i eksploatacja rozproszonych zasobów wytwórczych, magazynowych i regulacyjnych w celu lokalnego bilansowania. Budowanie odporności ma szczególne znaczenie dla zasilania rozproszonych obiektów krytycznych (np. infrastruktury wod.-kan., obiektów ochrony zdrowia, łączności, wybranych węzłów transportu, lokalnych centrów zarządzania kryzysowego). Wymaga to jednak

każdorzazowo identyfikacji potencjału w ujęciu szerszym niż tylko PV. Obejmuje identyfikację dostępności i profil zasobów, takich jak wiatr, substraty do elektrowni biogazowych, odpady, konieczność stosowania magazynów energii, a także np. możliwości pracy wyspowej i podtrzymania zasilania, elastyczność odbiorów, istniejącą infrastrukturę ciepłą oraz ograniczenia i możliwości sieci. Dopiero takie podejście pozwala projektować społeczność energetyczną jako system zdolny do realizacji funkcji krytycznych, a nie wyłącznie jako zbiór instalacji OZE.

Podsumowując, współczesna energetyka znajduje się w punkcie zwrotnym, który można nazwać mianem transformacji przełomowej [1] o niespotykanej skali. Nie jest to jedynie techniczna wymiana źródeł wytwórczych, czyli zastąpienie bloków węglowych farmami wiatrowymi czy źródłami PV. Jest to fundamentalna redefinicja logiki funkcjonowania systemu, przejście od scentralizowanej Wielkoskalowej Energetyki Paliw Kopalnych (WEK) do rozproszonego modelu Elektroprosumeryzmu. W centrum tej zmiany leży konieczność budowy lokalnej odporności w obliczu narastających zagrożeń geopolitycznych, klimatycznych i cybernetycznych.

Spółeczności energetyczne

Wspólnym mianownikiem klastrów, spółdzielni i OSE jest to, że porządkują one współpracę wielu podmiotów (JST, przedsiębiorstw, instytucji, mieszkańców, operatorów obiektów) wokół celów, takich jak: zwiększenie autokonsumpcji, stabilizacja kosztów energii, lepsze wykorzystanie lokalnych zasobów wytwórczych oraz rozwój elastyczności po stronie popytu. Różnią się formułą prawną i logiką organizacyjną, ale w praktyce mogą prowadzić do podobnego rezultatu, mianowicie ograniczenia zależności od dostaw energii z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) poprzez lokalne bilansowanie i świadome zarządzanie przepływami energii w obrębie określonego obszaru sieci.

Klaster energii

Klaster energii jest porozumieniem o współpracy obejmującym m.in. wytwarzanie, magazynowanie, równoważenie zapotrzebowania, dystrybucję lub obrót energią elektryczną i paliwami oraz analogicznie w obszarze ciepła [2]. Warunkiem konstrukcyjnym jest udział JST (lub spółki z dominującym udziałem JST), a obszar działania ograniczono do powiatu lub maksymalnie pięciu sąsiadujących gmin. Wpis do Rejestru Klastrów Energii prowadzonego przez Prezesa URE jest dobrowolny, ale jest wymagany do uzyskania potencjalnego dostępu do systemu preferencji przewidzianych w ustawie.

Mechanizm zachęt dla klastrów zarejestrowanych w URE bazuje na godzinowym rozliczeniu wolumenu energii wytworzonej z OZE przez członków klastra i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej oraz następnie pobranej z tej sieci przez członków klastra na potrzeby własne dla każdej godziny okresu rozliczeniowego (rozliczenia miesięczne, z alokacją według proporcjonalnych udziałów członków w godzinowym poborze).

To rozwiązanie jest istotne systemowo, bo premiuje realne dopasowanie profilu generacji do profilu zużycia (a więc sterowanie popytem i magazynami). Należy jednak podkreślić, że rynek energii

przeszedł na interwał 15-minutowy, co zwiększa wymagania co do jakości danych i narzędzi bilansowania.

W ramach systemu wsparcia przewidziano dwa główne typy korzyści, mianowicie brak naliczania opłaty OZE oraz opłaty kogeneracyjnej dla energii z OZE wprowadzonej do sieci i pobranej przez członków klastra w tej samej godzinie oraz upust na składniku zmiennym stawki sieciowej, który może wynieść maksymalnie 25% i jest zależny od współczynnika samowystarczalności klastra. Maksymalny opust uzyskuje się dla pełnego pokrycia swoich potrzeb za pomocą własnych źródeł, który maleje do zera, spadając o 5 p.p. na każde 10 p.p. spadku współczynnika samowystarczalności.

Jednak należy podkreślić, że system wsparcia jest czasowy i działa w dwóch etapach z rosnącymi wymaganiami co do OZE, samowystarczalności i magazynowania:

I etap – do 31.12.2026 r.:

- minimum 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci w ramach klastra z OZE,
- łączna moc wskazanych jednostek wytwórczych <150 MW,
- pokrycie w skali roku minimum 40% rocznego zapotrzebowania członków,
- moc magazynów minimum 2% łącznej mocy wskazanych źródeł.

II etap – 01.01.2027–31.12.2029 r.:

- minimum 50% energii z OZE,
- łączna moc < 150 MW,
- w każdej godzinie pokrycie minimum 50% łącznych dostaw do członków,
- moc magazynów minimum 5% łącznej mocy wskazanych źródeł.

Najważniejszym czynnikiem hamującym realne uruchomienie zachęt jest to, że systemu wsparcia nie stosuje się do czasu wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej (lub uznania, że rozwiązanie nie stanowi pomocy publicznej). W konsekwencji, mimo zdefiniowanych progów i zasad rozliczeń, mechanizm preferencji pozostaje w praktyce warunkowy, co ogranicza zdolność klastrów do pełnienia funkcji narzędzia lokalnego bilansowania.

Ustawa z 9 października 2025 [3] wprowadziła do ustawy OZE m.in. art. 38ag, który umożliwi członkom klastra wpisanego do rejestru zawieranie umów sprzedaży, których przedmiotem jest dostawa na własny użytek energii elektrycznej, ciepła lub paliw wytworzonych z OZE przez innego członka klastra, bez konieczności stosowania przetargu (wymaganego ustawą o PZP [4]). Regulacja ta pozwala formalnie na handel energii pomiędzy członkami, bez potrzeby organizacji problematycznych przetargów.

Bariery te powodują, że obecnie klastry często funkcjonują bardziej jako platformy współpracy i projekty rozwojowe niż jako dojrzałe mechanizmy lokalnego bilansowania energii. Warto jednak podkreślić, że część inicjatyw konsekwentnie rozszerza zakres działań poza samą energią elektryczną (np. w kierunku ciepła systemowego, źródeł kogeneracyjnych na biomasę, integracji z lokalnymi odbiorami publicznymi), co pokazuje, że potencjał klastrów jako narzędzia odporności lokalnej istnieje, wymaga jednak wzmocnienia bodźców do realnego bilansowania.

Spółdzielnie energetyczne

Spółdzielnia energetyczna działa jako sformalizowana wspólnota (spółdzielnia) wytwarzająca i zużywająca energię na potrzeby własne swoich członków, w granicach lokalnych uwarunkowań sieciowych i administracyjnych. Zgodnie z ustawą [5], jej działalność jest ograniczona do gmin (maksymalnie trzech bezpośrednio sąsiadujących) oraz do obszaru sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym poniżej 110 kV, określonego przez Punkty Poboru Energii (PPE) członków.

Zakres działania SE może obejmować następujące obszary:

- energia elektryczna: łączna moc zainstalowana OZE w spółdzielni nie może przekraczać 10 MW, a sprawność wytwarzania ma umożliwić pokrycie w skali roku powyżej 70% potrzeb własnych spółdzielni i jej członków;
- ciepło: łączna moc osiągalna cieplna poniżej 30 MW;
- biogaz/biogaz rolniczy: roczna wydajność poniżej 40 mln m³;
- biometan: roczna wydajność poniżej 20 mln m³.

Rozliczenie ma charakter zbiorowy (dla spółdzielni i jej członków) i bazuje na godzinowych danych pomiarowych wszystkich członków. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje sprzedawcy dane obejmujące godzinowe ilości energii wprowadzonej i pobranej, co pozwala na rozliczenie.

Kluczowym elementem wspierającym spółdzielnie jest rozliczenie godzinowe wszystkich członków SE, co jest traktowane jako tzw. wirtualna autokonsumpcja, a dodatkowo istnieje tzw. opust spółdzielczy (netmetering). Sprzedawca dokonuje rozliczenia energii niezbilansowanej godzinowo w spółdzielni w stosunku ilościowym 1:0,6. Niewykorzystana w danym miesiącu energia przechodzi na kolejne okresy rozliczeniowe, ale nie dłużej niż 12 miesięcy od daty wprowadzenia (zdefiniowanej jako ostatni dzień miesiąca, w którym energia została wprowadzona). W praktyce rozliczenie energii jest więc realizowane na trzech poziomach, mianowicie: autokonsumpcja własna, autokonsumpcja wirtualna oraz energia z netmeteringu, a ewentualny deficyt energii po wyczerpaniu się energii rozliczanej w ramach netmeteringu pochodzi z umowy kompleksowej zawieranej ze sprzedawcą.

Podsumowując, rozliczanie energii w ramach SE możliwe jest z wykorzystaniem kilku preferencji:

- od energii OZE wytworzonej w SE i zużytej przez jej członków (w tym energii rozliczanej w modelu 1:0,6) nie nalicza się i nie pobiera: opłaty OZE, opłaty mocowej oraz opłaty kogeneracyjnej oraz kosztów zmiennych opłaty dystrybucyjnej;
- członkowie nie uiszczają na rzecz sprzedawcy opłat z tytułu rozliczenia tej energii;
- wytwarzanie w mikroinstalacji przez członka niebędącego przedsiębiorcą i wprowadzanie tej energii do sieci w ramach rozliczenia spółdzielni nie jest traktowane jako działalność gospodarcza;
- koszty bilansowania handlowego energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE o mocy zainstalowanej < 400 kW pokrywa w całości sprzedawca.

Korzystne rozliczenia powodują, że w praktyce rynkowej większość spółdzielni energetycznych buduje dziś swój bilans niemal wyłącznie bazując na źródłach PV. Taki model jest

najprostszy inwestycyjnie i organizacyjnie, jednak ma ograniczenia systemowe. Produkcja PV jest silnie skoncentrowana w godzinach południowych i w sezonie letnim, co prowadzi do nadwyżek energii w okresach niskiego zapotrzebowania oraz do niedoborów w godzinach wieczornych i zimą. W rezultacie rośnie udział energii oddawanej do sieci i rozliczanej w ramach umowy kompleksowej, a maleje faktyczna zdolność do lokalnego bilansowania, czyli do realizacji celu odpornościowego (zasilanie możliwie blisko odbioru, w szczególności odbiorów krytycznych).

W modelu docelowym należy oczekiwać, że preferowane ekonomicznie i regulacyjnie będą spółdzielnie charakteryzujące się wysokim współczynnikiem autokonsumpcji oraz zdolnością do sterowania bilansem w czasie. Wynika to z logiki systemu. Im większa część energii jest konsumowana lokalnie, tym mniejsze jest niezbilansowanie, mniejsze ryzyko ograniczeń przyłączeniowych i przeciążeń, a także większa przewidywalność kosztów i efektów dla członków.

Obywatelska społeczność energetyczna

Obywatelska Społeczność Energetyczna to konstrukcja, która w polskim prawie [7] jest najbliższa unijnym „energy communities”, zarówno w logice partycypacji obywateli i samorządów, jak i w zakresie dzielenia się energią (energy sharing) oraz budowania lokalnej sprawczości energetycznej. W ujęciu systemowym OSE jest podejściem znanym z dyrektyw: RED II [7] i jej nowelizacji RED III [8] oraz dyrektywy rynkowej 2019/944 [9] (obywatelskie społeczności energetyczne). Działalność OSE co do zasady wymaga wpisu do wykazu prowadzonego przez Prezesa URE (co w praktyce oznacza formalną weryfikację statutu i zgodności celu oraz przedmiotu działania z ustawą).

OSE może działać wyłącznie w określonych formach:

- spółdzielnia i spółdzielnia mieszkaniowa,
- wspólnota mieszkaniowa,
- stowarzyszenie,
- spółka osobowa (bez partnerskiej),
- spółdzielnia rolników.

Dodatkowo istnieją ograniczenia terytorialno-sieciowe:

- działa na obszarze jednego OSD, do którego sieci przyłączone są instalacje członków,
- obszar wyznaczany jest przez miejsca przyłączenia do sieci dystrybucyjnej ≤ 110 kV,
- działalność nie może obejmować połączeń z innymi państwami.

OSE pozwala na dzielenie się energią w tym sensie, że:

- statut lub umowa OSE musi określać zasady rozliczeń oraz podziału energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki wytwórcze będące własnością OSE,
- jednocześnie ustawodawca wprost przesądza dwa kluczowe ograniczenia, mianowicie: członkowie zachowują status odbiorców końcowych (nadal funkcjonują w standardowych relacjach rynkowych i sieciowych), a podział energii nie ma wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe i taryfy.

Jest to najważniejsza różnica w stosunku do spółdzielni energetycznych. OSE nie jest mechanizmem preferencyjnego rozliczenia (opustów), tylko ramą organizacyjną i kontraktową do współdzielenia energii w społeczności (przy zachowaniu standardowych zasad naliczania opłat sieciowych i taryf).

W praktyce bariery rozwoju OSE wynikają z tego, że jest to model rynkowy (bez ustawowych preferencji rozliczeniowych), a jednocześnie wymagający operacyjnie:

- brak dedykowanych preferencji (w tym opustów) powoduje, że efekty ekonomiczne trzeba budować przez realną autokonsumpcję, sterowanie popytem, magazynowanie, optymalizację zakupów/sprzedaży i dobrą architekturę umów;
- wskazuje się na niedookreślenia i niejednoznaczności dotyczące dzielenia się energią oraz praktyki rozliczeń, co utrudnia powtarzalne wdrożenia;
- występuje również problem współpracy z OSD, dostępu do danych i procesów, a także kwestie formalno-proceduralne w relacjach z podmiotami publicznymi.

Podsumowanie rozważań dotyczących społeczności energetycznych

W praktyce klastry energii, spółdzielnie energetyczne i OSE porządkują współpracę wielu podmiotów wokół zwiększania autokonsumpcji, stabilizacji kosztów i lepszego wykorzystania lokalnych zasobów, ale różnią się pod względem mechanizmów rozliczeń i bodźców do lokalnego bilansowania.

Klaster ma szeroki zakres współdziałania (energia elektryczna, ciepło, paliwa, magazynowanie i równoważenie), a mechanizm zachęt bazuje na godzinowym rozliczeniu energii wprowadzonej do sieci i pobranej przez członków w tej samej godzinie, z dodatkowym upustem zależnym od samowystarczalności oraz wymaganiami dotyczącymi udziału OZE i magazynów (w dwóch etapach do 2026 i 2029). Jest to model, który wprost premiuje sterowanie popytem i magazynami, ale jego wdrożeniową skuteczność obecnie ogranicza fakt, że system wsparcia pozostaje warunkowy do czasu decyzji KE (notyfikacja), przez co wiele klastrów działa bardziej jako platforma współpracy niż jako dojrzały mechanizm bilansowania. Jednocześnie nowelizacja ustawy OZE [3] wzmacnia możliwość kontraktowania dostaw między członkami i ogranicza stosowanie przetargów.

Praktyczna możliwość bilansowania jest potencjalnie wysoka, ale w obecnych realiach często jest ograniczona do działań organizacyjnych (koordynacja projektów, próby integracji ciepła/CHP) i pilotaży, bez pełnego efektu ekonomicznego, który miałby skłaniać do inwestycji w magazyny i sterowanie.

Spółdzielnie mają najbardziej jednoznaczny zestaw zasad rozliczeń, mianowicie godzinowe bilansowanie w obrębie członków (wirtualna autokonsumpcja) oraz dodatkowo opust 1:0,6 dla energii niezbilansowanej godzinowo (z limitem czasu przeniesienia), przy jednoczesnych preferencjach kosztowych (brak opłaty OZE, mocowej i kogeneracyjnej dla energii z OZE rozliczanej w ramach spółdzielni) i uproszczeniach po stronie członków.

Jednocześnie w praktyce większość spółdzielni buduje bilans głównie na PV, co sezonowo i dobowo ogranicza realne lokalne bilansowanie. Dlatego w modelu docelowym należy oczekiwać premiowania spółdzielni o wysokim współczynniku autokonsumpcji.

Praktyczna możliwość bilansowania jest wysoka na poziomie rozliczeniowym (mechanizm działa), umiarkowana na poziomie fizycznym, zależna od tego, czy spółdzielnia ma ambicje i możliwości wykorzystania lokalnych zasobów innych niż PV.

OSE jest w polskim porządku prawnym najbliższa unijnej logice „energy communities” (RED II/RED III i dyrektywa rynkowa), bo koncentruje się na organizacyjnym dzieleniu się energią i regułach alokacji wytwarzania należącego do OSE. Podział energii nie wpływa na taryfy i opłaty sieciowe, a członkowie zachowują standardowy status odbiorców końcowych. W efekcie ekonomika OSE musi wynikać z realnej autokonsumpcji i sterowania, a bariery są głównie operacyjne, czyli złożoność wdrożenia, niedookreślenia praktyk rozliczeń i trudności pozyskania danych w relacji z OSD. Praktyczna możliwość bilansowania OSE jest koncepcyjnie dobra (energy sharing), ale bez ustalenia zasad i korzyści nie jest to obecnie promowane rozwiązanie.

Podsumowując, bilansowanie społeczności energetycznych będzie możliwe głównie wtedy, gdy będą one dysponować narzędziami sterowania i aktywami (a nie tylko wspólną umową społeczną).

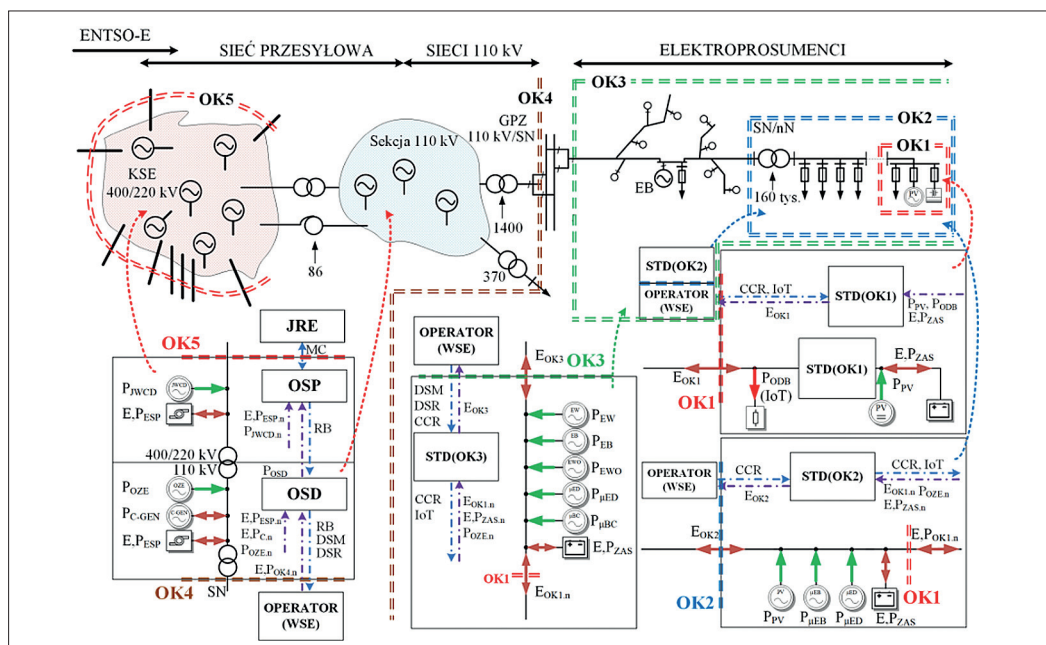
Lokalne bilansowanie społeczności energetycznych

Wartość społeczności energetycznych wykracza poza prostą sumę oszczędności na rachunkach. W dobie zagrożeń hybrydowych ich kluczową funkcją staje się zdolność do utrzymania zasilania w warunkach ekstremalnych. Jest to praktyczna realizacja postulatu osłon kontrolnych w koncepcji elektroprosumeryzmu [10], czyli wielopoziomowej architektury zarządzania energią elektryczną, składającą się z pięciu hierarchicznych osłon kontrolnych, mianowicie:

- OK1 – osłona przecinająca przyłączy nN i wyodrębniająca pojedynczego elektroprosumenta (typowo: gospodarstwo domowe lub mały odbiorca z PV, magazynem, odbiorami sterowanymi);
- OK2 – osłona przecinająca pola liniowe nN stacji transformatorowej SN/nN, wyodrębnia fragment infrastruktury nN i grupę obiektów w sieci;
- OK3 – osłona przecinająca pola przyłączeniowe (do infrastruktury SN/nN) źródeł oraz prosumentów/odbiorców (wyodrębniająca klastry, spółdzielnie, elektrownie wirtualne);
- OK4 – osłona przecinająca pola liniowe SN stacji transformatorowej 110 kV/SN (wyodrębniająca infrastrukturę nN-SN);
- OK5 – osłona przecinająca połączenia transgraniczne KSE.

Ostony te (rys. 1) pozwalają na budowę systemu elektroenergetycznego od poziomu pojedynczego obiektu do poziomu KSE.

Spółdzielnie energetyczne wpisują się bezpośrednio w koncepcje osłon kontrolnych, a przynajmniej powinny się wpiisywać, jeżeli mechanizmy związane z lokalnym bilansowaniem będą umożliwiały łatwą integrację zasobów bilansujących społeczności z infrastrukturą KSE.



Rys. 1. Koncepcja osłon kontrolnych [10]

Mechanika lokalnego bilansowania

Lokalne bilansowanie to proces dynamicznego równoważenia popytu i podaży energii wewnątrz wydzielonego obszaru sieciowego (osłon kontrolnych). W odróżnieniu od bilansowania handlowego (rozliczeniowego), bilansowanie techniczne w ramach osłony wymaga infrastruktury umożliwiającej decyzje operacyjne w czasie zbliżonym do rzeczywistego, mianowicie pomiaru, komunikacji i sterowania zasobami (generacja, magazyny, odbiory sterowalne).

Kluczowe narzędzia lokalnego bilansowania

- EMS (Energy Management System) – system zarządzania energią osłony kontrolnej, zbiera i integruje dane z liczników (AMI), zabezpieczeń i automatyki sieciowej, inwerterów, magazynów energii oraz urządzeń odbiorczych (IoT/SCADA). Na tej podstawie podejmuje decyzje sterujące, np.: ładowanie/rozładowanie magazynów, redukcja eksportu, uruchomienie zasobników CWU), przełączenie trybu pracy inwerterów (jeśli dostępne), aktywacja planów awaryjnych i priorytetów obciążeń. W ujęciu wielopoziomowym EMS występuje na różnych warstwach (lokalny EMS w OK1, nadrzędny w OK2–OK3. Rola systemu rośnie wraz ze skalą i liczbą źródeł i odbiorów.
- DSR (Demand Side Response) – sterowanie popytem jest to najtańsza forma bilansowania. Zamiast tworzyć infrastrukturę energetyczną (zwłaszcza magazyny), społeczność może przesuwać procesy energochłonne na godziny wysokiej generacji OZE (np. chłodnie, pompownie, oczyszczalnie). DSR pełni tu funkcję regulacyjną, redukuje przepływy przez sieć i zwiększa autokonsumpcję.
- Agregacja/VPP (Virtual Power Plant) – warstwa koordynacji wielu rozproszonych zasobów w jedną sterowalną jednostkę. Na rysunku 1 odpowiada temu logika OK3, mianowicie agregator zbiera sygnały i dane z OK1 i OK2, optymalizuje pracę oraz może udostępniać funkcje.

W praktyce lokalne bilansowanie jest więc kombinacją dostępu do danych pomiarowych, automatyki i komunikacji, algorytmów EMS, elastyczności po stronie popytu i zasobów buforujących.

W społecznościach energetycznych lokalne bilansowanie stanowi warstwę funkcjonalną do sterowania zasobami rozproszonymi w obrębie wydzielonego obszaru sieciowego (osłony kontrolnej). Forma organizacyjna społeczności umożliwia wdrożenie wspólnej logiki dyspozycyjnej (EMS/VPP) oraz uzgodnienie parametrów operacyjnych, jak np. priorytetów obciążeń, reguł aktywacji elastyczności (DSR), limitów wymiany z siecią (P/Q), a także zasad udostępniania magazynów i innych zasobów buforujących.

Celem sterowania w społeczności jest minimalizacja energii oddawanej do sieci oraz minimalizacja importu energii w godzinach niskiej generacji, przy zachowaniu ograniczeń technicznych. Realizowane jest to poprzez:

- sterowanie bilansem mocy czynnej w horyzoncie zbliżonym do rzeczywistego (np. 1–15 min) na podstawie danych AMI/SCADA/IoT oraz predykcji źródeł i obciążeń; EMS wyznacza parametry pracy dla magazynów, odbiorów sterowalnych, ograniczenia generacji oraz ewentualnie źródeł dyspozycyjnych;
- zwiększanie współczynnika autokonsumpcji energii OZE poprzez przesuwanie profilu obciążeń oraz buforowanie nadwyżek w magazynach energii i magazynach ciepła;
- ograniczanie przepływów poprzez lokalne bilansowanie (redukcja eksportu) oraz sterowanie charakterystykami inwerterów (jeżeli dostępne);
- agregację wielu punktów poboru i wytwarzania w ramach VPP, co umożliwi optymalizację wielowęzłową (w miarę dostępności danych/topologii) i redukcję niepożądanych przepływów wynikających z nieskoordynowanej pracy prosumentów.

Efektem technicznym jest obniżenie wartości energii przepływającej przez granicę osłony kontrolnej, dopasowanie profilu obciążenia do produkcji w źródłach OZE oraz redukcja wahań mocy i napięć w sieci (w zakresie sterowania po stronie odbiorów i inwerterów).

Dodatkowo w społecznościach energetycznych lokalne bilansowanie może realizować funkcję zapewnienia ciągłości zasilania dla odbiorów krytycznych poprzez zarządzanie rezerwą mocy i energii oraz implementację scenariuszy pracy wyspowej (jeżeli technicznie dopuszczalne) lub pracy ograniczonej w warunkach zakłóceń. Kluczowe elementy do realizacji strategii zasilania obiektów krytycznych to:

- klasyfikacja odbiorów ich i priorytetyzacja wraz z progami odciążania i sekwencją zrzuć obciążeń; EMS realizuje algorytmy odciążania zależne od stanu magazynów, prognozy generacji, limitów mocy oraz stanów zabezpieczeń;
- zarządzanie rezerwą operacyjną, czyli utrzymywanie minimalnego poziomu w magazynach dla funkcji podtrzymania, ograniczanie arbitrażu/rozładowań poniżej poziomu rezerwy, planowanie ładowania przy spodziewanych deficytach lub ryzyku zdarzeń (np. ograniczenia sieciowe);
- automatyka przełączeniowa i selektywność (w zależności od architektury) pozwalająca na detekcję zaniku napięcia, separacja sekcji, przełączenia, kontroli synchronizacji (jeśli dotyczy), utrzymanie parametrów jakości energii (U/f) w trybie awaryjnym oparte na inwerterach oraz magazynach i źródłach bilansujących, takich jak elektrownia biogazowa;
- sterowanie mocą bierną i napięciem w celu utrzymania dopuszczalnych poziomów napięcia w lokalnej sieci.

W ujęciu systemowym społeczność energetyczna mogłaby pełnić funkcję operatora funkcjonalnego w ramach osłony, definiując wymagania dla EMS (logika priorytetów, tryby awaryjne, parametry rezerwy), zapewniając dostęp do danych pomiarowych i telemechaniki oraz umożliwiając spójne sterowanie zasobami w celu jednoczesnej realizacji maksymalizacji autokonsumpcji energii lokalnej oraz podtrzymania zasilania obiektów krytycznych w warunkach ograniczeń lub zakłóceń.

Uwarunkowania implementacyjne i etap dojrzałości rynku

Z punktu widzenia techniki sterowania i automatyki lokalne bilansowanie z funkcją podtrzymania zasilania odbiorów krytycznych (priorytetyzacja obciążeń, rezerwa, sterowanie P/Q, scenariusze pracy ograniczonej lub wyspowej) jest wykonalne. W praktyce wdrożenie tej funkcjonalności w społecznościach energetycznych wymaga jednak spełnienia warunków, które nie zawsze są dziś dostępne na poziomie OSD i infrastruktury lokalnej, takich jak: interoperacyjności systemów pomiaru i telemechaniki, koordynacji zabezpieczeń i selektywności, uzgodnionych procedur operacyjnych (łączenia, rekonfiguracji, odciążania) oraz formalnego dopuszczenia trybów pracy odbiegających od standardowej pracy przyłączonej do sieci osłony wraz z odpowiedzialnością za bezpieczeństwo i jakość zasilania.

Mimo to istnieją przykłady zarządzania energią, chociaż realizowane głównie lokalnie np. w zakładach, a nie świadczące usługi na rzecz operatorów, chociaż takie rozwiązania również się pojawiają, ale o bardzo ograniczonej funkcjonalności [11].

Przykładem komercyjnego wdrożenia osłony kontrolnej o charakterze zakładowym jest rozwiązanie zastosowane w przedsiębiorstwie *Energo-Complex* [12]. W obiekcie zbudowano autonomiczną osłonę kontrolną, integrującą lokalną generację, magazyn energii oraz automatykę sterującą, z logiką dyspozycyjną realizowaną przez system EMS.

Na podstawie pracy tego wdrożenia można wyciągnąć następujące wnioski techniczne:

- redukcja energii przepływającej przez punkt przyłączenia poprzez sterowanie bilansem mocy czynnej oraz ograniczanie mocy pobieranej w okresach niekorzystnych (w tym zarządzanie mocą szczytową po stronie odbioru), jest możliwe w pełnym zakresie;
- podtrzymanie zasilania odbiorów krytycznych (laboratorium, infrastruktura IT/serwerownia) poprzez utrzymywanie rezerwy energii w magazynie oraz realizację scenariuszy awaryjnych bazując na automatyce przełączeniowej i sterowanie zasobami bilansującymi, jest możliwe i przynosi realne korzyści;
- ujęcie inwestycji jako elementu funkcjonalnego infrastruktury zakładowej, tj. równoczesna realizacja celów kosztowych (optymalizacja poboru i profilu mocy) oraz celów ciągłości zasilania dla procesów wrażliwych pozwala nie tylko na realizację zasilania krytycznego, ale również częściowej optymalizacji kosztów.

Pomimo technicznej wykonalności i istniejących przykładów upowszechnienie w społecznościach energetycznych odporności elektroprosumenckiej jest obecnie ograniczane przez czynniki systemowe. Kluczową barierą pozostaje brak pełnej integracji danych i sterowania pomiędzy warstwą społeczności a infrastrukturą sieciową OSD, obejmującą telemechanikę, stany łączników, parametry węzłów, bieżące ograniczenia pracy oraz sygnały operacyjne. W konsekwencji sterowanie bywa realizowane lokalnie, bez sprzężenia zwrotnego z aktualnymi warunkami sieciowymi.

Dodatkowo obserwuje się ostrożne podejście operatorów do nietypowych trybów pracy, w szczególności pracy wyspowej oraz automatyki przełączeniowej po stronie odbiorczej, wynikające z odpowiedzialności za bezpieczeństwo pracy sieci, parametry jakości energii oraz ryzyko operacyjne. Jednocześnie, wraz ze wzrostem zasobów rozproszonych i rosnącą potrzebą wykorzystania elastyczności, podejście to stopniowo ewoluuje, a bariera ma charakter malejący.

W konsekwencji, na obecnym etapie rozwoju większość społeczności energetycznych koncentruje się na wariacie podstawowym lokalnego bilansowania, tj. maksymalizacji autokonsumpcji i redukcji kosztów zakupu energii, natomiast funkcje związane z ciągłością zasilania odbiorów krytycznych pozostają domeną wdrożeń zakładowych lub projektów wymagających pogłębionej integracji z warstwą sieciową oraz uzgodnień operacyjno-technicznych z OSD.

Warunki przyłączeniowe w spółdzielniach energetycznych

Kolejnym istotnym wyzwaniem dla społeczności energetycznych są bariery związane z pozyskiwaniem warunków przyłączenia dla nowych źródeł i magazynów, wynikające z ograniczonej zdolności sieci oraz standardowych kryteriów technicznych OSD.

W tym kontekście warto rozważyć kolejny sposób wsparcia spółdzielni energetycznych, w którym ustawodawca wprowadził mechanizm warunkowego obowiązku wydania warunków przyłączeniowych dla instalacji OZE działających w ramach spółdzielni, pod warunkiem spełnienia kryteriów ustawowych.

Jednym z kluczowych kryteriów jest wymóg, aby instalacje OZE spółdzielni umożliwiały w ujęciu godzinowym pokrycie co najmniej 50% zapotrzebowania (łączych dostaw energii) odbiorców końcowych objętych spółdzielnią w każdej godzinie [13], co w praktyce oznacza konieczność spełnienia godzinowego bilansu energii w całym roku przy zmienności generacji OZE oraz profilu obciążenia. Kryterium to jest wymagające, ponieważ przy dominacji źródeł pogodozależnych (np. PV) spełnienie warunku w godzinach wieczornych, nocnych i w okresach niskiej generacji wymaga zastosowania zasobów bilansujących (magazynów energii, źródeł dyspozycyjnych) oraz odpowiedniej strategii sterowania.

W artykule zostanie przedstawiona analiza spełnienia warunku godzinowego pokrycia 50% zapotrzebowania w każdej godzinie dla profilu typowej gminy wiejsko-miejskiej (rys. 2.) o rocznym zapotrzebowaniu energii elektrycznej na poziomie 1,2 GWh, z oceną bilansu w kroku godzinowym oraz identyfikacją minimalnego zakresu zasobów i sterowania niezbędnych do dotrzymania kryterium.

Bilans rozumiany jest jako porównanie w każdej godzinie roku zapotrzebowania odbiorców spółdzielni z energią możliwą do dostarczenia z lokalnych zasobów. Dla każdej godziny analizuje się zapotrzebowanie oraz lokalną generację (PV oraz w wybranych scenariuszach, jednostkę dyspozycyjną). Jeżeli w scenariuszu występuje magazyn energii, jego praca jest ograniczona pojemnością, mocą ładowania i rozładowania oraz stanem naładowania (SoC), co determinuje możliwą do dostarczenia energię w godzinach deficytu oraz możliwość zagospodarowania nadwyżek. Na tej podstawie wyznacza się pokrycie godzinowe jako udział energii z zasobów spółdzielni, nadwyżkę, czyli energię, której nie można zużyć lokalnie ani zmagazynować oraz deficyt oznaczający energię brakującą, uzupełnianą z sieci. Kluczowym wskaźnikiem jest liczba godzin niespełnienia warunku 50%, tj. liczba godzin, w których lokalne pokrycie spada poniżej 50% zapotrzebowania.

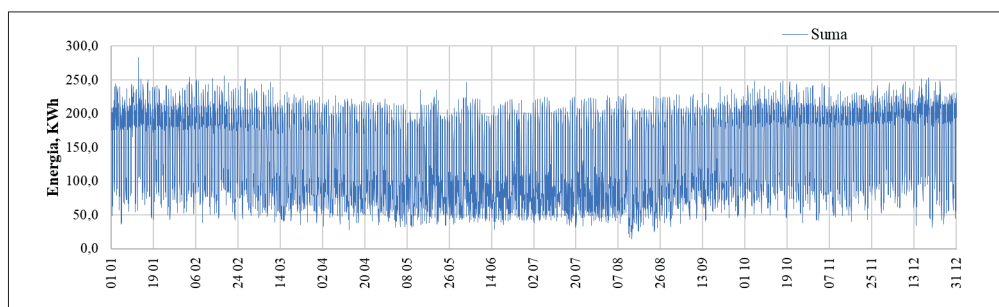
Charakterystyka źródeł w analizowanych scenariuszach

Przed omówieniem wyników bilansu należy scharakteryzować zastosowane w analizie zasoby wytwórcze i bilansujące, ponieważ ich właściwości fizyczne bezpośrednio determinują możliwość spełnienia kryterium 50% pokrycia w każdej godzinie

oraz kształtują poziom nadwyżek i deficytów energii. Podstawowym źródłem energii jest instalacja fotowoltaiczna, której praca jest silnie skorelowana z chwilowym nasłonecznieniem. PV nie wnosi do systemu mocy dyspozycyjnej. Generacja jest wymuszona warunkami pogodowymi, a w nocy spada do zera. W praktyce prowadzi to do wyraźnej asymetrii dobowej i sezonowej. W okresach letnich typowa jest nadprodukcja w środku dnia, często przekraczająca lokalne zapotrzebowanie, co przy ograniczonej zdolności magazynowania lub odbioru skutkuje koniecznością eksportu energii do sieci lub redukcją generacji. Z kolei w okresach zimowych uzysk energii z PV jest istotnie niższy, a dodatkowo występują epizody (np. silne zachmurzenie, pokrywa śnieżna), w których produkcja jest marginalna. Z technicznego punktu widzenia PV jest więc bardzo efektywnym źródłem energii w ujęciu rocznego wolumenu, natomiast nie jest źródłem mocy gwarantowanej i samodzielnie nie ma fizycznej możliwości zapewnienia wymaganego poziomu pokrycia w każdej godzinie, z uwagi na brak generacji w nocy oraz strukturalne deficyty w okresach niskiego nasłonecznienia.

Drugim kluczowym komponentem jest magazyn energii (AKU) w technologii elektrochemicznej, pełniący funkcję bufora krótkoterminowego. Magazyn nie produkuje energii pierwotnej, a jedynie przesuwa jej wykorzystanie w czasie, akumulując nadwyżki w godzinach wysokiej generacji i oddając je w godzinach deficytu. Jego zdolność bilansowania jest ograniczona pojemnością (energia możliwa do zmagazynowania), mocą ładowania i rozładowania oraz stanem naładowania (SoC), a efektywność zależy od sprawności cyklu ładowanie – rozładowanie i wynosi w analizie 85%. W konsekwencji magazyn bardzo dobrze kompensuje niedobory o charakterze dobowym, tj. umożliwia przesunięcie energii z godzin dziennych na wieczorne i nocne, jednak nie stanowi narzędzia bilansowania sezonowego ani wielodobowego. Jeżeli przez kilka kolejnych dni generacja ze źródeł zależnych od pogody jest niska, magazyn ulega rozładowaniu i traci możliwość podtrzymania wymaganego poziomu pokrycia, co ogranicza jego skuteczność w dotrzymaniu kryterium godzinowego w skali całego roku.

Trzecim elementem jest źródło dyspozycyjne pełniące funkcję regulacyjno-bilansującą, reprezentowane w analizie przez elektrownię biogazową. W przeciwieństwie do PV, jest to jednostka sterowalna. Jej moc może być zadawana w czasie zgodnie z potrzebą bilansu. Istotnym atrybutem biogazowni jest możliwość magazynowania energii w postaci paliwa. Biogaz wytwarzany w procesie fermentacji może być buforowany w zbiorniku, co pozwala przesuwać wykorzystanie paliwa na godziny szczytowego zapotrzebowania lub na okresy niedoboru generacji ze źródeł pogodozależnych. Z punktu widzenia spełnienia wymogu 50%



Rys. 2. Profil obciążenia budynków gminnych dla gminy wiejsko-miejskiej – 1,2 GWh

w każdej godzinie jednostka dyspozycyjna pełni funkcję zasobu domykającego bilans w godzinach krytycznych (wieczory, noce, okresy zimowe), zapewniając niezbędną moc gwarantowaną. Jednocześnie jej wykorzystanie jest powiązane z dostępnością i kosztem substratów oraz z kosztami eksploatacji, co ma bezpośredni wpływ na wynik ekonomiczny całego układu, a także z wielkością magazynu energii, który w analizowanych scenariuszach pozwalał na zgromadzenie energii w postaci biogazu na 6 godzin pracy z mocą wynoszącą 150 % mocy znamionowej. Wymagana jest dodatkowa jednostka lub przewymiarowanie jednostki głównej, co nie jest efektywne, ze względu na niższą sprawność pracy z mocą poniżej znamionowej i istniejące minimum techniczne, wynoszące zazwyczaj 50% mocy znamionowej [14].

Założenia analizy

W analizie porównano osiem scenariuszy (S1–S8) różniących się wartością mocy PV, pojemności magazynu (AKU) oraz obecnością źródła dyspozycyjnego (EB – elektrownia biogazowa). Przyjęto sterowanie z funkcją celu ukierunkowaną na dotrzymanie kryterium godzinowego, realizowane przez system EMS. Priorytetem jest maksymalizacja pokrycia lokalnego w godzinach krytycznych z kontrolą pracy magazynu energii oraz sterowaniem elektrownią biogazową.

Równolegle wykonano uproszczoną ocenę ekonomiczną, mającą charakter porównawczy i służącą identyfikacji tendencji, bez uwzględnienia dyskonta, struktury finansowania oraz wskaźników NPV/IRR. Nakłady inwestycyjne przyjęto w ujęciu jednostkowym jako:

- dla PV – 3,5 tys. zł/kW oraz koszty O&M 25 tys. zł/MW/rok,
- dla magazynu energii – 1000 zł/kWh pojemności przy założeniu magazynu czterogodzinnego oraz koszty O&M 50 tys. zł/MWh/rok,
- dla elektrowni biogazowej – 25 mln zł/MW oraz koszty O&M 400 tys. zł/MW/rok.

Koszty substratów przyjęto zgodnie z wartościami podanymi w poszczególnych scenariuszach. Korzyści obliczono metodą kosztu unikniętego, rozumianego jako redukcja zakupów energii z sieci, oraz kosztów zmiennych opłaty sieciowej, opłaty mocowej oraz opłaty OZE i kogeneracyjnej. Dla uproszczenia przyjęto również, że koszty dodatkowe wynoszą 10% rocznych przychodów i obejmują amortyzację oraz koszty eksploatacyjne funkcjonowania SE (bez kosztu substratów). Prosty okres zwrotu obliczono jako relację nakładów inwestycyjnych do rocznego efektu netto. Przy czym należy podkreślić, że długie czasy zwrotu w wariantach z magazynami są w praktyce dodatkowo obciążone ryzykiem odtworzeniowym (wymiana elementów w horyzoncie krótszym niż okres zwrotu).

Scenariusze miksu energetycznego

- **S1 – tylko PV (1,8 MW), bez magazynu i bez źródła regulacyjnego.**
Instalacja PV zapewnia bardzo wysoki bilans roczny (samowystarczalność 150,7%), ale autokonsumpcja jest

gdy lokalne zużycie jest małe. W efekcie mimo nadwyżki w skali roku, kryterium godzinowe 50% nie jest dotrzymane przez 5134 h/rok. To typowy efekt niedopasowania profilu PV do profilu obciążenia (szczególnie wieczorów i zimy).

- **S2 – zwiększenie PV (2,8 MW).**
Zwiększenie mocy PV podnosi samowystarczalność (234,5%), ale autokonsumpcja spada jeszcze bardziej (11,1%) i rosną nadwyżki oraz energia tracona w netmeteringu, która dla tego scenariusza wyniosła 607,8 MWh. Liczba godzin niespełnienia warunku 50% maleje tylko nieznacznie do 4964 h/rok. Zwiększanie mocy PV jedynie poprawia bilans roczny, ale nie rozwiązuje problemu godzinowego bilansowania.
- **S3 – PV (1,8 MW) + magazyn (1,8 MWh).**
Dodanie magazynu wyraźnie podnosi autokonsumpcję (43,9%) i ogranicza traconą energię (175,2 MWh). Kryterium 50% nadal jednak nie jest spełnione w 2271 h/rok. Magazyn pomaga w dobowym przesunięciu energii, ale nie pozwala na zbilansowanie długich okresów niskiej generacji (np. zimowe dni).
- **S4 – PV (1,6 MW) + magazyn (1,6 MWh).**
To wariant o niższej mocy PV i pojemności magazynu. Autokonsumpcja jest nieco wyższa (46,0 %), zmalały straty energii (27,4 MWh), ale godzin niespełnienia kryteriów jest 2629 h/rok. Mniejsza moc PV ograniczyła traconą energię, ale zwiększyła liczbę godzin niedotrzymania warunku 50% pokrycia zapotrzebowania.
- **S5 – PV (1,8 MW) + przewymiarowany magazyn (18 MWh).**
To istotne zwiększenie pojemności (magazyn rzędu kilkuna stu godzin średniego obciążenia). Autokonsumpcja rośnie (53,7%), a liczba godzin niespełnienia spada do 1122 h/rok. Jednak nadal warunek 50% nie jest osiągnięty, mimo bardzo dużego magazynu. Pozwala to na wniosek, że samo zwiększanie magazynu energii nie jest wystarczające.
- **S6 – silne przewymiarowanie PV (6 MW) + magazyn (18 MWh).**
To scenariusz ekstremalnego przewymiarowania, w którym współczynnik samowystarczalności wynosi aż 502,4%, ale jednocześnie powstają bardzo duże niewykorzystane nadwyżki, a energia tracona z rozliczenia w netmeteringu wynosi 2963 MWh (2,5 razy więcej niż roczne zapotrzebowanie). Warunek 50% jest niemal spełniony (tylko 30 h/rok niespełnienia – co łatwo pokryć stosując lepsze metody zarządzania energią), ale kosztem bardzo wysokich nakładów i bardzo niekorzystnej ekonomii rozwiązania. Jest to praktyczne potwierdzenie tezy, że osiągnięcie kryterium tylko za pomocą źródeł PV z magazynem wymaga skrajnego przewymiarowania, a więc nie jest racjonalne projektowo i ekonomicznie uzasadnione.
- **S7 – PV (300 kW), magazyn (300 kWh) i źródło regulacyjne (EB 150 kW), z kosztem substratu 300 zł/MWh.**
To wariant z jednostką dyspozycyjną (tu: mała elektrownia biogazowa pełniąca funkcję bilansująco-regulacyjną). Mimo niewielkiej mocy PV i małego magazynu, warunek 50% jest dotrzymany. To pokazuje rolę źródła dyspozycyjnego, które uzupełnia braki wtedy, gdy PV i magazyn nie są w stanie

- **S8 – jak S7, ale bez kosztu substratu (0 zł/MWh).**

Technicznie efekt identyczny (spełnienie warunku), natomiast zdecydowanie lepsza ekonomika dzięki wyeliminowaniu kosztu paliwa (np. substrat odpadowy). To pokazuje, że źródła dyspozycyjne o koszcie zmiennym są bardzo czułe na koszt paliwa, nawet przy tej samej funkcji systemowej (bilansowanie godzinowe).

Porównanie scenariuszy wskazuje jednoznacznie, że wysoki bilans roczny (samowystarczalność w skali roku) nie przesądza o spełnieniu kryterium 50% w każdej godzinie. Warianty bazujące wyłącznie na PV (S1–S2) mogą charakteryzować się korzystnym prostym okresem zwrotu, jednak nie spełniają wymogu godzinowego ze względu na brak generacji w godzinach nocnych oraz ograniczoną produkcję w okresach zimowych. Zwiększanie mocy PV poprawia głównie bilans roczny i zwiększa nadwyżki, natomiast tylko w ograniczonym stopniu redukuje liczbę godzin niespełnienia warunku 50%. Dodanie magazynu energii (S3–S5) poprawia dopasowanie profilu w skali doby i istotnie zwiększa autokonsumpcję, jednak nie domyka kryterium w skali całego roku, ponieważ magazyn efektywnie kompensuje luki kilkugodzinne, ale nie rozwiązuje problemu wielodniowych i sezonowych niedoborów energii. Próba wymuszenia spełnienia kryterium poprzez dalsze zwiększanie pojemności magazynu i jednoczesne przewymiarowanie PV (S6) prowadzi do bardzo wysokich nakładów inwestycyjnych oraz dużych nadwyżek energii, a w konsekwencji do niekorzystnej efektywności ekonomicznej i zasobowej, mimo znaczącej poprawy wskaźnika godzin niespełnienia.

Kluczowym wnioskiem jest to, że osiągnięcie pokrycia 50% w każdej godzinie wymaga zastosowania źródła regulacyjno-bilansującego (dyspozycyjnego). W analizie rolę tę odgrywa elektrownia biogazowa, która nawet przy niewielkiej mocy umożliwia praktyczne domknięcie bilansu godzinowego (S7–S8). Należy jednocześnie podkreślić, że jednostka biogazowa w analizie ma małą moc i pełni funkcję ilustracyjną, czyli jej celem było pokazanie tendencji oraz minimalnych wymagań funkcjonalnych wynikających z kryterium ustawowego, a nie docelowy dobór technologii.

W praktyce dostępność kogeneratorów ogranicza się do jednostek o mocy co najmniej 250 kW, co oznacza, że szczegółowy dobór mocy i strategii pracy wymaga odrębnej analizy lokalnych strumieni substratów oraz uwarunkowań środowiskowych. Alternatywą są mikroelektrownie biogazowe o mocy do 50 kW lub 100 kW, jednak są one droższym rozwiązaniem. Jednocześnie wyniki wskazują na silną wrażliwość ekonomiczną źródeł dyspozycyjnych na koszt substratu. Przy tej samej funkcji bilansującej różnica w koszcie substratu może przesądzać o skróceniu lub wydłużeniu prostego okresu zwrotu nawet o kilka lat. Szczegółowe dane dla poszczególnych scenariuszy zostały zebrane w tabeli 1.

Podsumowując, mechanizm warunkowego obowiązku wydania warunków przyłączeniowych bazujący na kryterium 50% w każdej godzinie premiuje rozwiązania zapewniające dyspozycyjność i sterowalność, a nie wyłącznie wysoki bilans roczny energii z PV. Spełnienie kryterium wyłącznie za pomocą magazynów energii nie jest w praktyce możliwe w racjonalnej skali techniczno-ekonomicznej, ponieważ wymagałoby magazynowania o charakterze sezonowym lub skrajnego przewymiarowania mocy PV i pojemności, prowadzącego do bardzo wysokich nakładów i dużych nadwyżek.

Minimalny, realistyczny kierunek spełnienia wymogu obejmuje miks technologii obejmujący źródła PV do pokrycia zapotrzebowania w godzinach dziennych, magazyn do przesunięć krótkookresowych oraz źródło dyspozycyjne domykające bilans, sterowane przez EMS z priorytetem dotrzymania kryterium godzinowego. W praktyce oznacza to również, że wykazanie spełnienia kryterium we wniosku o przyłączenie powinno odnosić się nie tylko do mocy zainstalowanych, ale także do logiki sterowania i zdolności bilansowania w godzinach krytycznych w całym roku.

Podsumowanie i wnioski

Spółeczności energetyczne (klastry energii, spółdzielnie energetyczne oraz obywatelskie społeczności energetyczne) należy traktować nie tylko jako mechanizm redukcji kosztów energii i zwiększania autokonsumpcji, ale także jako narzędzie budowania odporności lokalnej w warunkach rosnących ryzyk pogodowych,

Tabela 1

Porównanie wyników scenariusza pokrycia zapotrzebowania dla spółdzielni energetycznej na obszarze gminy wiejsko-miejskiej

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8
Współczynnik samowystarczalności, %	150,7	234,5	150,7	134,0	150,7	502,4	130,0	130,0
Współczynnik autokonsumpcji, %	16,5	11,1	43,9	46,0	53,7	17,2	68,8	68,8
Saldo, MWh	4,7	607,8	175,2	27,4	282,3	2963,2	150,1	150,1
Nadwyżka, MWh	898,4	1488,6	603,8	516,6	498,6	2969,3	290,0	290,0
Energia tracona, MWh	4,7	607,8	175,2	27,4	282,3	2963,2	150,1	150,1
PV, kW	1800,0	2800,0	1800,0	1600,0	1800,0	6000,0	300,0	300,0
AKU, kWh	0,0	0,0	1800,0	1600,0	18000,0	18000,0	300,0	300,0
EB, kW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	150,0	150,0
Koszt substratów, zł/MWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	300,0	0,0
Suma nakładów inwestycyjnych, tys. zł	6300,0	9800,0	9180,0	8160,0	35100,0	49800,0	5280,0	5280,0
Sumaryczny koszt uniknięty, tys. zł/rok	1088,0	1088,7	1097,6	1097,0	1100,5	1105,4	1103,4	1103,4
Koszty dodatkowe, tys. zł/rok	164,0	189,0	254,0	239,0	1064,0	1169,0	575,9	201,5
Prosty okres zwrotu, lata	6,8	10,9	10,9	9,5	962,5	-782,5	10,0	5,9
Liczba godzin niespełnienia warunku pokrycia 50 %	5134,0	4964,0	2271,0	2629,0	1122,0	30,0	0,0	0,0

infrastrukturalnych, cybernetycznych i geopolitycznych. W tym ujęciu kluczowe stają się lokalne bilansowanie techniczne (a nie wyłącznie rozliczeniowe), realizowane w ramach architektury osłon kontrolnych elektroprosumeryzmu oraz bazujące na wykorzystaniu sterowania i danych, elastyczności popytu i agregacji zasobów. W tym aspekcie Kłustry energii mają najszerszy zakres funkcjonalny, lecz jego wsparcie pozostaje w praktyce ograniczone (warunkowość wdrożenia, wymogi etapowe). Spółdzielnia ma najbardziej jednoznaczny mechanizm preferencyjnych rozliczeń, natomiast OSE, bez dedykowanych preferencji taryfowych, mogłoby wspierać lokalne bilansowanie, jednak niepewność prawna oraz brak jednoznaczności w sposobie rozliczeń powoduje, że w praktyce nie jest szeroko rozpowszechnione.

Ze względu na bardzo duży rozwój spółdzielni energetycznych (prawie 400 na dzień 22 grudnia 2025 r. [15]) oraz zidentyfikowany problem z uzyskaniem warunków przyłączeniowych przeanalizowano możliwość zastosowania wymogu ustawowego dla spółdzielni energetycznych, tj. warunku pokrycia co najmniej 50% zapotrzebowania w każdej godzinie jako przesłanki warunkowego obowiązku wydania warunków przyłączeniowych.

Na przykładzie profilu typowej gminy wiejsko-miejskiej o rocznym zapotrzebowaniu 1,2 GWh, wariantowe bilanse godzinowe pokazują, że wysoki bilans roczny (samowystarczalność w skali roku) nie jest równoważny zdolności do spełnienia kryterium godzinowego. Rozwiązania bazujące wyłącznie na PV poprawiają głównie wolumen roczny, lecz nie pozwalają na spełnienie kryterium bilansowania godzinowego. Magazyn energii efektywnie redukuje deficyty krótkookresowe, ale nie rozwiązuje wielodniowego i sezonowego niedoboru ze względu na bardzo wysokie koszty, chociaż technicznie jest to możliwe. W konsekwencji spełnienie kryterium 50% w każdej godzinie jest realne dopiero przy wprowadzeniu zasobu dyspozycyjnego. W analizie jest to elektrownia biogazowa sterowana przez EMS.

Na podstawie przeprowadzonej analizy można przedstawić szczegółowe wnioski.

- **Odporność lokalna wymaga zarządzania**, a nie tylko mocy zainstalowanej OZE. Społeczność energetyczna staje się funkcjonalnym systemem dopiero wtedy, gdy dysponuje danymi, telemechaniką i logiką dyspozycyjną (EMS/VPP), umożliwiającą egzekwowanie priorytetów zasilania, zarządzanie rezerwą i redukcję wymiany z siecią w sytuacjach krytycznych.
- **Kryteria regulacyjne promują bilansowanie godzinowe**, co w praktyce premiuje miks technologii (PV, magazyn krótkoterminowy i źródło dyspozycyjne wraz z EMS). Sama rozbudowa PV zwiększa nadwyżki poprawiając w ograniczonym stopniu spełnienie bilansowanie, jednocześnie drastycznie wpływa na sieć.
- **Magazyn energii jest narzędziem bilansowania dobowego, nie sezonowego**. Istotnie poprawia autokonsumpcję i redukuje liczbę godzin niedotrzymania kryterium 50 %, ale bez zasobu dyspozycyjnego nie gwarantuje dotrzymania wymogu w skali całego roku.
- **Zasób dyspozycyjny domyka bilans godzinowy najefektywniej**, jednak jego opłacalność zależy od kosztu substratu i lokalnych uwarunkowań (dostępność substratu, uwarunkowania środowiskowe, możliwość wykorzystania ciepła). Dlatego dobór technologii powinien być poprzedzony analizą lokalnych zasobów i strategii pracy.

- **Barierą wdrożeniową pozostaje integracja z OSD**. Dostęp do danych, procedury operacyjne i dopuszczalność trybów pracy (w tym pracy ograniczonej/wyspowej) determinują, czy funkcje odpornościowe mogą zostać rozpowszechnione w społecznościach energetycznych.

W praktyce spełnienie kryterium 50% w każdej godzinie (co pozwoliłoby na zapewnienie zasilania odbiorów krytycznych) powinno być realizowane nie tylko źródłami, ale także zdolnością sterowania (EMS, priorytety obciążeń, reguły pracy źródła dyspozycyjnego i DSR), bo to logika operacyjna pozwala efektywnie dotrzymać wymóg zasilania odbiorów krytycznych. Należy również podkreślić, że w aspekcie zasilania odbiorów krytycznych nie ma konieczności zazwyczaj zapewnienia zasilania 50% w każdej godzinie. Minimalną moc dyspozycyjną należałoby określić w ramach każdej społeczności indywidualnie.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Popczyk J., *Biała Księga transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu*. Kancelaria Senatu, Centrum Informacyjne Senatu, Dział Wydawniczy. https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/k11/kancelaria/publikacje-inne/biala_księga_internet.pdf
- [2] Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. (Dz.U. 2024 poz. 1361) z późniejszymi zmianami.
- [3] Ustawa z dnia 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2025 poz. 1535).
- [4] Ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz.U. 2024 poz. 1320) z późniejszymi zmianami.
- [5] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2024 poz. 1361), art. 2 pkt 33a. z późniejszymi zmianami.
- [6] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 2024 poz. 266), art. 3 ust. 13f. z późniejszymi zmianami.
- [7] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II).
- [8] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 oraz dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych (RED III).
- [9] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE.
- [10] Popczyk, J. (2020). *Trzy fale elektroprosumeryzmu*. „Energetyka” 2020, nr 7.
- [11] Strona internetowa Energa Operator: <https://energa-operator.pl/uslugi/usluga-idc>
- [12] Kiciński P., *Rola systemu EMS w budowie efektywnego systemu energetycznego*, Konwersatorium IE, 25 marca 2025. https://ppte2050.pl/platforman/bzpppte/static/uploads/Rola%20EMS%20w%20budowie%20efektywnego%20systemu%20elektroenergetycznego_Piotr%20Kici%C5%84ski.pdf
- [13] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2024 poz. 1361), art. 38e ust. 1 pkt 3.
- [14] Bodzek K., *Rola osłon kontrolnych jednostek samorządu terytorialnego w elektroprosumeryzacji Polski*. „Energetyka” 2023, nr 4.
- [15] Wykaz spółdzielni energetycznych, Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa, <https://www.gov.pl/web/kowr/wykaz-spoldzielni-energetycznych>



Spółdzielnie energetyczne – pułapka 40% samowystarczalności

Energy cooperatives – 40% self-sufficiency trap

W artykule przedstawiono analizę ryzyka ekonomicznego wynikającego z traktowania wymogu minimalnej samowystarczalności rocznej spółdzielni energetycznej (40% dla wpisów do 31 stycznia 2025 r. oraz 70% od 1 stycznia 2026 r.) jako wystarczającego warunku opłacalności. Wskazano, że o rzeczywistym koszcie energii decyduje przede wszystkim bilansowanie godzinowe oraz poziom autokonsumpcji, a nie bilans wolumenowy w skali roku. Omówiono model rozliczeń w spółdzielni oraz przedstawiono studium przypadku (spółdzielnia energetyczna na obszarze wiejskim o rocznym zapotrzebowaniu 1 GWh). Pokazano skalę kosztu niezbilansowania przy różnych poziomach samowystarczalności i autokonsumpcji, a także wpływ ceny energii z umowy kompleksowej oraz kosztu wytwarzania energii z własnych źródeł. Podkreślono konieczność uwzględnienia wszystkich kosztów, zwłaszcza przy niskim współczynniku autokonsumpcji. Wnioskiem jest to, że spółdzielnia może przynieść realne oszczędności, ale tylko przy poprawnie zaprojektowanym profilu pracy i analizie techniczno-ekonomicznej, co pozwala uniknąć pułapki 40%.

Słowa kluczowe: spółdzielnia energetyczna, samowystarczalność, autokonsumpcja, koszt niezbilansowania

Presented is an analysis of economic risk resulting from treating the requirement of a minimum annual self-sufficiency of an energy cooperative (40% for entries up to January 31, 2025 and 70% from January 1, 2026) as the sufficient condition of profitability. It was pointed out that the real energy cost is first of all determined by hourly balancing and the consumption level and not the volume balance per annum. Discussed is the model of settlements in a cooperative and presented is the case study (energy cooperative in a rural area of an annual demand 1 GWh). Shown is the scale of imbalancing cost on different levels of self-sufficiency and self-consumption and also the impact of energy price resulting from the comprehensive agreement and the cost of energy generation from own resources. Emphasised is an obligation to take account of all costs especially when the self-consumption factor is low. The major conclusion is that the cooperative can bring real savings but only under properly designed work profile and a technical-economic analysis that allows avoiding the 40% trap.

Keywords: energy cooperative, self-sufficiency, self-consumption, imbalancing cost

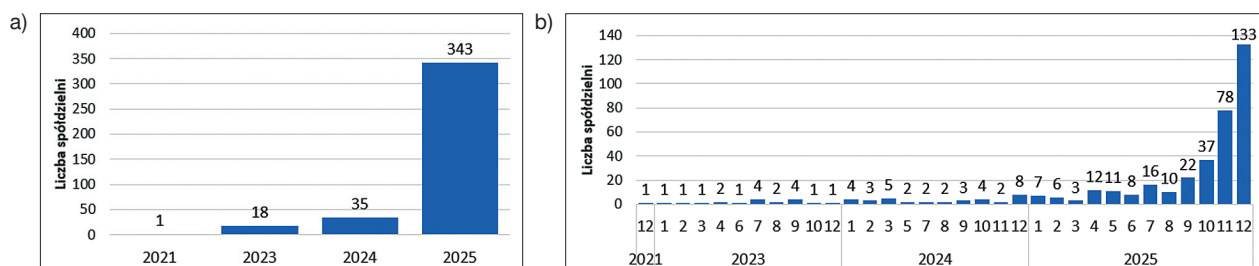
Wprowadzenie

Rynek energetyki obywatelskiej w Polsce przeżywa bezprecedensowy, choć w dużej mierze stymulowany regulacyjnie, boom. W ostatnich miesiącach 2025 roku nastąpił gwałtowny wzrost liczby rejestracji spółdzielni energetycznych (SE). Według danych Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR) [1] na dzień 22 grudnia 2025 r. w rejestrze znajdowało się 397 spółdzielni energetycznych, zrzeszających łącznie 1039 członków i dysponujących 1785 instalacjami OZE. Co istotne, większość tych podmiotów zarejestrowano w IV kwartale 2025 r. (rys. 1), co wskazuje na zjawisko swoistej *gorączki spółdzielczej* przed nadchodzącą zmianą przepisów. Taki nagły przyrost nie jest przypadkowy, stanowi on klasyczny przykład reakcji rynku na presję regulacyjną. Ustawodawca w nowelizacji ustawy o OZE [2] przewidział bowiem, że spółdzielnie, które złożą wnioski o wpis do rejestru do 31 grudnia 2025 r., będą mogły funkcjonować bazując na obniżonym współczynniku sa-

mowystarczalności (czyli procencie pokrycia zapotrzebowania źródłami spółdzielczymi w rozliczeniu rocznym) wynoszący 40%. Natomiast dla podmiotów rejestrowanych od 1 stycznia 2026 r. próg ten wzrasta do 70%.

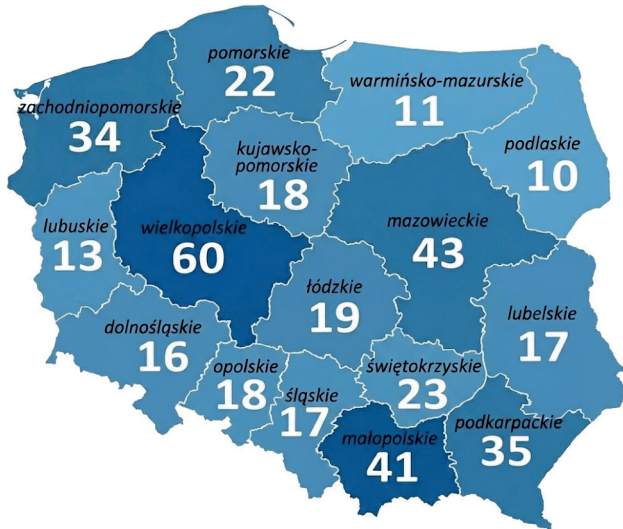
Podsumowując, do końca 2025 r. spółdzielnię można było założyć przy wymaganiu pokrycia tylko 40% rocznego zapotrzebowania energią z własnych OZE, zamiast docelowych 70%. Ta różnica zachęciła wielu inwestorów do pospiesznego tworzenia spółdzielni.

Geograficznie największą aktywność odnotowano w województwie wielkopolskim, następnie mazowieckim i małopolskim (rys. 2). Niestety, wiele z nowo rejestrowanych spółdzielni tworzonych jest na bazie jedynie źródeł fotowoltaicznych (PV). Istnieją tylko pojedyncze przypadki wykorzystania elektrowni wiatrowych (10), instalacji fotowoltaicznych z magazynem energii (4), elektrowni biogazowych (2) i jedna z agregatem ORC (Organic Rankine Cycle – organicznym obiegu Rankine’a), wykorzystująca ciepło odpadowe z kotłów na biomasę do produkcji energii elektrycznej.



Rys. 1. Liczba spółdzielni energetycznych zarejestrowanych w KOWR w podziale na: a) lata, b) miesiące (stan na 22.12.2025 r.)

Co więcej średnia wielkość instalacji wynosi około 180 kW, a średnia moc zainstalowana na spółdzielnię to około 800 kW, jednak spółdzielni o mocy poniżej 100 kW jest aż 40%. Może to świadczyć o tym, że współczynnik samowystarczalności jest bardzo niski (bliski 40%), a to może powodować problemy związane z utrzymaniem i realnym kosztem energii w spółdzielni.



Rys. 2. Liczba spółdzielni energetycznych w podziale na województwa (stan na 22 grudnia 2025 r.)

Funkcjonowanie spółdzielni energetycznych i modele rozliczeń

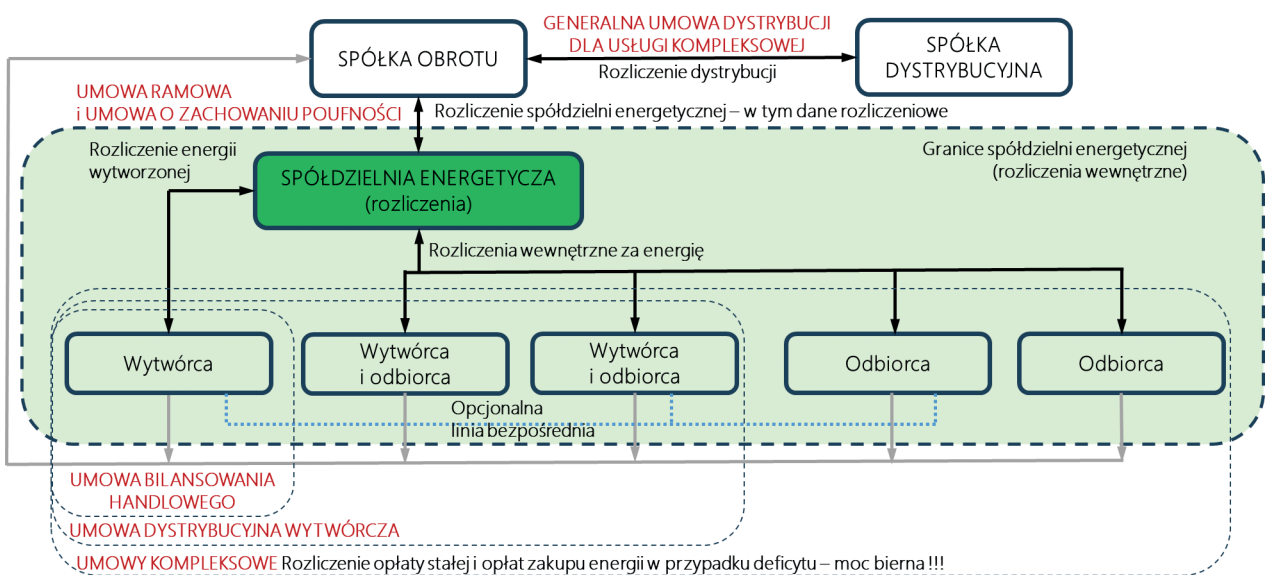
Rozliczenie energii w spółdzielni energetycznej działa jako rozliczenie ilościowe energii wprowadzonej do sieci przez członków (instalacje OZE) z energią pobraną z sieci przez członków (odbiorców), przy czym rozliczenie wykonuje sprzedawca energii na podstawie danych pomiarowych z OSD z rozdzielczością godzinową. W praktyce, każdej godziny energia wytworzona

w instalacjach członków jest w dużej części zużywana lokalnie, a nadwyżki są wprowadzane do sieci. Następnie, gdy członkowie pobierają energię z sieci, sprzedawca kompensuje ten pobór energią wcześniej wprowadzoną, stosując współczynnik netmeteringu 1:0,6 (za 1 kWh oddaną do sieci można pobrać 0,6 kWh do rozliczenia poboru). Rozliczenie prowadzone jest w cyklach miesięcznych, a niewykorzystana energia może przechodzić na kolejne okresy, jednak maksymalnie przez 12 miesięcy od momentu jej wprowadzenia.

Równoległe członkowie mają podpisane umowy kompleksowe. Za energię pobraną z sieci naliczane są opłaty dystrybucyjne zgodnie z zasadami taryfowymi (w modelu umowy kompleksowej rozlicza je sprzedawca i przekazuje do OSD). Spółdzielnia prowadzi też własne rozliczenia wewnętrzne. Dzieli korzyści i koszty pomiędzy członków (np. udział w energii ze źródeł OZE, koszty utrzymania źródeł, koszty zarządzania) według zasad przyjętych w statucie. Model rozliczeń energii został przedstawiony na rysunku 3.

Technicznie istnieją więc dwie warstwy rozliczeń. Rozliczenia zewnętrzne, realizowane w relacji spółdzielnia energetyczna – spółka obrotu (sprzedawca) oraz rozliczenia wewnętrzne w granicach spółdzielni, służące podziałowi efektów energetycznych i kosztowych pomiędzy członków (wytwórców, wytwórców-odbiorców i odbiorców).

Należy podkreślić, że rozliczenia wewnętrzne w spółdzielni energetycznej nie zawsze są konieczne, w szczególności w modelu, w którym spółdzielnia jako osoba prawna jest właścicielem instalacji wytwórczych lub w ramach spółdzielni istnieje tylko jedno źródło OZE. W takim układzie nie ma potrzeby prowadzenia przez spółdzielnię szczegółowego podziału energii pomiędzy członków w sensie techniczno-rozliczeniowym, ponieważ rozliczenie energii w mechanizmie spółdzielni realizowane jest w relacji zewnętrznej przez sprzedawcę, na podstawie danych pomiarowych OSD, a wewnątrz spółdzielni wystarczające bywa rozliczanie wyłącznie kosztów i korzyści (np. składka czy abonentament, partycypacja w kosztach O&M, koszty zarządzania). Istotne jest przy tym to, że obowiązek wykonania rozliczenia



Rys. 3. Model rozliczeń spółdzielni energetycznych

spółdzielni spoczywa na sprzedawcy [2], który, korzystając z danych pomiarowych dokonuje rozliczenia energii dla okresu rozliczeniowego i przypisuje wynik do członków zgodnie z zasadą proporcjonalnego podziału (w praktyce w odniesieniu do ich wolumenów zużycia w danym okresie).

Warstwa zewnętrzna również bazuje na danych pomiarowo-rozliczeniowych z układów licznikowych członków spółdzielni i stanowi podstawę do rozliczenia energii wprowadzonej do sieci względem energii pobranej z sieci na potrzeby własne spółdzielni i jej członków w ramach autokonsumpcji oraz net-meteringu. Rozliczenie to jest wykonywane przez sprzedawcę ze spółdzielnią (w tym również w odniesieniu do poszczególnych członków), przy czym podstawą są godzinowe dane pomiarowe po sumarycznym bilansowaniu energii ze wszystkich faz dla instalacji trójfazowych. Docelowo pozyskiwanie danych ma odbywać się z centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE) za pośrednictwem operatora informacji rynku energii, zgodnie z harmonogramem wejścia w życie odpowiednich przepisów [3].

Rozliczenia ilościowe prowadzone są w okresach miesięcznych, a niewykorzystana w danym miesiącu energia (rozumiana jako saldo wynikające z rozliczenia opustowego) przechodzi na kolejne okresy rozliczeniowe, jednak z ograniczeniem czasowym do dwunastu miesięcy liczonych od daty wprowadzenia energii do sieci. Sprzedawca ma obowiązek informowania spółdzielni i jej członków o ilości energii rozliczonej oraz zapewnienia systemu teleinformatycznego, w którym spółdzielnia uzyskuje dostęp do danych pomiarowych z podziałem na członków i do szczegółowych informacji o rozliczeniu, a poszczególni członkowie, do danych dotyczących ich punktów poboru energii (PPE).

Ten element odpowiada na rysunku 3 strumieniowi „dane rozliczeniowe” przekazywane spółdzielni przez spółkę obrotu oraz „rozliczoniom energii wytworzonej” i „rozliczoniom wewnętrznym za energię”, które spółdzielnia wykonuje dalej we własnym zakresie.

W warstwie opłat i przepływów finansowych rozliczenie zewnętrzne nie eliminuje faktu, że energia fizycznie przepływa przez sieć dystrybucyjną i podlega regułom taryfowym. Ustawa [2] wprost wiąże mechanizm spółdzielni z naliczaniem opłat dystrybucyjnych zależnych od wolumenu energii oraz z przekazywaniem należności z tego tytułu do OSD przez sprzedawcę (co na rysunku 3 odpowiada relacji „generalnej umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej” oraz rozliczeniu dystrybucji pomiędzy spółką obrotu a spółką dystrybucyjną).

Jednocześnie dla energii wytworzonej w instalacjach OZE spółdzielni, a następnie zużytej przez członków (w tym energii rozliczonej w netmeteringu) nie nalicza się i nie pobiera wybranych składników opłat, w szczególności opłaty OZE, opłaty mocy i opłaty kogeneracyjnej oraz kosztów zmiennych opłaty dystrybucyjnej [2]. Dodatkowo przewidziano zwolnienie z akcyzy przy spełnieniu warunku limitu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE spółdzielni do 1 MW.

Warstwa związana z umowami, widoczna w dolnej części rysunku 3, czyli umowy kompleksowe, umowa dystrybucyjna wytwórcza, umowa bilansowania handlowego, wynika z tego, że członkowie spółdzielni pozostają formalnie uczestnikami rynku detalicznego i sieciowego w swoich punktach PPE. Równolegle sprzedawca zawiera ze spółdzielnią odrębną umowę

regulującą kwestie operacyjne, w tym zasady i terminy zgłaszania zmian liczby członków i punktów poboru, zasady rozliczeń z poszczególnymi członkami w zakresie nieuregulowanym przepisami wykonawczymi, sposób i warunki udostępniania danych pomiarowych (w tym format), a także prawa i obowiązki stron w zakresie stosowania rozliczeń. Po stronie OSD nałożono obowiązek dostosowania umowy o świadczeniu usług dystrybucji zawartej ze sprzedawcą (tak, aby rozliczenia spółdzielni mogły być realizowane) oraz obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu dla członków spółdzielni w określonym terminie.

Rozliczenia wewnętrzne nie zastępują rozliczeń sieciowych i sprzedażowych, lecz stanowią mechanizm alokacji efektów działalności spółdzielni pomiędzy członków. W praktyce spółdzielnia wykorzystuje udostępnione dane pomiarowe oraz wynik rozliczenia zewnętrznego, aby przypisać poszczególnym członkom udział w energii wytworzonej w źródłach OZE (bezpośrednio zużytej, rozliczonej w netmeteringu) oraz odpowiadające temu korzyści i koszty, np. w przypadku zbyt małej instalacji OZE, zakup brakującej energii zgodnie z cennikiem umowy kompleksowej.

Opcjonalna linia bezpośrednia, wskazana na rysunku 3, oznacza wariant, w którym część energii może być przekazywana pomiędzy wybranymi punktami z ograniczonym wykorzystaniem sieci OSD. W takim układzie rośnie znaczenie zasad wewnętrznych rozliczeń, ponieważ zmienia się wolumen energii przechodzącej przez mechanizm rozliczenia opustowego oraz wolumen energii obciążany zmiennymi składnikami opłaty dystrybucyjnej.

Podsumowując, spółdzielnia energetyczna korzysta z preferencyjnego rozliczania energii w modelu opustowym 1:0,6 (netmeteringu), przy czym nadwyżki mogą być rozliczane w horyzoncie do dwunastu miesięcy.

Jednocześnie dla energii wytworzonej w instalacjach OZE spółdzielni i zużytej przez jej członków (w tym energii rozliczonej w opuszczeniu) nie nalicza się i nie pobiera: opłaty OZE, opłaty mocy i opłaty kogeneracyjnej, co w 2026 r. odpowiada stawkom: OZE 7,30 zł/MWh, kogeneracyjna 3,00 zł/MWh oraz mocy 219,4 zł/MWh (odbiorcy w taryfie C i B od mocy umownej powyżej 16 kW).

Jednak w spółdzielniach energetycznych największym efektem ekonomicznym po stronie odbiorców jest ograniczenie kosztów związanych ze zmienną opłatą dystrybucyjną, dotyczy to energii zużywanej w ramach autokonsumpcji, ale również tej rozliczanej w ramach netmeteringu. Dlatego im większa część zapotrzebowania członków jest pokrywana energią rozliczaną w ramach spółdzielni, tym mniejszy pozostaje wolumen energii rozliczany na zasadach standardowych, a więc tym mniejsze jest obciążenie zmiennymi stawkami dystrybucyjnymi przypisanymi do danej grupy taryfowej w ramach umowy kompleksowej.

Opłata dystrybucyjna zależy od operatora OSD. W dalszej części artykułu analiza prowadzona będzie na taryfach dla *TAURON Dystrybucja* [4], dla którego poziom zmiennych opłat dystrybucyjnych jest relatywnie niski. W typowych taryfach nN dla odbiorców komunalnych i małych przedsiębiorstw (grupy C) wartości mieszczą się w przedziale 0,15–0,28 zł/kWh, natomiast w grupach B (odbiorcy SN) jest to rząd od 40 do 82 zł/MWh. Oznacza to, że każda 1 MWh energii rozliczona w ramach spółdzielni redukuje koszty zmienne dystrybucji o wielkość odpowiadającą stawce właściwej dla taryfy danego punktu poboru.

Stawki opłat za usługi dystrybucji i stawki opłat abonamentowych dla wybranych grup taryfowych na rok 2026 dla TAURON Operator [5]

Grupa taryfowa	Całodobowy	Dzienny / Szczytowy	Nocny / Pozaszczytowy	Szczyt przedpołudniowy	Szczyt popołudniowy	Pozostałe godziny doby	Składnik stały	
zł/MWh							zł/kW/m-c	
B11	82,46						13,80	
B21	71,14						18,71	
B22		72,43	50,42				18,71	
B23				49,64	56,10	37,48	18,78	
zł/kWh							zł/kW/m-c	
C21	0,2153						17,52	
C22a		0,2758	0,1968				17,52	
C22b		0,2755	0,0954				17,52	
C23				0,2498	0,3613	0,1780	17,52	
C11	0,2283						5,73	
C11s	0,1709						5,73	
C12a		0,2333	0,1762				5,73	
C12b		0,2152	0,1651				5,73	
C13				0,2155	0,3192	0,1527	5,73	
O11	0,2126						5,73	
O12		0,2235	0,1586				5,73	
R	0,2575						6,69	
zł/kWh							układ pomiarowy	
							1-fazowy	3-fazowy
							zł/kW/m-c	
G11	0,2464						7,38	10,86
G12		0,2841	0,0558				7,38	10,86
G12as		0,2464	0,02462				14,76	21,72
G12w		0,3298	0,0512				7,38	10,86
G13				0,2203	0,3898	0,0392	7,38	10,86

Warto podkreślić, że inni operatorzy mają różne stawki zmienne dystrybucji. Mogą wynosić nawet ponad 0,50 zł/kWh dla grup C oraz nawet ponad 300 zł/MWh dla grup B, ale zazwyczaj nie są aż tak wysokie. Analiza opłacalności spółdzielni powinna być zawsze prowadzona dla wartości opłat zgodnych z operatorem OSD, na terenie którego funkcjonują.

Dla spółdzielni działających w ramach JST, zazwyczaj różne podmioty (punktu PPE), mają różną taryfę.

C11 obejmuje typowe obiekty gminne w niskim napięciu i rozliczeniu jednostrefowym, takie jak: urząd gminy (małe i średnie), szkoły i przedszkola, biblioteki, świetlice, mniejsze obiekty sportowe, oświetlenie i drobne potrzeby komunalne, a także część infrastruktury wod.-kan. o umiarkowanej mocy.

C21 dotyczy podobnego profilu odbiorców, lecz zwykle o większej mocy umownej i wolumenie energii (większe zespoły szkolno-sportowe, bardziej energochłonne obiekty użyteczności publicznej, większe stacje uzdatniania wody i obiekty komunalne pracujące nadal w nN).

Z kolei taryfy B odpowiadają największym punktom poboru JST i spółek komunalnych przyłączonym do SN, takim jak oczyszczalnie ścieków, duże stacje uzdatniania wody, główne przepompownie, zakłady komunalne i inne odbiory infrastrukturalne o wysokiej mocy. Bardzo często wykorzystywane są również taryfy wielostrefowe takie jak C12, C23, B23 itd.

W konsekwencji w spółdzielniach, zwłaszcza bazujących na JST, w praktyce występuje miks odbiorów w grupach C i B. Na obszarach gmin wiejskich i wiejsko-miejskich zwykle dominuje wiele rozproszonych punktów nN, a więc przewaga taryf C, natomiast w gminach miejskich częściej istotny udział wolumenu zapewnia infrastruktura przyłączona do SN, co oznacza większy udział taryf B. To rozróżnienie jest istotne, ponieważ koszty zmiennej opłaty dystrybucyjnej są na ogół wyższe w grupach C niż w grupach B.

Przykładowe stawki opłat za usługi dystrybucji i stawki opłat abonamentowych dla wybranych grup taryfowych na rok 2026 dla TAURON Operator zestawiono w tabeli 1.

Pułapka 40% samowystarczalności

Fundamentalnym problemem dominującego obecnie modelu spółdzielni energetycznej bazującej na PV jest mylenie bilansowania rocznego (wolumenowego) z bilansowaniem rzeczywistym, godzinowym. Wymóg pokrycia 40% rocznego zużycia energią z własnych źródeł OZE jest relatywnie łatwy do spełnienia, lecz w praktyce stanowi pułapkę ekonomiczną. Instalacja PV pracuje bowiem według dobowej krzywej generacji zależnej od pogody. Z kolei profil zużycia energii typowych członków

spółdzielni (np. gospodarstw domowych) ma maksimum rano i wieczorem lub wręcz działa jedynie w nocy (oświetlenie). To strukturalne niedopasowanie powoduje drastyczny spadek wskaźnika autokonsumpcji, przy mocno przewymiarowanej instalacji PV może on wynieść zaledwie 15-20%, czyli nawet ponad 80% wyprodukowanej energii trafia do sieci zamiast zostać zużyte na miejscu.

Z punktu widzenia inżynierskiego oznacza to, że spółdzielnia PV w ujęciu rocznym i tak pokrywa większość zapotrzebowania energią z sieci. To poważne ryzyko techniczne (przeciążenie sieci, wyłączenie źródeł) oraz ekonomiczne. Brak bilansowania godzinowego wymusza korzystanie z zewnętrznego zasilania przez większość czasu.

Jednym z najczęściej powtarzanych sloganów marketingowych zachęcających do spółdzielni energetycznych jest stwierdzenie, że członkowie spółdzielni nie płacą za dystrybucję energii. Jest to twierdzenie w najlepszym razie nieprecyzyjne, a w praktyce mylące, ponieważ pomija złożoność mechanizmu rozliczeń i strukturę opłat. Należy rozróżnić opłaty faktycznie uniknięte dzięki spółdzielni od kosztów nieuniknionych, które mimo wszystko obciążają budżet takiego podmiotu. Wynika to z tego, że opłat unika się tylko wtedy, jeżeli energia pochodzi z własnych źródeł OZE i jest rozliczana w ramach współczynnika autokonsumpcji (czyli godzinowo) oraz może pochodzić z rozliczeń netmeteringu. Jednak jeżeli energię należy dokupić, odbiorcy płacą wszystkie koszty oraz pełną cenę za energię z umowy kompleksowej.

Co ważne, rok 2026 przynosi kolejne podwyżki opłat dystrybucyjnych oraz niektórych opłat regulacyjnych, w szczególności opłaty mocowej. Co z jednej strony zwiększy potencjalne oszczędności spółdzielni (bo droższa energia to większa korzyść z jej unikania), ale z drugiej strony, drastycznie zwiększa koszty wszelkich niedoborów energii pokrywanych z sieci.

Kolejnym niedocenianym zagrożeniem dla spółdzielni energetycznych bazujących na fotowoltaice jest specyficzny profil pracy źródeł PV w połączeniu z mechanizmami rynkowymi. Chodzi tu głównie o ryzyko redysponowania nierynkowego (wymuszonego ograniczenia generacji), co widoczne jest poprzez wzrost liczby godzin z ujemnymi cenami energii. Takie redysponowanie ogranicza fizyczną produkcję i zwiększa konieczność poboru energii z sieci. W efekcie spółdzielnia musi dokupić ten brakujący wolumen z sieci po pełnej cenie, wraz z opłatami dystrybucyjnymi. Ryzyko redysponowania dotyczy zwłaszcza słonecznych dni w okresach niskiego zapotrzebowania, a więc dokładnie tych sytuacji, w których spółdzielnia tylko z PV generowałaby nadwyżki.

Zależność od sprzedawcy energii

Choć idea spółdzielni energetycznych promowana jest hasłami o autonomii energetycznej i niezależnieniu się od dużych spółek, w praktyce każda spółdzielnia jest silnie związana ze sprzedawcą energii. Często mówi się o sprzedawcy zobowiązanym, ale faktycznie funkcję tę może pełnić dowolna spółka obrotu mająca generalną umowę dystrybucyjną z OSD.

Współpraca ze sprzedawcą odbywa się na podstawie umowy kompleksowej i tutaj pojawia się ryzyko marżowe. Obsługa spółdzielni energetycznej jest dla sprzedawcy bardziej skomplikowana niż dla typowego klienta. Wymaga prowadzenia bilansowania

godzinowego dla wielu punktów poboru (nierzadko setek PPE). W efekcie rynek usług dla spółdzielni jest ograniczony głównie do koncernów energetycznych. Brak realnej konkurencji oznacza, że spółdzielnia ma słabą pozycję negocjacyjną i zwykle musi akceptować warunki dyktowane przez sprzedawcę, czyli płaci pełną opłatę z taryfy sprzedawcy, która dla przykładu w TAURON sprzedaż w taryfie C wynosi 976 zł/MWh [5]. Warto podkreślić, że typowa cena osiągnięta za energię dla JST w ramach zakupów grupowych często nie przekracza 500 zł/MWh (tylko cena energii, bez opłat dystrybucyjnych, mocowych itd.). To poważne ryzyko operacyjne, które często jest pomijane przy zakładaniu nowych SE.

Bilans spółdzielni energetycznej – studium przypadku

Analiza potencjalnej pułapki związanej z funkcjonowaniem spółdzielni o niskim współczynniku samowystarczalności została przeprowadzona przy założeniu zmiany współczynnika autokonsumpcji w zakresie od 10% do 100% oraz dla wybranych współczynników samowystarczalności:

- 40% – minimum do końca 2025 r.,
- 70% – minimum od 1 stycznia 2026 r.,
- 100% – pełne pokrycie potrzeb źródłami OZE w skali roku,
- 140% – przewymiarowanie.

W pierwszym kroku analiza będzie uwzględniała wyłącznie koszt niezbilansowania rozumiany jako konieczność zakupu energii z rynku w celu pokrycia niedoboru energii w przykładowej społeczności energetycznej o profilu typowej gminy wiejskiej i rocznym zapotrzebowaniu referencyjnym równym 1 GWh. Przyjęta wartość stanowi punkt odniesienia, a uzyskane wyniki można wprost skalować dla większych poziomów rocznego zużycia energii (proporcjonalnie do wolumenu), zachowując te same założenia dotyczące wskaźników bilansowych.

W celu pokazania mechanizmu, rozważania zostaną ograniczone do spółdzielni, w której całość odbiorów znajduje się w grupie taryfowej C11, a poziom zmiennej opłaty sieciowej (dla analizowanego OSD TAURON dystrybucja) przyjęto na poziomie 235,5 zł/MWh. Analizę przeprowadzono dla ceny taryfowej 978 zł/MWh (rys. 4) oraz możliwej do uzyskania ceny preferencyjnej wynoszącej 685 zł/MWh (rys. 5) [5].

Przeprowadzona analiza pokazuje, że przy niskiej samowystarczalności rocznej spółdzielnia pozostaje w dużym stopniu zależna od zakupu energii z umowy kompleksowej, a tym samym ponosi istotne koszty niezbilansowania (pełna opłata za energię). Kluczowy mechanizm pułapki polega więc na tym, że przy formalnie spełnionym minimum samowystarczalności rocznej znacząca część energii jest nadal kupowana z rynku z uwagi na niedopasowanie czasowe profili wytwarzania i poboru oraz redukcję wolumenu energii dostępnej do rozliczenia w modelu opustowym (40%).

Dla samowystarczalności 40% koszt zakupu energii pozostaje wysoki we wszystkich przypadkach, natomiast przy 70% nadal koszt jest wysoki, ale dla wysokiej autokonsumpcji maleje. Nawet przy 100% samowystarczalności rocznej, zakup energii z umowy kompleksowej spada do zera dopiero przy 100% autokonsumpcji, co jest technicznie prawie niemożliwe do osiągnięcia. Dla typowych współczynników autokonsumpcji jest on istotny, jednak znacznie niższy niż dla pozostałych przypadków, natomiast przy przewymiarowaniu źródeł istotnie maleje.

Obniżenie ceny energii w umowie kompleksowej z 978 do 685 zł/MWh redukuje koszty zakupu, ale nie zmienia wniosków jakościowych. Decydujące pozostaje dopasowanie profili i wynikająca z tego skala niedoboru energii rozliczanej standardowo.

Na rysunkach 4 i 5 kolorami zaznaczono punktowe wartości odpowiadające przyjętemu typowemu współczynnikowi autokonsumpcji dla analizowanej gminy oraz źródła OZE i tak: żółty – PV, zielony – elektrownia wiatrowa, pomarańczowy – elektrownia biogazowa z magazynem energii w postaci biogazu.

Te osiągalne poziomy autokonsumpcji dla technologii przekładają się bezpośrednio na koszt zakupu energii. Dla PV (żółty) autokonsumpcja jest relatywnie niska (silna koncentracja generacji w południe i sezonowość), dlatego nawet przy wysokiej samowystarczalności rocznej pozostaje istotny koszt niezbilansowania, który wynosi przy 70% około 602 tys. zł/rok (978 zł/MWh) lub 457 tys. zł/rok (685 zł/MWh), a przy 100% nadal jest to 364 tys. zł/rok lub 276 tys. zł/rok. Dopiero 140% (przewymiarowanie) redukuje koszt do poziomu szczątkowego (58 tys. zł/rok lub 44 tys. zł/rok).

Dla elektrowni wiatrowej (zielony) typowa autokonsumpcja jest wyższa niż dla PV, dlatego koszty spadają szybciej. Przy 70% to około 466 tys. zł/rok lub 354 tys. zł/rok, a przy 100% około 243 tys. zł/rok lub 184 tys. zł/rok. W wariancie 140% koszt może zejść do zera. Najkorzystniej wypada elektrownia biogazowa z magazynem w postaci biogazu (pomarańczowy), ze względu na to, że jest to źródło sterowalne, które najlepiej dopasowuje produkcję do profilu gminy. Przy 70% koszt wynosi 398 tys. zł/rok lub 302 tys. zł/rok, przy 100% 146 tys. zł/rok lub 110 tys. zł/rok, a przy 140% również może zostać zredukowany do zera.

Należy jednak pamiętać, że końcowa cena energii musi jeszcze uwzględniać nakłady inwestycyjne oraz pozostałe koszty, np. O&M czy substratów.

Dlatego kolejnym krokiem było przeanalizowanie dwóch wariantów uwzględniających koszt energii pochodzącej z własnych źródeł OZE, mianowicie 300 zł/MWh (rys. 6) oraz 500 zł/MWh (rys. 7). Wartości te mają charakter parametryczny i obejmują koszt wytworzenia ujęty w postaci LCOE (Levelized Cost of Electricity), tj. uśrednionego kosztu wytworzenia 1 MWh energii w całym cyklu życia instalacji. Analiza kosztu wytworzenia energii pozwala ocenić bilans spółdzielni nie tylko w ujęciu wolumenowym, lecz również kosztowym. Koszt 300 zł/MWh to koszt elektrowni wiatrowej lub źródła PV, a koszt 500 zł/MWh to koszt elektrowni biogazowej, przy niskim koszcie zakupu substratów. Jest to jednak koszt orientacyjny, który może być znacznie niższy np. w przypadku skorzystania z dofinansowania, lub wyższy, np. dla wysokich cen zakupu substratów do elektrowni biogazowej. Jednak taka analiza pozwala na pokazanie poziomu kosztu jednostkowego energii w spółdzielni.

Uwzględnienie kosztu wytworzenia energii (300 oraz 500 zł/MWh) pozwala odnieść wynik bilansu spółdzielni do realnych poziomów cen energii z rynku. Dla taryfy C11 typowe ceny energii (łącznie ze wszystkimi składnikami) często znacznie przekraczają 1200 zł/MWh, natomiast w przypadku JST, zwłaszcza przy zakupach grupowych, będzie to raczej 800-1000 zł/MWh. W takim aspekcie można zauważyć, że ekonomia spółdzielni jest silnie zależna od tego, ile energii rzeczywiście zastępuje zakup z sieci, a nie tylko od rocznej samowystarczalności w ujęciu wolumenowym.

Wyniki dla wzrostu samowystarczalności i autokonsumpcji potwierdzają, że przy typowo niskiej autokonsumpcji, nawet przejście do 100% samowystarczalności nie eliminuje wysokich

Autokonsumpcja, %	Współczynnik samowystarczalności, %			
	40	70	100	140
10	902,92	669,91	436,90	126,21
20	883,50	635,93	388,35	58,25
25	873,79	618,94	364,08	24,27
30	864,08	601,95	339,81	0,00
40	844,67	567,96	291,26	0,00
50	825,25	533,98	242,72	0,00
60	805,83	500,00	194,18	0,00
70	786,41	466,02	145,63	0,00
80	767,00	432,04	97,09	0,00
90	747,58	398,06	48,54	0,00
100	728,16	364,08	0,00	0,00

Rys. 4. Koszt zakupionej energii z umowy kompleksowej wraz z dystrybucją w tys. zł – cena energii: 978 zł/MWh

Autokonsumpcja, %	Współczynnik samowystarczalności, %			
	40	70	100	140
10	684,93	508,17	331,42	95,74
20	670,20	482,39	294,59	44,19
25	662,83	469,51	276,18	18,41
30	655,47	456,62	257,77	0,00
40	640,74	430,84	220,94	0,00
50	626,01	405,06	184,12	0,00
60	611,28	379,29	147,30	0,00
70	596,55	353,51	110,47	0,00
80	581,82	327,73	73,65	0,00
90	567,09	301,96	36,82	0,00
100	552,36	276,18	0,00	0,00

Rys. 5. Koszt zakupionej energii z umowy kompleksowej wraz z dystrybucją w tys. zł – cena energii: 685 zł/MWh

Autokonsumpcja, %	Współczynnik samowystarczalności, %			
	40	70	100	140
10	1102,92	1019,91	936,90	826,21
20	1083,50	985,93	888,35	758,25
25	1073,79	968,94	864,08	724,27
30	1064,08	951,95	839,81	700,00
40	1044,67	917,96	791,26	700,00
50	1025,25	883,98	742,72	700,00
60	1005,83	850,00	694,18	700,00
70	986,41	816,02	645,63	700,00
80	967,00	782,04	597,09	700,00
90	947,58	748,06	548,54	700,00
100	928,16	714,08	500,00	700,00

Rys. 6. Jednostkowy koszt energii w spółdzielni z uwzględnieniem kosztu energii z własnych źródeł 500 zł/MWh i ceny energii z umowy kompleksowej 978 zł/MWh

Autokonsumpcja, %	Współczynnik samowystarczalności, %			
	40	70	100	140
10	1022,92	879,91	736,90	546,21
20	1003,50	845,93	688,35	478,25
25	993,79	828,94	664,08	444,27
30	984,08	811,95	639,81	420,00
40	964,67	777,96	591,26	420,00
50	945,25	743,98	542,72	420,00
60	925,83	710,00	494,18	420,00
70	906,41	676,02	445,63	420,00
80	887,00	642,04	397,09	420,00
90	867,58	608,06	348,54	420,00
100	848,16	574,08	300,00	420,00

Rys. 7. Jednostkowy koszt energii w spółdzielni z uwzględnieniem kosztu energii z własnych źródeł 300 zł/MWh i ceny energii z umowy kompleksowej 978 zł/MWh

kosztów dokupionej energii. Dla elektrowni wiatrowej sytuacja jest korzystniejsza (wyższa autokonsumpcja), natomiast najlepsze wyniki daje źródło sterowalne, jakim jest elektrownia biogazowa, które minimalizuje niedopasowanie i ogranicza zakupy.

Wariant przewymiarowania (140%) wymaga większych nakładów inwestycyjnych i przy wysokiej samowystarczalności prowadzi do sytuacji, w której rośnie wolumen energii niemożliwej do odebrania w ramach netmeteringu, co pogarsza koszt jednostkowy energii faktycznie wykorzystanej (a więc zwiększa ryzyko, że wysoka samowystarczalność nie przełoży się na proporcjonalną redukcję kosztów).

Należy jednocześnie podkreślić, że przedstawione zestawienia dotyczą w pierwszym przybliżeniu kosztu niezbilansowania i kosztu energii i nie uwzględniają kosztów stałych funkcjonowania spółdzielni ani stałych składowych taryf. Dla analizowanego wolumenu 1 GWh/rok koszt organizacyjno-operacyjny spółdzielni (zarządzanie, rozliczenia, obsługa prawna i księgowość, systemy, raportowanie) może orientacyjnie wynieść około 50 zł/MWh, natomiast stałe opłaty sieciowe są trudniejsze do oszacowania bez znajomości struktury mocy umownych i liczby oraz typów PPE.

Sensownym przybliżeniem jest zakres rzędu 100-150 zł/MWh jako ekwiwalent kosztów stałych sieciowych przeliczonych na MWh zużycia. Oznacza to, że w pełnym rachunku ekonomicznym do kosztu energii i zmiennych składników należy doliczyć dodatkowo około 150-200 zł/MWh, który zmniejsza przewagę wariantów o wysokiej samowystarczalności, szczególnie w przypadkach, gdy energia kupowana jest już relatywnie tanio (np. 800-1000 zł/MWh w zakupach grupowych JST). Jednak mimo tych kosztów spółdzielnie energetyczne w dalszym ciągu mogą być bardzo atrakcyjne oferując rzeczywisty spadek kosztów energii w zakresie od 20% do 50%, jednak każdorazowo należy poprawnie dobrać miks energetyczny, ze szczególnym uwzględnieniem współczynnika samowystarczalności i autokonsumpcji.

W przeciwnym wypadku może okazać się, że po pewnym czasie funkcjonowania spółdzielni energetycznych i życzeniowym bilansie wstępnym znowu będziemy słyszeć o problemach tych pospiesznie założonych podmiotów, podobnie jak wcześniej o obietnicy zarobków na instalacjach fotowoltaicznych w modelu prosumenckim, gdy okaże się, że spełnienie ustawowych wymogów (40% udziału OZE) nie idzie w parze z rzeczywistym bilansem techniczno-ekonomicznym

Podsumowanie i wnioski

Artykuł pokazuje, że gwałtowny wzrost rejestracji spółdzielni energetycznych pod koniec 2025 r. był w dużej mierze reakcją na bodziec regulacyjny (próg 40% samowystarczalności dla wpisów do 31 grudnia 2025 vs 70% od 1 stycznia 2026). W tym kontekście wyniki analizy pokazują, że ocena opłacalności spółdzielni energetycznej nie może bazować wyłącznie na spełnieniu progu minimalnej samowystarczalności w ujęciu rocznym (40% lub 70%), ponieważ rozliczenia i rzeczywisty koszt energii są determinowane dopasowaniem godzinowym profilu wytwarzania do profilu poboru. W praktyce oznacza to, że kluczowe staje się ograniczenie wolumenu energii niezbilansowanej i koniecznej do zakupu w ramach umowy kompleksowej (z pełnymi opłatami), a nie samo wyprodukowanie odpowiedniej ilości energii w skali roku.

Na podstawie przeprowadzonej analizy można wyciągnąć szczegółowe wnioski, pozwalające na uniknięcie pułapki 40% w spółdzielniach energetycznych.

- Minimalny próg samowystarczalności rocznej (40% lub 70%) nie gwarantuje niskiej ceny energii w spółdzielni, jeśli autokonsumpcja jest niska, np. w wariantach PV. Przy typowych profilach autokonsumpcja może spaść do kilkunastu-kilkudziesięciu procent, co utrzymuje wysoki wolumen zakupów z sieci.
- Teza „braku opłat dystrybucyjnych” jest myląca. Preferencje dotyczą tylko energii rzeczywiście rozliczanej w ramach mechanizmu spółdzielni, natomiast każdy niedobór oznacza zakup energii na standardowych zasadach umowy kompleksowej wraz z należnymi składnikami kosztów i opłat.
- Ryzyko operacyjne rośnie w spółdzielniach bazujących wyłącznie na PV. Niedopasowanie profili, sezonowość oraz zjawiska systemowe (w tym ograniczenia generacji) zwiększają konieczność zakupów energii.
- Największą dźwignią poprawy wyniku jest zwiększanie autokonsumpcji i redukcja niedopasowania (miks technologii, źródła sterowalne, magazyny, ewentualnie przewymiarowanie), przy czym przewymiarowanie podnosi nakłady inwestycyjne i może pogarszać koszt jednostkowy energii faktycznie wykorzystanej.
- Porównania do realnych poziomów cen (C11 często >1200 zł/MWh; JST typowo 800-1000 zł/MWh) pokazują, że przewaga spółdzielni ujawnia się dopiero wtedy, gdy znacząca część zużycia pochodzi z własnych źródeł i to w ujęciu godzinowym (współczynnik autokonsumpcji), a nie jedynie w ujęciu rocznym (współczynnik samowystarczalności)
- Pełny rachunek powinien obowiązkowo uwzględniać rzeczywiste profile, pozwalając na określenie współczynnika autokonsumpcji, a także stałe koszty funkcjonowania spółdzielni oraz stałe składowe sieciowe. Zwłaszcza przy niskiej autokonsumpcji.

Podsumowując analizę można wysnuć wniosek końcowy, mianowicie: funkcjonowanie spółdzielni energetycznej może przynieść realną obniżkę kosztów energii w przedziale od 20% do 50%, jednak decyzja o jej założeniu powinna być każdorazowo poprzedzona analizą techniczno-ekonomiczną (w szczególności w ujęciu godzinowym profili wytwarzania i poboru oraz pełnego rachunku kosztów stałych), aby nie ulec pułapce 40%.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Wykaz spółdzielni energetycznych, Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa, <https://www.gov.pl/web/kowr/wykaz-spoldzieln-energetycznych>.
- [2] Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. (Dz.U. 2024 poz. 1361) z późniejszymi zmianami.
- [3] Ustawa z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw, Dz.U. 2025 poz. 759.
- [4] TAURON Dystrybucja: <https://www.tauron-dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/stawki-oplat-dystrybucyjnych>.
- [5] Portal grupy TAURON: <https://www.tauron.pl/dla-firm/prad/taryfa-sprzedawcy>.



Kinetyczny magazyn energii

Flywheel energy storage

W artykule przedstawiono wybrane zagadnienia kinetycznych magazynów energii wykorzystujących masę wirującą w postaci koła zamachowego i wirnika silnika typu outrunner oraz omówiono główne źródła strat.

Słowa kluczowe: kinetyczny magazyn energii (FES), masa wirująca, bezszczotkowy silnik prądu stałego (PM BLDC)

Presented are selected problems concerning kinetic energy storages making use of a rotational mass in the form of a flywheel and a rotor of an outrunner type motor. Discussed are also main sources of losses.

Keywords: flywheel energy storage (FES), rotational mass, brushless DC motor (PM BLDC)

Wprowadzenie

Magazynowanie energii jest istotnym elementem wspólczynnych systemów energetycznych, szczególnie przy rosnącym udziale odnawialnych źródeł energii (OZE). Magazyn energii to urządzenie, które gromadzi, przechowuje, a następnie pozwala na dostarczenie jej w okresach szczytowego zapotrzebowania. Działa na podobnej zasadzie co popularne obecnie powerbanki.

Istnieje wiele metod magazynowania energii, które różnią się zastosowaną technologią, efektywnością, kosztami oraz możliwością aplikacji. Do tworzenia magazynów energii wykorzystuje się metody mechaniczne, chemiczne i termiczne. Najpopularniejszą technologią magazynowania jest wykorzystanie akumulatorów elektrochemicznych, np. litowo-jonowych (Li-ion) ze względu na wysoką sprawność, długą żywotność, bezpieczeństwo oraz dostępność. Każda z metod przechowywania energii ma swoją specyfikę, która decyduje o jej zastosowaniu w konkretnych warunkach.

Magazyny mechaniczne, które nie są tak powszechnie stosowane, przechowują energię w postaci energii potencjalnej lub kinetycznej. Działają w wyniku ciągłego przekształcania energii elektrycznej na mechaniczną przez ruch, np. pompowanie, rozpędzanie i podnoszenie, a uwalniają ją przez opuszczenie, spuszczenie lub hamowanie. Do magazynów mechanicznych zaliczamy elektrownie szczytowo-pompowe, układy z kołem zamachowym, magazyny sprężonego powietrza oraz systemy grawitacyjne.

W artykule zostanie przybliżona tematyka kinetycznych magazynów energii (FESS – ang. flywheel energy storage system) wykorzystujących masę wirującą w postaci koła zamachowego lub wirnika silnika typu outrunner, ze szczególnym uwzględnieniem strat powstających w trakcie pracy.

Kinetyczny magazyn energii

Elementem magazynującym w kinetycznym magazynie energii jest masa wirująca, która może mieć formę koła zamachowego (rys. 1a) bądź wirnika w silniku typu outrunner (rys. 1b) [1, 8]. Magazynowanie energii polega na rozpędzaniu koła zamachowego (lub wirnika) do bardzo dużej prędkości i utrzymaniu tej energii

w systemie jako energii obrotowej. Ilość zmagazynowanej energii w kinetycznym magazynie energii zależy od prędkości obrotowej i bezwładności (masy) koła zamachowego:

$$W_k = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \quad (1)$$

gdzie:

J – moment bezwładności,

ω – prędkość kątowna koła zamachowego.

W zależności od prędkości obrotowej masy wirującej, magazyny energii dzielimy na niskoobrotowe (LSFESS – ang. Low Speed Flywheel Energy Storage System), działające z prędkością obrotową mniejszą od 10 000 obr./min oraz magazyny wysokoobrotowe (HSFESS – ang. High Speed Flywheel Energy Storage System) o prędkości powyżej 10 000 obr./min.

Na rysunku 1 przedstawiono przykładowe konstrukcje kinetycznych magazynów energii [7, 8]. Głównym elementem magazynu jest silnik/generator.

W obu przypadkach przedstawionych na rysunku 1 masa wirująca ma kształt wydrążonego walca, a jego masę i moment bezwładności określają zależności:

$$m = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot l \cdot \rho \cdot (d_z^2 - d_w^2) \quad (2)$$

$$J = \frac{1}{32} \cdot \pi \cdot l \cdot \rho \cdot (d_z^4 - d_w^4) \quad (3)$$

gdzie:

l – długość (lub wysokość dla pionowej konstrukcji FES) walca,

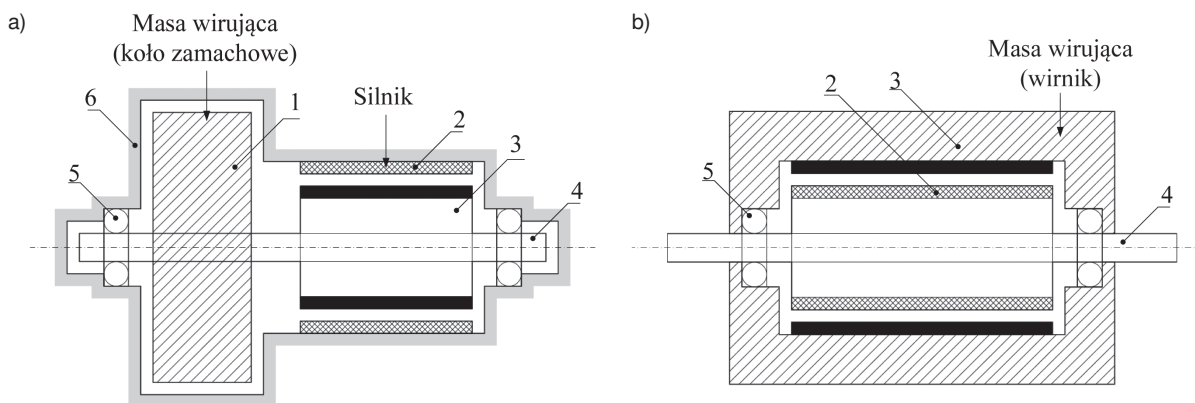
ρ – gęstość,

d_z, d_w – średnica zewnętrzna i wewnętrzna koła zamachowego (lub wirnika silnika).

Wartość promienia zewnętrznego r_z koła zamachowego jest ograniczona przez siłę rozciągającą (rozrywającą) działającą na wirującą masę i zależy od rodzaju materiału, z którego wykonane jest koło zamachowe oraz prędkości:

$$\omega_{max}^2 = \frac{v_{max}^2}{r_z^2} = \frac{R_e}{r_z^2 \cdot \rho} \quad (4)$$

gdzie: R_e – dopuszczalne naprężenie na rozciąganie dla materiału o gęstości ρ .



Rys. 1. Budowa kinetycznego magazynu energii: a) z kołem zamachowym, b) z silnikiem typu outrunner, 1 – koło zamachowe, 2 – stojan z uzwojeniami, 3 – wirnik z magnesami, 4 – wał, 5 – łożyska, 6 – obudowa

Podstawiając (3) i (4) do równania (1) otrzymujemy zależność opisującą energię zmagazynowaną w kole zamachowym:

$$W_{kmax} = \frac{1}{32} \cdot \pi \cdot l \cdot \rho \cdot (d_z^4 - d_w^4) \frac{R_e}{r_z^2 \cdot \rho} \quad (5)$$

Z zależności (4) i (5) wynika, że rodzaj materiału, z jakiego jest wykonane koło zamachowe będzie determinował prędkość maksymalną pracy magazynu, a tym samym wartość zmagazynowanej energii. Przyjmując za kryterium podziału rodzaj materiału, z jakiego wykonane jest koło zamachowe, magazyny kinetyczne dzielimy na stalowe i kompozytowe.

W tabeli 1 zestawiono wielkości opisujące dwa koła zamachowe wykonane ze stali ($R_e = 630 \text{ MP}$, $\rho = 7800 \text{ kg/m}^3$) oraz z kompozytu węglowego ($R_e = 2400 \text{ MP}$, $\rho = 1500 \text{ kg/m}^3$) dla założonych parametrów: średnica wewnętrzna koła zamachowego $d_w = 0,4 \text{ m}$, długości koła $l = 0,6 \text{ m}$ i prędkości $837,8 \text{ rad/s}$, która odpowiada prędkości obrotowej 8000 obr./min .

Tabela 1

Zestawienie wyników opisujących koło zamachowe

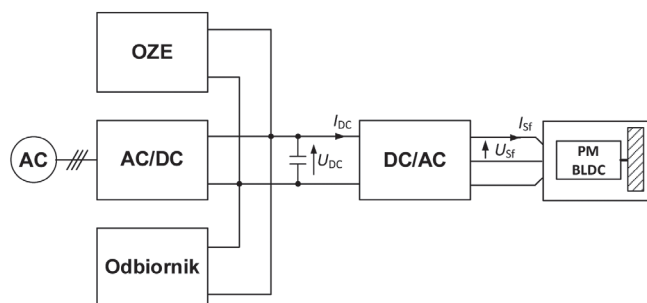
Rodzaj materiału	Średnica zewnętrzna	Prędkość kątowna	Moment bezwładności	Zmagazynowana energia
	$d_z, \text{ m}$	$\omega_{max}, \text{ rad/s}$	$J, \text{ kgm}^2$	$W_z, \text{ kWh}$
Stal	0,68	837,8	85,6	8,3
Kompozyt			16,5	1,6
		3728,6		31,8

Wartość średnicy zewnętrznej wyznaczono z wartości granicznej dla stali (4). Uzyskane wyniki wskazują, że dla dwóch walców wirujących z prędkością $837,8 \text{ rad/s}$ o jednakowych wymiarach i wykonanych z dwóch różnych materiałów lepsze zdolności do gromadzenia energii ma koło zamachowe wykonane ze stali. Należy jednak zauważyć, iż w przypadku stali osiągnięty został limit promienia zewnętrznego oraz maksymalna prędkość kątowna, a w przypadku kompozytu wielkości te mogą osiągać większe wartości. Zwiększając prędkość do wartości maksymalnej wynikającej z wytrzymałości kompozytu, zmagazynowana energia wzrasta niemal dwudziestokrotnie [1, 5].

Działanie kinetycznego magazynu energii

Na świecie istnieje wiele rozwiązań kinetycznych magazynów energii dedykowanych do różnych gałęzi przemysłu i pełniących różne funkcje.

Na rysunku 2 przedstawiono strukturę układu zasilania umożliwiającą przepływ energii pomiędzy siecią elektroenergetyczną (AC), źródłami alternatywnymi (np. modułami PV) oraz odbiornikiem. Obwód prądu stałego umożliwia łączenie równoległe kolejnych magazynów energii [8, 9].



Rys. 2. Układ pracy kinetycznego magazynu energii

Cykl pracy magazynu składa się z ładowania, magazynowania oraz rozładowania. W trakcie ładowania silnik napędza koło zamachowe, a w trakcie rozładowania silnik pracuje jako generator, oddając energię do sieci lub odbiornika. Magazyny energii ze stalowym kołem zamachowym znane jako LSFESS wykorzystywane są głównie do stabilizacji parametrów sieci lub jako układ do bezprzerwowego zasilania awaryjnego (UPS) [11], natomiast magazyny z kołem kompozytowym, łożyskami magnetycznymi pracujące z prędkościami powyżej $10\,000 \text{ obr./min}$ stosuje się w różnego rodzaju środkach transportu jak samochody, pociągi elektryczne oraz metro (rys. 3). Działanie magazynu energii w środkach transportu opiera się na odbieraniu energii hamowania i przekazywaniu jej do koła zamachowego. Następnie energię zmagazynowaną odzyskuje się w trakcie ruszania.



Rys. 3. Kinetyczny magazyn służący do odzyskiwania energii w trakcie hamowania pociągów firmy Kinetic Traction System [10]

Magazynowanie energii w postaci wirującej masy wymaga zastosowania silnika, który będzie ją rozpędzał do dużej prędkości. Najczęściej wykorzystywanym silnikiem w magazynach kinetycznych są bezszczotkowe silniki prądu stałego z magnesami trwałymi (PM BLDC) [6, 8]. W konstrukcji magazynu przedstawionym na rysunku 1a, silnik i koło zamachowe stanowią dwa odrębne elementy magazynu, które są osadzone na wspólnym wale. W rozwiązaniu drugim (rys. 1b), koło zamachowe jest częścią integralną silnika typu outrunner (pełni funkcję wirnika zewnętrznego), którego powiększona masa działa jak koło zamachowe. W efekcie zasada działania obu magazynów jest analogiczna. W obu przypadkach bezszczotkowy silnik prądu stałego jest zasilany przez przekształtnik energoelektroniczny DC/AC (komutator elektroniczny), który jest jednocześnie elementem układu zasilania magazynu.

Magazyny kinetyczne charakteryzują się niemal nieograniczoną liczbą cykli ładowania i nie wymagają 100% naładowania przed rozładowaniem. Dużą zaletą jest dynamika działania oraz sprawność przekształcania energii w obie strony na poziomie 90%. Zdecydowaną wadą jest słabe długoterminowe magazynowanie energii ze względu na duże straty własne w trakcie magazynowania. Straty te są największym ograniczeniem w powszechnym (szerokim) zastosowaniu magazynów kinetycznych.

Straty w pracy kinetycznych magazynów energii

Przyjmując, że kinetyczny magazyn energii składa się z silnika, masy wirującej i zestawu łożysk, osadzonych w obudowie (rys. 1), straty w magazynach kinetycznych stanowią sumę strat powstających w części silnikowej oraz w masie wirującej

(części magazynującej). Straty w silniku są sumą strat elektrycznych P_{els} oraz strat mechanicznych P_{mechs} . W części magazynującej głównym źródłem są straty mechaniczne P_{mechK} składające się ze strat tarcia o powietrze oraz strat w łożyskach. Straty te można opisać zależnością:

$$P_{losFES} = P_{els} + P_{mechs} + P_{mechK} \quad (6)$$

Chcąc zwiększyć sprawność magazynu należy minimalizować straty występujące w budowie magazynu. Z zależności (6) wynika, że głównym źródłem strat jest masa wirująca w postaci wirnika silnika (rys. 1b) lub koła zamachowego (rys. 1a) oraz samego silnika. W magazynie kinetycznym wykorzystywane są silniki wysokoobrotowe, umożliwiające łatwe przejście między pracą silnikową i generatorową. Bezsztotkowe silniki prądu stałego, spełniają wyżej wymienione wymagania i mimo swoich wad chętnie są stosowane w aplikacjach FES [6].

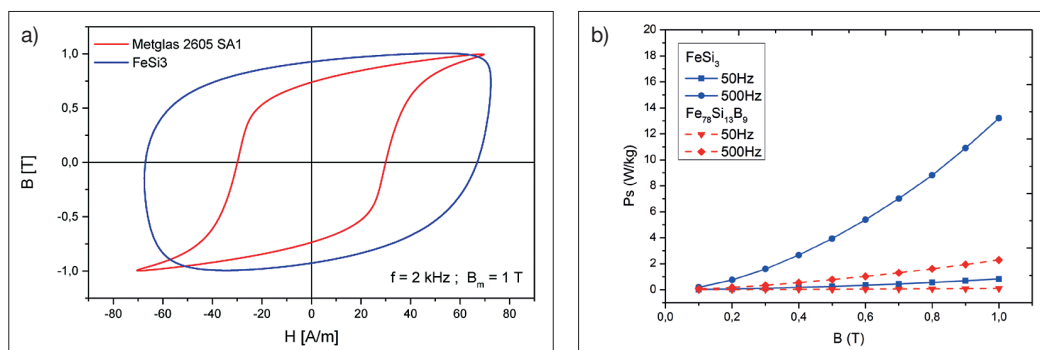
Całkowite straty w silniku PM BLDC są sumą strat elektrycznych (straty w uzwojeniach P_{cu} i straty w rdzeniu silnika P_{Fe}) oraz strat mechanicznych (straty w łożyskach P_{mbe} i straty tarcia o powietrze $P_{f,air}$) [5, 6]. Straty te można opisać zależnością:

$$P_{loss} = P_{Cu} + P_{Fe} + P_{mbe} + P_{f,air} \quad (7)$$

Z zależności (6) i (7) wynika, że w obu przypadkach występują straty tarcia o powietrze zarówno masy wirującej jak i powierzchni ruchomych wirnika. W przypadku silnika z wirnikiem pełniącym funkcję magazynu energii (rys.1b) straty można obliczyć z zależności (7), a przy kole zamachowym napędzanym z odrębnego silnika straty tarcia koła zamachowego należy wyznaczyć osobno (6) i dodać do strat silnika.

Przepływający przez uzwojenia prąd powoduje powstanie strat w uzwojeniach P_{cu} , a przemienne pole magnetyczne o częstotliwości przemagnesowania, wynikające z prędkości obrotowej silnika o zadanej liczbie biegunów, przenika rdzeń silnika i powoduje straty energii nazywane stratami magnetycznymi lub stratami w żelazie P_{Fe} .

Straty magnetyczne powstają wskutek zjawiska histerezy magnetycznej i prądów wirowych. Zmniejszenie strat w rdzeniu silnika jest możliwe przez zastosowanie niskostratnych materiałów amorficznych lub nanokrystalicznych [2]. Materiały te charakteryzują się dużą indukcją nasycenia, wąską pętlą histerezy (rys. 4a), dużą rezystywnością i małą stratnością (rys. 4b) oraz mogą pracować przy częstotliwości do kilkuset kHz.



Rys. 4. Charakterystyki: a) magnesowania, b) stratności dla materiału amorficznego oraz materiału żelazokrzemowego [2]

Rysunek 4b przedstawia porównanie stratności materiału amorficznego ($\text{Fe}_{76}\text{Si}_{13}\text{B}_9$ znany jako Metglas 2605 SA1) i materiału żelazokrzemowego (polikrystalicznego) wyznaczone dla częstotliwości 500 Hz, która odpowiada prędkości 30 000 obr./min dla silnika o jednej parze biegunów [3, 4].

Jednym ze składników strat mechanicznych są straty łożyskowe P_{mbe} . W magazynie energii, łożyska oprócz podstawowej roli, jaką jest podtrzymanie części ruchomej silnika, tworzą mechanizm podtrzymania i stabilizacji położenia koła zamachowego. W łożyskach mechanicznych (kulkowych jak przedstawiono na rys. 1) straty łożyskowe mogą stanowić około 5% całkowitej pojemności magazynowej na godzinę [7]. Straty te można zmniejszyć zastępując tradycyjne łożyska mechaniczne łożyskami magnetycznymi. łożyska magnetyczne wykorzystują pola magnetyczne do lewitacji wału, eliminując w ten sposób kontakt między wałem a łożyskiem. Bezkontaktowe łożyskowanie wału zapewnia brak tarcia, przedłuża żywotność łożysk oraz ogranicza powstawanie hałasu i wibracji.

W układach FES stosowane są aktywne łożyska magnetyczne (AMB – ang. Active Magnetic Bearings), które wymagają własnego układu zasilania i sterowania zapewniającego stabilizację położenia wirnika (koła zamachowego). W przypadku awarii układu sterowania łożyskami AMB lub w trakcie postoju, w magazynach FES stosuje się drugi niezależny system łożysk, np. mechanicznych lub pasywnych łożysk magnetycznych (PMB). Główną zaletą łożysk magnetycznych jest duża prędkość obrotowa łożyskowanego wirnika ograniczona jego wytrzymałością, możliwość pracy w środowisku chemicznie aktywnym (np. metan) oraz w warunkach wysokiej próżni.

Zwiększenie prędkości obrotowej masy wirującej pociąga za sobą wzrost zmagazynowanej energii, ale jednocześnie powoduje wzrost strat tarcia o powietrze $P_{f,air}$. Straty tarcia o powietrze dla silnika z wirnikiem wewnętrznym opisuje zależność [5]:

$$P_{f,air2} = \frac{\rho_{air2}}{\rho_{air1}} P_{f,air1} = \frac{p_2}{p_1} P_{f,air1} \quad (8)$$

gdzie:

- c_f – współczynnik tarcia,
- ρ_{air} – gęstość powietrza,
- ω – prędkość kątowna,
- r_r – promień wirnika,
- l_r – długość maszyny równa długości wirnika.

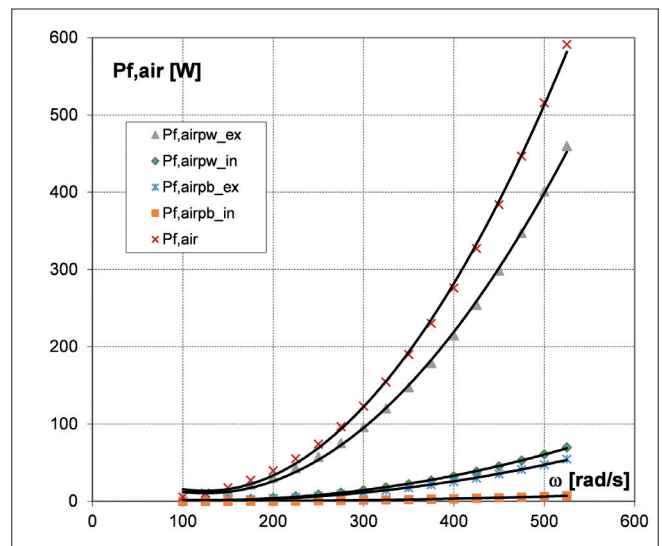
Z zależności tej wynika, że straty tarcia o powietrze istotnie wzrastają dla silników wysokoobrotowych i są porównywalne ze stratami elektrycznymi. Jeszcze większy jest udział strat tarcia o powietrze w przypadku silnika z wirnikiem zewnętrznym wykorzystanym jako magazyn energii (rys. 1b), co wynika ze zwiększonej powierzchni trącej o powietrze (wewnętrzna i zewnętrzna powierzchnia wirnika znajduje się w ruchu).

Na rysunku 5 wyznaczono straty tarcia o powietrze dla tego typu silnika. Z rysunku wynika, że głównym składnikiem całkowitych strat tarcia o powietrze są straty tarcia pochodzące od zewnętrznych powierzchni walca silnika z wirnikiem zewnętrznym $P_{fairpw,ex}$ lub koła zamachowego. Zmniejszenie strat tarcia jest możliwe (przy niezmiennych wymiarach geometrycznych magazynu) przez obniżenie ciśnienia (praca w warunkach próżni). Obniżenie ciśnienia nie ma istotnego wpływu na straty w uzwojeniach, straty w rdzeniu silnika ma natomiast wpływ na gęstość powietrza:

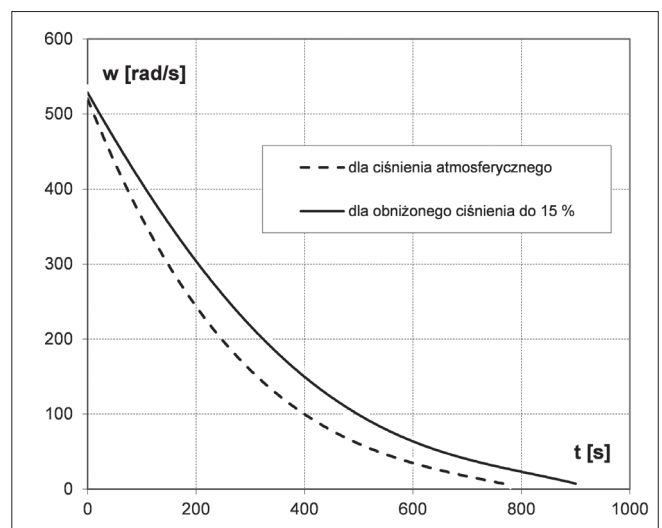
$$P_{f,air} = c_f \pi \rho_{air} \omega^3 r_r^4 l_r \quad (9)$$

Jeśli przez $P_{f,air1}$ oznaczymy straty tarcia w silniku pracującym w środowisku o normalnym ciśnieniu atmosferycznym p_1 , a przez $P_{f,air2}$ oznaczymy straty w silniku pracującym w środowisku o obniżonym ciśnieniu atmosferycznym p_2 , to straty tarcia o powietrze w drugim przypadku wyniosą:

$$\frac{p_1}{p_2} = \frac{\rho_{air1}}{\rho_{air2}} \quad (10)$$



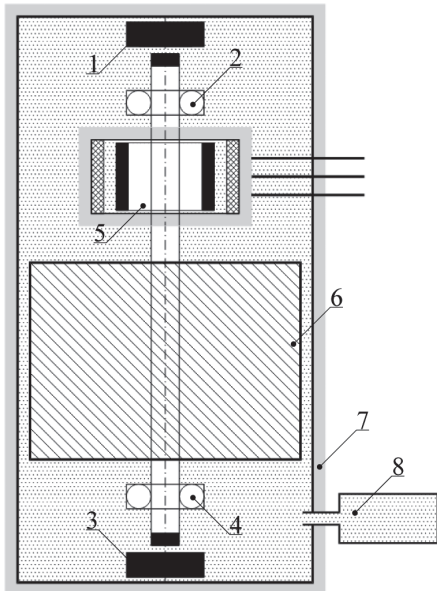
Rys. 5. Charakterystyki strat tarcia wirnika o powietrze w funkcji prędkości kątowej dla zewnętrznej $P_{fairpw,ex}$ i wewnętrznej $P_{fairpw,in}$ powierzchni walca wirnika oraz dla zewnętrznej $P_{fairpb,ex}$ i wewnętrznej $P_{fairpb,in}$ powierzchni bocznej oraz sumaryczne straty tarcia o powietrze P_{fair} [5]



Rys. 6. Charakterystyka wybiegu silnika jako magazynu energii [5]

Z zależności (10) wynika, że obniżenie ciśnienia (rozrzedzenie gazu) spowoduje zmniejszenie strat tarcia o powietrze i spowoduje wydłużenie czasu wybiegu masy wirującej (rys. 6). Umieszczenie magazynu energii w komorze o obniżonym ciśnieniu (komorze poróżniowej) przy wykorzystaniu łożysk magnetycznych pozwala znacząco zmniejszyć straty mechaniczne (rys. 7).

Wykonanie komory próżniowej, w której znajduje się magazyn energii jest dużym wyzwaniem technologicznym. Komora powinna umożliwić wprowadzenie przewodów zasilających (silnik/generator, łożyska) oraz układów pomiarowych i monitorujących pracę magazynu. Komora powinna również zapewnić niezmiennie warunki pracy magazynu energii, gdyż działający silnik/generator jest źródłem ciepła, którego oddawanie do otoczenia w warunkach obniżonego ciśnienia (próżni) jest utrudnione.



Rys. 7. Pionowa konstrukcja magazynu energii
1, 3 – górne i dolne łożysko magnetyczne, 2, 4 – górne i dolne łożysko mechaniczne, 5 – 3-fazowy silnik/generator, 6 – koło zamachowe, 7 – szczelna obudowa umożliwiająca pracę magazynu w stałych warunkach pracy, 8 – pompa próżniowa

Podsumowanie i wnioski

Koło zamachowe zapisało się na kartach historii rozwoju przemysłu i wygląda na to, że wciąż ma zastosowanie we współczesnym świecie. Postęp technologiczny i wymagania odbiorców wymuszają jednak modyfikację istniejących rozwiązań. Rozwój materiałów kompozytowych, łożysk magnetycznych, komór próżniowych oraz silników o różnych topologiach umożliwia ten postęp i powoduje, że wykorzystanie magazynów kinetycznych z wirującą masą znajdują nowe obszary zastosowania. Magazyny energii wykorzystuje się dziś wszędzie tam, gdzie jest możliwość stosunkowo krótkiego przechowania dużej ilości energii i występuje potrzeba jej szybkiego użycia.

Głównym powodem ograniczonego stosowania kinetycznych magazynów energii są koszty inwestycyjne: łożysko magnetyczne dla magazynów z dużą masą wirującą, materiał kompozytowy dla układów wysokoobrotowych czy układ chłodzenia.

Kolejnym problemem są duże straty własne w trakcie magazynowania oraz wysoki współczynnik samorozładowania. FES z łożyskami mechanicznymi mogą tracić od 20% do 50% zmagazynowanej energii w ciągu dwóch godzin od chwili odłączenia zasilania. Technologia magazynów kinetycznych niesie ze sobą również

zagrożenia dla infrastruktury otaczającej magazyn oraz ludzi w przypadku awarii, takie jak eksplozje z powodu nadmiernej prędkości, uszkodzenia masy wirującej lub inne wady produkcyjne, których w niektórych przypadkach można uniknąć w dużych systemach FES, osadzając je w podłożu (np. w Minto w Ontario) [12].

Jednocześnie magazyny kinetyczne mają długą żywotność, nieograniczoną liczbę cykli ładowania, posiadają dużą sprawność działania zarówno dla pracy silnikowej jak i generatorowej, energia magazynowana jest dostępna bez konieczności zachowania pełnego cyklu działania, co zwiększa elastyczność przy planowaniu zużycia energii. Magazyny FES są urządzeniami przyjaznymi środowisku, w pełni podlegającymi recyklingowi, które zwiększają bezpieczeństwo energetyczne oraz wspierają transformację w kierunku zielonej energii redukując zależność od paliw kopalnych.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Całus D., Gałuszkiewicz Z., Gałuszkiewicz P., *Porównanie systemów magazynowania energii elektrycznej*, Możliwości i horyzonty ekoinnowacyjności, „Energetyka odnawialna i magazynowanie energii”, Radom 2016.
- [2] Hreczka M., Burlikowski W., Dudek-Burlikowska M., Hetmańczyk J., Kolano-Burian A., Kolano, R., *Minimalizacja strat w wysokoobrotowych silnikach PM BLDC przez wykorzystanie nowoczesnych materiałów magnetycznych w stojanie i zmianę konstrukcji wirnika*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2025, nr 101, <https://doi.org/10.15199/48.2025.05.04>.
- [3] Hreczka M., Burlikowski W., Hetmańczyk J., Kolano-Burian A., Kolano R., *Rdzeń bezszczotkowego silnika prądu stałego wykonany z amorficznego materiału miękkiego magnetycznego*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2022, nr 9, <https://doi.org/10.15199/48.2022.09.67>.
- [4] Kolano-Burian A., Red., *Innowacyjne materiały do zastosowań w energooszczędnych i proekologicznych urządzeniach elektrycznych*. Instytut Metali Nieżelaznych, Gliwice 2015.
- [5] Krykowski K., Hetmańczyk J., Gałuszkiewicz Z., Gałuszkiewicz P., *Straty tarcia o powietrze w silniku PM BLDC z wirnikiem zewnętrznym*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2020, nr 6, <https://doi.org/10.15199/48.2020.07.06>.
- [6] Krykowski K., *Silniki PM BLDC właściwości, sterowanie, aplikacje*, Wydawnictwo BTC, Legionowo 2015.
- [7] Olabi A., Wilberforce T., Abdelkareem M., Ramadan M., *Critical Review of Flywheel Energy Storage System*. „Energies” 2021, 14 (8), 2159, <https://doi.org/10.3390/en14082159>.
- [8] Piróg S., *Elektromechaniczne magazyny energii*, „Napędy i Sterowanie” 2006, nr 12.
- [9] Xu, K., Guo, Y., Lei, G., & Zhu, J., *A review of flywheel energy storage system technologies*. „Energies” 2023, 16(18), 6462, <https://doi.org/10.3390/en16186462>.
- [10] Strona internetowa: <https://kinetictraction.com/flywheel-energy-storage-applications/> – (dostępna na dzień 20.12.2025).
- [11] Strona internetowa: <https://vyconenergy.com/products/ups/vdc-products> (dostępna na dzień 20.12.2025).
- [12] Strona internetowa: <https://www.ieso.ca/en/Powering-Tomorrow/2017/High-Performance-Flywheel-Energy-Storage-Systems-Temporal-Power> (dostępna na dzień 20.12.2025).

