

POWSZECHNA PLATFORMA TRANSFORMACYJNA ENERGETYKI 2050

www.ppte2050.pl



Redaktor Biuletynu:

Krzysztof Bodzek

konwersatorium@ppte2050.pl

W HOŁDZIE PROFESOROWI JANOWI POPCZYKOWI

Po śmierci Profesora Jana Popczyka jako Jego współpracownicy podjęliśmy niełatwe, ale konieczne zadanie kontynuacji Jego dzieła. Choć nie sposób dorównać ponadczasowemu i ponadzdziedzinnowemu spojrzeniu Profesora, zdecydowaliśmy się nieść dalej Jego wizję transformacji energetycznej opartej na elektroprosumeryzmie. Prezentowany cykl czterech artykułów stanowi próbę rozwinięcia kluczowych komponentów koncepcji Transformacji Energetycznej do Elektroprosumeryzmu (TEE), ugruntowując jej aktualność w obliczu zmienności uwarunkowań społecznych, technologicznych i środowiskowych.

Źródło energii dla Polski i świata jest próbą syntetycznego ujęcia najważniejszych tez koncepcji TEE i ich reinterpretacji w warunkach przełomu lat 2020-2025. Autor wskazuje elektroprosumeryzm jako jedyną systemową alternatywę dla modelu korporacyjnej energetyki wielkoskalowej, zarówno w wymiarze efektywności energetyczno-ekologicznej (egzergii), jak i w zakresie odporności infrastrukturalnej oraz sprawiedliwości społeczno-ekonomicznej. W centrum tej propozycji znajduje się elektroprosument, podmiot wyposażony zarówno w zasoby techniczne, jak i kompetencje decyzyjne. To on staje się fundamentem nowej infrastruktury energetycznej, zdecentralizowanej, zwirtualizowanej i rozproszonej.

Ślad węglowy modernizacji taboru autobusów miejskich na pojazdy elektryczne akumulatorowe i wodorowe odnosi się do egzergicznej i środowiskowej części elektroprosumeryzmu. Analiza ta pokazuje, że procesy określane jako „zielone” mogą, w zależności od źródła energii i technologii, generować ślad węglowy większy niż rozwiązania tradycyjne. Autorzy opierają się na metodykach analitycznych (GHG Protocol, analiza cyklu życia, LCA), wykazując konieczność pełnej analizy emisyjności dla każdego etapu wdrożenia technologii. Tekst ten wnosi kluczowy element do debaty o elektromobilności zwracając uwagę, że tylko integracja lokalnych źródeł OZE z transportem publicznym może prowadzić do rzeczywistej redukcji emisji.

Rozproszony system sterowania bazujący na sterowniku Siemens S7-1200 i przemienniku częstotliwości Eaton DE1 rozwija technologiczną część elektroprosumeryzmu pokazując, jak decentralizacja i cyfryzacja systemów sterowania wspierają autonomię lokalnych jednostek energetycznych. Architektura rozproszona, wykorzystująca standardy komunikacji przemysłowej i nadrzędne systemy HMI, wpisuje się w strukturę techniczno-organizacyjną osłon kontrolnych, inteligentnych magazynów energii i zarządzania popytem. Artykuł podkreśla również znaczenie budowania kompetencji niezwykle potrzebnych do wdrażania elektroprosumeryzmu. To właśnie kompetencje budują podstawy pod wirtualizację i demokratyzację energetyki.

Elektroprosumenckie platformy energetyczne opisują studia przypadku wdrożeń społecznościowych systemów energetycznych, ukierunkowanych na maksymalizację autokonsumpcji, obniżenie kosztów eksploatacyjnych i wykorzystanie energii odnawialnej w osiedlach mieszkaniowych. Przedstawiony model Elektroprosumenckiej Platformy Energetycznej stanowi praktyczną odpowiedź na potrzebę integracji lokalnej produkcji energii, jej dynamicznego zarządzania i uczestnictwa mieszkańców w rynku energii. Wpisuje się tym samym w społecznościową, organizacyjną i regulacyjną część paradygmatu elektroprosumeryzmu, wskazując przy tym kierunki koniecznych zmian legislacyjnych.

Wszystkie cztery artykuły tworzą spójną narrację. Każdy z prezentowanych tekstów wypełnia lukę poznawczą, systemową lub wdrożeniową, kontynuując dzieło Profesora Jana Popczyka. Wspólnym mianownikiem jest przekonanie, że tylko transformacja oparta na wiedzy, sprawiedliwości i synergii lokalnych potencjałów może zapewnić odporność, konkurencyjność i trwałość energetyczną w wymiarze społecznym i środowiskowym.

Krzysztof Bodzek

Gliwice, 22 kwietnia 2025 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

ŹRÓDŁO ENERGII DLA POLSKI I ŚWIATA

Transformacja energetyczna do elektroprosumeryzmu

THE SOURCE OF ENERGY FOR POLAND AND THE WORLD

Energy transition to electroprosumerism

Przebudujmy obecny system i sprawmy, żeby był lepszy! Dla wszystkich. Artykuł stanowi próbę podkreślenia, przedstawienia kluczowych elementów (korzyści) i przekonania do koncepcji transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu – modelu bazującego na zdecentralizowanej infrastrukturze i odnawialnych źródłach energii, elektroprosumencie, efektywności (egzergii) oraz innowacyjnych technikach, w tym wirtualizacji. Elektroprosumeryzm to zrównoważone, postępowe, nowoczesne podejście mające na celu przysporzenie korzyści 99,9% społeczeństwa (zamiast 0,1%): poprzez obniżanie finansowych i środowiskowych kosztów energii dla odbiorców, aktywizowanie, włączanie, angażowanie w lokalne projekty energetyczne (potencjalne rozwiązania dla wielu problemów społecznych) oraz zwiększanie naszej autonomii i odporności (kluczowa kwestia czy lekcja do wyciągnięcia z wydarzeń i sytuacji w Ukrainie). Artykuł jest adresowany nie tylko do ludzi zawodowo zajmujących się energetyką, ale także do szerszego grona odbiorców – transformacja energetyczna jest naszą wielką szansą i wykorzystanie tej szansy ma dla nas absolutnie kluczowe znaczenie. Dlatego edukowanie oraz zwiększanie kompetencji w zakresie energii powinno być w centrum uwagi. Niniejszy artykuł opisuje wybrane aspekty koncepcji, natomiast kompletny tekst Białej Księgi transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu jest dostępny na stronie internetowej Senatu [1].

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, elektroprosumenci, odnawialne źródła energii (OZE), wirtualizacja

Let us rebuild the current system and make it better! For everyone. The article is an attempt at highlighting the key points (benefits) and making a convincing case for energy transition to electroprosumerism – a model that is based on decentralized infrastructure and renewable energy sources, electroprosumers, efficiency (exergy) and innovative techniques, including virtualization. Electroprosumerism is a sustainable, progressive, modern approach intended to benefit 99.9% of the society (instead of 0.1%): by lowering the financial and environmental costs of energy for end users, through engagement and involvement in local energy projects (offering potential solutions to many social issues) and by increasing our autonomy and resilience (a key point or lesson from the recent events and situation in Ukraine). This article is addressed not just to energy professionals but also a wider audience – energy transition is our great chance and it is crucial to take advantage of this opportunity. Therefore educating and increasing competences and skills related to energy should be our major focus. The article describes selected aspects of the concept, the complete White Paper on energy transition to electroprosumerism is available on the website of the Polish Senate [1].

Keywords: energy transition, electroprosumers, renewables, virtualization

Problem. Błąd. Refleksja. Przełom. Rozwiązanie

„Zniknęła plaża, przy której powstaje pierwsza w Polsce elektrownia jądrowa. Z żywiołem nie miała szans” – to nagłówek w „Gazecie Wyborczej” z dnia 21 stycznia 2025 roku i najlepsze podsumowanie obranej przez Polskę drogi. Ale nie musi być tak absurdalnie. Może być po prostu racjonalnie. A sztorm można przetrwać. Na sztorm można się uodpornić.

W ramach wstępu myślowy eksperyment: wyobraźmy sobie świat, w którym rytm naszego życia zamiast oddalać przybliża się, synchronizuje z cyklami i prawami kształtującymi naturalne otoczenie wokół nas, w którym ograniczamy entropię (stopień nieuporządkowania), a zwiększamy harmonię naszego funkcjonowania z przyrodą, zamiast się od niej odgradzać i izolować. Na ludzką skalę, bez budowania elektrowni powodujących zmianę odchylenia osi obrotu Ziemi albo produkowania odpadów radioaktywnych, z którymi nie bardzo wiemy, co zrobić przez setki tysięcy lat. Świat, w którym efektywne, zrównoważone, inteligentne, elastyczne (dostosowane do odnawialnych zasobów w naszej dyspozycji) podejście do wykorzystania energii jest wbudowane w system, ale także motywuje nasz sposób myślenia i styl życia. W tym świecie projektowanie, kształtowanie rzeczywistości nie należy już wyłącznie do wielkich korporacji, ale także do lokalnych społeczności i jest oparte na dialogu, na sprawiedliwym współdzieleniu odpowiedzialności oraz korzyści.

Nie na dyktanie i jednostronnym zwiększaniu naszego kolektywnego uzależnienia od innych krajów oraz indywidualnego, od korporacji oferujących nam kolejne subskrypcje (ang. rent-seeking – propozycje nie do odrzucenia). Natomiast współdziałanie na poziomie lokalnym, ale też globalnym, jest bardziej naturalne niż agresywna konkurencja czy gra o sumie zerowej; czyste powietrze jest czymś, czym się można cieszyć. (Jak znaleźliśmy się w miejscu, w którym politycy mogą nas straszyć powietrzem bez dymu czy spalin?!). Czy to jest utopiina wizja? Niekoniecznie, ale obecny system wymaga przebudowy. Przyjrzyjmy się realnym rozwiązaniom.

Tezy

Modelem transformacji energetycznej, który się broni i jest warty popularyzowania jest transformacja energetyczna do elektroprosumeryzmu. Model ten został opisany szczegółowo w *Białej Księdze* dostępnej na stronie Senatu [1] i bazuje na elektroprosumencie. Pojęcie prosumenta jest już w Polsce stosunkowo dobrze znane, a elektroprosument jest jego rozwinięciem, ewolucją – podkreśla się w nim znaczenie elektryfikacji („monizmu elektrycznego”) oraz efektywności (znanej w termodynamice jako egzergia). Kluczowe jest maksymalizowanie wykorzystania energii dla wykonania użytecznej pracy. Elektroprosumeryzacja gospodarki, będąc główną drogą do społecznej gospodarki

rynkowej, stanowi ogromną szansę rozwojową Polski i może być rozwiązaniem, odpowiedzią na wyzwania dzisiejszych czasów: poczucie braku nadziei, sprawczości, bezpieczeństwa, korupcję (polityczną, moralną, inną) oraz problemy środowiskowe i klimatyczne, społeczne nierówności. Jest potencjalną podstawą ustroju gospodarczego RP, kapitał społeczny ma w niej fundamentalne znaczenie.

W praktyce koncepcja transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu („Koncepcja TEE”) może stać się katalizatorem dla utworzenia setek tysięcy wartościowych miejsc pracy (szacowane na 0,5 mln miejsc pracy w sektorze MMSP), innowacyjności oraz postępu w dziedzinie rozwiązań, technologii, modeli zwiększających efektywność wykorzystania energii i tym samym naszą konkurencyjność, a zmniejszających finansowy koszt funkcjonowania energetyki oraz koszt elektroekologiczny, co kluczowe w kontekście zmian klimatu i rabunkowej eksploatacji środowiska. Także biorąc pod uwagę wydarzenia na Ukrainie (w tym bardzo trudną sytuację związaną z tamtejszymi elektrowniami jądrowymi) i wnioski, które z nich płyną – istotną cechą, siłą tej koncepcji jest zwiększenie naszej odporności i samowystarczalności w zakresie energii (model zdecentralizowany energetyki).

Polska może stać się jednym ze światowych liderów w rozpowszechnianiu, implementowaniu, eksportowaniu tego modelu transformacji energetycznej, jeśli wyspecjalizujemy się w racjonalnych i inteligentnych rozwiązaniach, w kontraście do całkowitego uzależnienia się od innych krajów (import) i zapożyczania na pokolenia, będącego efektem ubocznym rozwijania programu energetyki jądrowej – nowoczesnej, ale w latach 50-tych dwudziestego wieku (i powiązanej ściśle z przemysłem zbrojeniowym, co do dzisiaj stanowi problem, ponieważ zwiększa prawdopodobieństwo rozprzestrzeniania się broni jądrowej i związanego z tym ryzyka). Może to być, do pewnego stopnia, sytuacja analogiczna do Danii, która w pewnym momencie stała się liderem w obszarze turbin wiatrowych (teraz także efektywności energetycznej). Byłoby świetnie, gdyby Polska potrafiła wykorzystać szansę przejścia inicjatywy na poziomie politycznym, także w kontekście prezydencji UE, zamiast bezrozumnie przenosić na nasz grunt populistyczne, ale też inspirowane przez oligarchów i monopolistyczne korporacje działania i podejście do polityki energetycznej płynące do nas obecnie, niestety, z USA (m.in. wycofanie z udziału w porozumieniu paryskim przez Trumpa). Drill, baby, drill?! Ale w takim razie płac, Donald, płac! Za skutki powodzi w Polsce i pożarów w Los Angeles, na umożliwienie adaptacji mieszkańcom Afryki – i z każdym rokiem uszkodzonych będzie coraz więcej...

Dygresje

W Polsce stosunkowo powszechne wydaje się być krytykowanie, czasem wyśmiewanie Niemiec i Energiewende, także bardziej konkretnie wyłączenia ostatnich działających tam reaktorów jądrowych – przy jednoczesnym oznajmianiu społeczeństwu, że ceny energii elektrycznej w Polsce muszą być coraz wyższe. Ale jeśli przeanalizujemy ceny energii elektrycznej na giełdzie, w tym na rynku spot, to okazuje się, że średnie ceny w Danii i Niemczech są już teraz sporo niższe od cen w Polsce, a ponad 60 procent energii elektrycznej w Niemczech i powyżej

80 procent w Danii pochodzi ze źródeł OZE (1,5 miliona balkonów w Niemczech wyposażonych jest na przykład w tanie i stosunkowo łatwe w montażu balkonowe panele słoneczne określane jako Balkonkraftwerk, które mogą być łączone z małymi magazynami energii i stają się coraz popularniejsze także w Hiszpanii, i są przykładem instalacji w wersji mini i podejścia typu do it yourself, zwiększającej się samowystarczalności, odporności i niezależności). Przy czym lista krajów i regionów, w tym na przykład stanów USA, w których blisko 100 procent energii elektrycznej jest wytwarzane przez źródła odnawialne OZE, stale się wydłuża (może nikt im nie powiedział o Dunkelflaute). Oczywiście i w tych miejscach to ciągle projekt będący w fazie realizacji, bo żeby wyeliminować emisje (w tym CO₂) powinniśmy konsekwentnie odchodzić od paliw kopalnych w obszarach takich jak transport, ciepłownictwo czy procesy przemysłowe. To wyzwanie, ale jednocześnie wielka szansa.

Dobrym przykładem jest Kopenhaga, która ma ambicję osiągnięcia neutralności klimatycznej, jako pierwsze duże miasto na świecie. I nawet jeśli nie zdoła osiągnąć tego celu w roku 2025 (taki był bardzo ambitny plan), to i tak trudno wątpić, że to kwestia stosunkowo bliskiej przyszłości. I kto zna to miasto wie, jak dobrze się w nim przebywa – ze względu na jakość powietrza, dostęp do terenów zielonych, stosunkowo mały ruch samochodowy i hałas. To miasto do życia! I osiągnięcie tego stanu nie wiązało się i nie wiąże z wielkimi wyrzeczeniami. Wręcz przeciwnie: w ciągu ostatnich dekad emisje CO₂ w Danii systematycznie malały, udział OZE się zwiększał, a w gospodarce były tworzone setki tysięcy miejsc pracy (GDP znacząco rósł). Kopenhaga zajmowała regularnie najwyższe miejsca w listach najlepszych miast do życia, a Dania – najszcześniejszych krajów. (I składa się na to wiele czynników, ale jakość środowiska i racjonalne podejście do wykorzystania zasobów mają zasadnicze znaczenie – a to jest coś, co możemy przenieść na nasz, polski grunt.)

Wracając do rosnących cen – jasne jest, że nie chodzi tylko o ceny, bo ceny mogą być arbitralnie utrzymywane na określonym poziomie, na przykład poprzez ich mrożenie albo kontrakty różnicowe. Ale na końcu zwykle płacącymi są podatnicy i odbiorcy, przegrany i najbardziej oszczędzający energię (co jest patologią takiego podejścia). Więc może prawdziwa przyczyna polskiego problemu jest inna niż na przykład rozwój OZE, które są zdecydowanie najtańszymi źródłami energii elektrycznej według różnych miar czy kryteriów (m.in. LCOE – levelized cost of electricity), ale które też powinny być wdrażane racjonalnie. Może powód jest bardziej prozaiczny: może jest nim monopolistyczna pozycja wielkich grup energetycznych i ograniczenia w funkcjonowaniu rynku (na przykład brak rzeczywistego rozdzielania funkcji wytwórcy, sprzedawcy i operatora)? Pewnie nie byłby to pierwszy taki przypadek w historii: monopolisci osiągający nadmierne zyski, jednocześnie przerzucający nieuzasadnione koszty (na przykład błędnej strategii rozwojowej) na odbiorców. To stosunkowo banalna, narzucająca się hipoteza, która jednak wydaje się umykać myśleniu i uwadze polityków, mediów, przedstawicieli korporacji o ewidentnie monopolistycznej pozycji. W zamian możemy za to na przykład usłyszeć czy przeczytać, że energia elektryczna pomimo (!) rozwoju „atomu” musi drożeć. Do oksymoronu „tania energia z elektrowni jądrowych” zaraz dojdziemy, a kwestię sensu logicznego takich stwierdzeń (lub jego braku) pozostawiam bez komentarza.

Przebudowa

Trajektoria przejścia ze stanu obecnego do stanu, w którym elektroprosumeryzm odgrywa zasadniczą rolę wymaga działań na poziomie prawa i regulacji, czego przykładem jest postulowane w Koncepcji TEE Prawo elektryczne czy wprowadzenie technicznego rynku energii. (Chodzi o mądre regulacje, które służą społeczeństwu i środowisku, a nie monopolom.)

Gospodarczymi ramami tego modelu jest sześć dziedzinowych rynków elektroprosumeryzmu [1]:

- egzergetyzacja (pasywizacja, termomodernizacja) budownictwa; (Egzergia odnosi się do energii użytecznej i zdolności do wykonania pracy, a w transformacji do elektroprosumeryzmu jest absolutnie podstawowym kryterium, dąży się do maksymalizowania sprawności egzergetycznej);
- elektryfikacja ciepłownictwa;
- elektryfikacja transportu;
- elektroprosumenckie operacyjne zarządzanie energią elektryczną (jej użytkowanie), elektrotechnologie (w tym wykorzystanie zielonego wodoru jako surowca w procesach chemicznych i innych, w szczególności przemysłowych); przemysł 4,0; GOZ (Gospodarka o Obiegu Zamkniętym);
- reelektryfikacja OZE; użytkowanie energii elektrycznej, elektrotechnologie, przemysł 4,0, GOZ; reelektryfikacja OZE (w strefie euroatlantyckiej/klubie OECD) / pierwotna elektryfikacja OZE (w świecie, w którym ludność jest pozbawiona dostępu do energii elektrycznej);
- rolnictwo i hodowla.

Korzystne dla społeczeństwa powinno okazać się zastąpienie wielkoskalowej korporacyjnej energetyki globalnego niedoboru paliw kopalnych, „bezpieczeństwa energetycznego” („uzasadniającego” wszelkie koszty) oraz nadmiaru monopolu polityczno-korporacyjnego energią elektryczną ze źródeł OZE. Budowa kompetencji i praca powinny mieć najwyższy priorytet w transformacji energetycznej, a realnym celem, do którego warto dążyć, jest zrealizowanie elektroprosumeryzacji całego kraju w horyzoncie 2050.

W kontekście technologii – wodór produkowany w osłonach elektroprosumenckich (słownik elektroprosumeryzmu zawarty w *Białej Księdze*) jako surowiec do celów procesowych, w zróżnicowanych łańcuchach przemian fazowych, może mieć potencjalne zastosowanie (powinniśmy obserwować rozwój technologii i być w gotowości; obecnie w Niemczech spotyka się też przykłady użycia wodoru do pełnej autonomizacji na poziomie domu jednorodzinnego).

Ale energetykę jądrową trudno dziś usprawiedliwiać czy uzasadniać i jesteśmy w tej szczęśliwej sytuacji, że nie musimy się mierzyć z tym problemem już, w przeciwieństwie do m.in. Niemiec czy Litwy, które muszą znaleźć sposób i miejsce do składowania odpadów radioaktywnych po likwidowanych elektrowniach, ponieść ogromne koszty z tym związane (likwidacji oraz składowania): w Niemczech odpady z tymczasowego składowiska Asse II mają zostać usunięte do 2033 roku, ale nie wiadomo, gdzie mają być składowane finalnie [2]. (A podawany, szacowany koszt składowania jest bardzo wysoki.) Ten problem dotyczy oczywiście także innych sąsiadów, w których takie elektrownie działają, jak Białoruś (właśnie uruchomiono tam pierwszą

i na razie jedyną elektrownię jądrową – czy to jest model, na którym się chcemy wzorować?) i Ukraina.

Musimy dokonać dobrych wyborów, na podstawie rzeczowej analizy argumentów, a nie pod dyktando określonych grup interesów. I jako argumenty przeciw można wymienić szereg zupełnie dyskwalifikujących powodów:

- 1) ekstremalnie niską systemową sprawność egzergetyczną (na poziomie 2-3 procent – w zależności od typu reaktora [3] – a uwzględniającą cały cykl, czyli budowę elektrowni, wydobycie uranu, produkcję paliwa, transport, wytwarzanie energii elektrycznej za pomocą generatorów i systemów podlegających przecież prawom termodynamiki, chłodzenie zużytego paliwa, likwidację elektrowni, składowanie odpadów radioaktywnych itp.);
- 2) niedopasowanie do charakterystyki źródeł odnawialnych i zmiennych profili zapotrzebowania (brak elastyczności);
- 3) w nieskończoność przeciągające się projekty tego typu (przykładem uruchomiony na Słowacji reaktor – po 36. latach budowy);
- 4) gigantyczne koszty finansowe wymagające ciągłego subsydiowania przez społeczeństwo (np. Flamanville – obecnie podaje się sumę 23,7 mld euro [4] za jeden blok zamiast obiecywanych przed budową około 3 mld), także poprzez kontrakty różnicowe – prowadzące potencjalnie do absurdów, takich jak wyłączanie źródeł odnawialnych o znacznie niższych kosztach inwestycyjnych i krańcowych;
- 5) koszty środowiskowe (wydobycie uranu, nierozwiązany problem składowania odpadów radioaktywnych; emisje CO₂ wyższe niż w przypadku elektrowni wiatrowych czy słonecznych itp.);
- 6) brak odporności na ataki różnego rodzaju (przykład Ukrainy) i awarie oraz nieprzewidywalność (przykład połowy reaktorów we Francji wyłączonych miesiącami ze względu na wysoką temperaturę wody w rzekach, a bloki i linie o mocach czy zdolnościach przesyłowych rzędu gigawatów w ogólności wymagają wielkich rezerw i redundancji w kontekście na przykład kryterium N-1 czy N-2, a i tak praktycznie są niemożliwe do ochrony oraz zapewnienia odporności czy niezawodności);
- 7) ryzyko nierozłącznie związane z tą technologią (np. Fukushima – według Wikipedii potrzeba przemieszczenia ponad 164 tys. ludzi, więc pytanie, jaki jest realny koszt rocznego ubezpieczenia każdej elektrowni jądrowej i kto jest obciążany tym kosztem?);
- 8) całkowite uzależnienie się od innych krajów w zakresie know-how, technologii, paliwa do elektrowni itp. (Europa i USA do dzisiaj sprowadzają paliwo do elektrowni jądrowych z Rosji).

Innym negatywnym przykładem jest CCS (Carbon Capture and Storage), czyli technologia wyłapywania CO₂ z powietrza i jego magazynowania. W założeniu cel bardzo sensowny, ale w implementacji już mniej – raporty publikowane przez na przykład Stanford czy MIT wyraźnie wykazują, że efektywność takiego podejścia obecnie jest bardzo niska i właściwie prowadzi to do zwiększania emisji zamiast zmniejszania (duże zapotrzebowanie na energię elektryczną oznacza przedłużanie działań albo reanimowanie źródeł o bardzo wysokim koszcie elektroekologicznym). Nie jest specjalnie zaskakujące pewnie to,

że do największych zwolenników takich technologii wydają się zaliczać korporacje typu Big Oil czy Big Tech.

Istotne jest edukowanie społeczeństwa oraz stawianie tamy ignorancji, tłumaczenie mitów takich jak ten o przydatności budowania źródeł, które ze względów technicznych/ekonomicznych nie zapewniają praktycznie żadnej elastyczności (tzw. baseload power), ale które charakteryzuje bardzo elastyczne podejście do kosztów przeliczanych na społeczeństwo (tak elastyczne, że często bardzo trudno uzyskać jakiegokolwiek informacje o ich wysokości i wyszczególnieniu). Zasoby w naszej dyspozycji są przecież ograniczone (ludzkie, finansowe, naturalne itp.), więc jeśli roztrawiamy je na zupełnie nietrafione rozwiązania, to logiczną konsekwencją będzie ich niedostatek na działania, które są potrzebne.

W modelu transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu następujące technologie OZE stanowiłyby miks źródeł energii elektrycznej [1]:

- GOZ – źródła regulacyjno-bilansujące klasy kilku MW elektrycznych w miejskim segmencie GOZ – odpady komunalne;
- μ EB – wiejskie/rolnicze mikroelektrownie biogazowe regulacyjno-bilansujące klasy 10 do 200 kW;
- EB – wiejskie/rolnicze elektrownie biogazowe regulacyjno-bilansujące klasy od 0,5 do 1 MW;
- EWL – elektrownie wiatrowe lądowe klasy 3/6 MW;
- PV – źródła fotowoltaiczne dachowe klasy do 10 kW (domy jednorodzinne);
- EWM – elektrownie/farmy wiatrowe: pojedyncze elektrownie klasy od 10 do 15 MW, farmy od 1 do 2 GW.

W tabeli 1 przedstawiono dane (heurystyka) dotyczącą miksu po reelektryfikacji OZE (stan na rok 2050).

Tabela 1

Miks po reelektryfikacji OZE [1]

Rozwiązanie OZE	Energia, %	Moc, GW
GOZ	5	1,2
μ EB	5	1,2
EB	10	2,5
EWL	30	16
PV	30	60
EWM	20	8

Obecne elektrownie wodne i przyszłe wodorowe mogą stanowić dopełnienie wymienionych technologii regulacyjno-bilansujących OZE. Z kolei duże farmy fotowoltaiczne są uznawane za podejście problematyczne (więcej informacji w *Białej Księdze*) – ale takie farmy już istnieją, więc prawdopodobnie będą także stanowiły element miksu energetycznego Polski.

Korzyści

Ideę elektroprosumeryzmu warto upowszechniać i promować z wielu względów – tak, aby wszyscy mogli dostrzec czy znaleźć jej zalety. (Samą *Białą Księgę transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu* można znaleźć na stronie internetowej Senatu – link w sekcji dotyczącej materiałów źródłowych).

Do podstawowych celów i korzyści z przeprowadzenia transformacji TEE należą:

- wyhamowanie dezintegracji społecznej, pobudzanie aktywności społecznej na poziomie lokalnym (w Polsce miliony ludzi mieszkają na obszarach wiejskich – a przecież potencjał polskiego rolnictwa i wsi w kontekście OZE jest ogromny).
- Redukcja bardzo kosztownych błędów poznawczych wielkoskalowej energetyki korporacyjnej: w ciągu ostatnich 10-15 lat uruchomiono – i nadal buduje się – w Polsce ponad 10 GW w blokach węglowych i gazowych o resursie technicznym na poziomie 250 tys. godzin, oznaczających pułapkę kosztów osieroconych (stranded costs) o ogromnej skali; a teraz jedne paliwa kopalne i ich ograniczone zasoby chce się zastępować innymi paliwami pochodzącymi z kopalni, o także ograniczonych zasobach i podaży (uran), kosztowne bloki mają być zastępowane przez bardzo kosztowne bloki (jądrowe); innym przykładem takiego błędu jest planowana, pozbawiona wszelkiej logiki koncentracja mocy wytwórczych na polskim wybrzeżu – wymagająca bardzo kosztownych inwestycji w infrastrukturę przesyłową i jednocześnie zupełnie nieodporna na awarie, ataki czy sabotaż, które mogą dotyczyć wielu milionów odbiorców (ang. single point of failure i przykład fabryki Tesli pod Berlinem: podpalenie stupa linii zasilającej spowodowało uniemożliwienie działania fabryki przez wiele dni);
- obniżenie kosztu funkcjonowania obecnej energetyki i zwiększenie odporności gospodarki i użytkowników energii elektrycznej, a tym samym zwiększenie naszej konkurencyjności;
- okres zwrotu nakładów na TEE poniżej 10 lat i 0,5 mln miejsc pracy w sektorze MMSp;
- korzystna przebudowa systemu podatkowego i związana z nią przebudowa zasady pomocniczości, przebudowa systemów wsparcia innowacyjności;
- katalizowanie innowacyjności, szansa dla Polski i wielu polskich firm na wypracowywanie nowoczesnych, inteligentnych technologii, modeli, mechanizmów – i eksportowanie tego know-how do innych krajów czy obszarów świata, na przykład krajów dotkniętych wojną – jak Ukraina – czy miejsc, w których wielu ludzi wciąż nie ma dostępu do energii elektrycznej.

Beneficjentem wszystkich tych korzyści będzie społeczna gospodarka rynkowa, chroniona przecież przez Konstytucję RP (art. 20). Już na bardziej praktycznym, konkretnym poziomie, skorzystają na tym:

- miliony odbiorców (w tym elektroprosumentów), ale także polskie firmy i rynek pracy: pojawiają się nowe możliwości dla firm zarabiających na zapewnianiu i zarządzaniu energią, zwiększaniu efektywności ESCO (Energy Services Company);
- organizatorzy wspólnot energetycznych (w tym także na terenach górniczych i podobnych);
- instalatorzy i serwisanci źródeł odnawialnych, pomp ciepła czy magazynów energii, ludzie zajmujący się zdecentralizowaną infrastrukturą (na przykład punkty ładowania samochodów elektrycznych bazujące na OZE);
- specjaliści IT opracowujący czy wdrażający wirtualne systemy elektryczne (elementy AI, bezpieczeństwa itd.);

- specjaliści zajmujący się automatyzowaniem procesów związanych z wykorzystaniem energii i integrowaniem systemów;
- firmy specjalizujące się w rozwijaniu, produkowaniu sieciowych terminali dostępowych, recyklingu magazynów energii oraz paneli PV (GOZ), renowacji czy przenoszeniu turbin wiatrowych w inne lokalizacje (kilkunastoletnie turbiny wiatrowe są już na przykład przenoszone z Holandii – gdzie zastępuje się je większymi i nowszymi modelami – na Ukrainę) itp.

Ale oprócz wymienionych możliwości (mniej lub bardziej oczywistych) zwiększyć się może pole do działania dla ośrodków akademickich zajmujących się opracowywaniem nowych technologii w zakresie efektywnego wytwarzania energii elektrycznej czy ogólnie zarządzania energią, nowych materiałów, ekspertów zajmujących się edukowaniem w zakresie efektywności, dla urbanistów i architektów. Pojawi się ogromna przestrzeń dla start-upów i ludzkiej kreatywności, na przykład w kontekście zarządzania procesami przemysłowymi (zmienny koszt energii elektrycznej w ciągu doby), projektowania systemów (ang. design thinking) czy mechanizmów zachęcających do zachowań korzystnych dla naszego dobrostanu i środowiska naturalnego (ang. 'nudge' economics) – które w pewnym stopniu mogą mieć charakter uniwersalny, ale z drugiej strony są ściśle powiązane z danym miejscem i otoczeniem, także ze względu na dostępne zasoby (np. nieregularne, niepewne zasilanie z sieci elektroenergetycznej albo brak dostępu do sieci elektroenergetycznej i potrzeba funkcjonowania off-grid).

Jak zrobić coś, osiągnąć efekt przy użyciu mniejszej ilości zasobów, w tym energii (także wody itp.) w nowy, inteligentny, twórczy sposób?

To pytanie warto sobie stawiać co jakiś czas, bo od tego zależeć będzie nie tylko stan naszego środowiska, ale też konkurencyjność Polski na rynku globalnym. I to jest dobry problem do rozwiązywania. I jeszcze jedno – to także szansa na umożliwienie czy ułatwienie inwestycji w OZE i efektywność energetyczną dla indywidualnych odbiorców (jako przykład można tu podać firmy ułatwiające długookresowe inwestowanie na poziomie projektu, w ramach „kooperatywy”, czy platformy do inwestowania w OZE dla odbiorców energii elektrycznej; ale takie inwestycje można również organizować na poziomie lokalnym, bez udziału dużych firm czy korporacji energetycznych).

Stan po transformacji powinien uwzględniać poniżej wymienione właściwości, mechanizmy, modele i technologie, które są zbieżne z Konsepcją TEE.

- Absolutnie fundamentalnym aspektem jest maksymalizacja efektywności wykorzystania energii ze źródeł OZE (egzergia), bazująca także na elastyczności (koszt krańcowy, koszt elektroekologiczny, a właściwie jakkolwiek koszt ograniczenia zużycia energii elektrycznej o 1 MWh jest przecież często dużo niższy niż koszt wytworzenia tej samej ilości energii elektrycznej – nawet w źródłach odnawialnych) – więc taryfy dynamiczne i inteligentne liczniki (ang. smart meters) są niezbędne (jedno jest uzależnione od drugiego, a w Polsce stopień wdrożenia tych mechanizmów jest bardzo niski), istotną rolę powinny mieć także sieciowe terminale dostępowe; żeby sobie uświadomić potencjał tego kierunku działania przykład, może nieintuicyjny: w niektórych przypadkach wymiana pieca gazowego na pompę ciepła, w połączeniu

z przeprowadzeniem działań zwiększających efektywność energetyczną domu (lepsza izolacja, urządzenia energooszczędne itp.) prowadzi do obniżenia zużycia energii elektrycznej! (Nie będzie tak zawsze, bo to zależy od lokalizacji, klimatu, budynku i innych czynników – ale warto mieć to na uwadze.) Istotne jest wybieranie, w pierwszej kolejności, podejścia, które określić można jako bezpieczne i pewne (ang. no regrets – zamiast rozpoczynania od problematycznych, a często niebroniących się w żadnym stopniu działań inwestycyjnych w zakresie źródeł czy sieci). W tym kontekście bardzo trudno zrozumieć opieszałość polskiego rządu w kwestii wdrażania dyrektyw europejskich dotyczących efektywności energetycznej, emisji oraz ogólnie programu „Fit for 55” (że to nie jest traktowane jako szansa zwiększenia konkurencyjności polskiej gospodarki w dłuższym okresie, nie mówiąc już o możliwych do uniknięcia kosztach środowiskowych i społecznych).

- Zwiększenie odporności i samowystarczalności – dlatego ważna jest decentralizacja i maksymalizowanie bilansowania w ostonach lokalnych (czyli na poziomie gospodarstw domowych, wsi, gmin itd.) i autonomizacji na przykład w ramach obywatelskich wspólnot energetycznych czy klastrów energetycznych (to generalna reguła, w przypadku miast takich jak Warszawa nie jest to do końca możliwe, więc energia na przykład z farm offshore ma tu uzasadnienie – co jest opisane w Konsepcji TEE).
- Celem jest także minimalizacja kosztów finansowych (ceny energii, obciążenia podatkowe) i środowiskowych, a więc proponuje się techniczny rynek energii zamiast rynku mocy i modele cen węzłowych, także modele handlu peer-to-peer; ważna jest maksymalizacja wykorzystania istniejącej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, poprzez decentralizację i wytwarzanie energii elektrycznej tam, gdzie jest wykorzystywana, bazując na lokalnych zasobach, ale także za pomocą znanych metod (np. DLR – Dynamic Line Rating) i nowych, innowacyjnych rozwiązań, wykorzystanie mogą mieć mini-, mikro- czy nawet nanosieci.
- Od regulacji i bilansowania mocy przechodzimy do bilansowania i regulacji energii, a magazyny energii stają się integralnym elementem systemu elektroenergetycznego czy bardziej ogólnie energetycznego (zmieniający się paradygmat) i są to magazyny w różnej postaci: obecnie istniejące elektrownie szczytowo-pompowe, magazyny chemiczne, magazyny ciepła (na przykład firebricks – bardzo proste na poziomie ogólnej zasady działania i bardzo tanie w porównaniu z magazynami baterijnymi), potencjalnie grawitacyjne (i inne, które są obecnie rozwijane i będą weryfikowane w najbliższych latach), a także akumulatory samochodów elektrycznych z systemami V2H/V2L/V2G (vehicle-to-home, vehicle-to-load, vehicle-to-grid), bo typowa pojemność akumulatora samochodu elektrycznego to przecież 50-80 kWh (ale nawet bez tych systemów samo dostosowanie się i ładowanie akumulatora wtedy, kiedy wieje wiatr albo świeci słońce jest najprostszym przykładem zmiany podejścia do użytkowania energii); do tej kategorii można zaliczyć w pewnym sensie pojęcie takie jak „magazyn egzergii” – na przykład w procesie produkcyjnym czy łańcuchu dostaw wytwarzamy półprodukty albo komponenty i kontynuujemy ten proces wtedy, kiedy energia elektryczna jest tania

(wietrzna czy słoneczna pogoda), więc to także przykład elastycznego podejścia i maksymalizacji wykorzystania energii.

- Określenie, które funkcjonuje od dawna to smart grid, ale obrazowe jest też określenie „internet energii” – bez wirtualizacji (w tym wirtualnych systemów elektrycznych), technologii IT (dane, AI, komunikacja itp.), energoelektroniki czy automatyzacji trudno już sobie wyobrazić inteligentną (!) energetykę.

A propos AI: w moim przekonaniu AI powinno służyć maksymalizacji efektywności w wykorzystaniu energii (egzergii), a nie odwrotnie – prowadzić do bezrefleksyjnego budowania kolejnych centrów danych przez korporacje Big Tech i zaspokajania ich ogromnego apetytu na energię elektryczną. Bezrefleksyjnego, bo tak naprawdę nie można mieć pewności nawet, że zapotrzebowanie na te usługi będzie tak duże, jak się to przedstawia teraz. Oprócz pytania o rzeczywiste zapotrzebowanie niejasna jest kwestia postępów w efektywności, na przykład układów GPU i ich zapotrzebowania na energię elektryczną, trenowania modeli czy samego użycia (ang. inference). Czasem, a właściwie często, wystarczy zrobić coś bardziej inteligentnie, bardziej efektywnie – i to jest motyw przewodni (leitmotiv) przewijający się przez ten artykuł przecież. Pamiętajmy też, że AI może czy powinno spełniać pozytywną społeczną funkcję, ale może być i często jest wykorzystywane do maksymalizowania zysków korporacji IT, rozpraszania naszej uwagi czy uważności, do prowadzenia trudnych do obrony w kontekście etycznym działań wojennych, do dezinformacji, zwiększania wydobycia ropy naftowej, przejmowania miejsc pracy czy kopiowania artystycznego stylu, nielegalnego odrzucania wniosków przez firmy ubezpieczeń zdrowotnych itd. Z tyłu głowy są też najczarniejsze scenariusze związane z egzystencjalnymi zagrożeniami dla społeczeństwa i rodzaju ludzkiego, o których przypomina zeszłoroczny noblista Geoffrey Hinton i inni. Więc usprawiedliwianie obecnej zachłanności w korzystaniu z zasobów potrzebą rozwijania takiego AI trudno obronić.

Tłumaczenie, że zawiera się umowy PPA (Power Purchase Agreement) albo virtual PPA (VPPA) z wytwórcami wykorzystującymi źródła OZE nie jest uprawnione, bo jeśli się monopolizuje energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, to jednocześnie prowadzi to do przedłużania działalności bloków węglowych czy gazowych (ogólnie źródeł o najwyższych kosztach elektrotechnologicznych) – podobnie jak źródła o najwyższych kosztach krańcowych wyznaczają cenę energii elektrycznej na rynku w kraju takim jak Polska. Groteskowym przykładem tego zjawiska jest ponowne uruchamianie bloków węglowych elektrowni na potrzeby związane z kryptowalutami. Z kolei reaktywacja czy budowa nowych bloków jądrowych łączy się z wymienionymi wcześniej problemami, łącznie z potencjalnym subsydiowaniem tych bloków przez społeczeństwo, czego przykładem wydaje się być przypadek elektrowni Three Mile Island w USA – tak wynika z informacji, które próbują uzyskać amerykańskie media (sam proces i umowy są zwykle w takich sytuacjach zupełnie niestandardne). A mówimy o korporacjach przynoszących miliardy dolarów zysku. Firmy te mówią też obecnie (także media) o reaktorach SMR – ale tu sytuacja jest równie problematyczna: kwestia regulacji i zapewnienia bezpieczeństwa takich reaktorów nie jest powszechnie dyskutowana, pozostaje problem odpadów oraz ekstremalnie niskiej systemowej

sprawności i można się domyślać, że pod względem kosztów (inwestycyjnych, średnich, krańcowych, innych) takie reaktory, jeśli w ogóle kiedykolwiek dostępne, nie będą w stanie w żaden sposób konkurować na rynku ze źródłami odnawialnymi, więc właściwie to gwarancja wysokich cen energii elektrycznej albo innych obciążeń finansowych dla społeczeństwa. Projekt NuScale w stanie Utah jest drogą i jednocześnie cenną lekcją pogładową – podaje się kwotę 600 milionów dolarów dla tego i podobnych projektów wydanych z pieniędzy podatników (projekt nie został ukończony) [5].

Początek

Profesor Mark Jacobson z Uniwersytetu Stanforda oszacował okres zwrotu nakładów z transformacji energetycznej bazującej na elektryfikacji i OZE (100 procent) na 6 lat. Jego wnioski są bardzo zbliżone do Koncepcji TEE, choć ich autorzy (Jan Popczyk i Mark Jacobson) dochodzili do nich zupełnie niezależnie. To potencjalnie jedna z największych inwestycyjnych i rozwojowych szans w historii Polski. A ponieważ w Polsce w ostatnim czasie brakuje miejsca na wymianę argumentów, dyskusję dotyczącą idei czy pomysłów, a dostęp do informacji publicznej jest ograniczony – głośno zadawajmy pytania: politykom, korporacjom, mediom, influencerom (niniejszy artykuł to także taka próba). I domagajmy się rzeczowych odpowiedzi zamiast zużytych sloganów, frazesów, nonsensu czy prymitywnej propagandy. Starajmy się weryfikować to, co mówią czy piszą. Nie pozwólmy sobie odebrać tej szansy!

Istotne heurystyki (informacja dodatkowa)

Niektóre z poniższych heurystyk dotyczą cen czy danych z lat poprzednich – dlatego istotnym zadaniem byłoby ich zaktualizowanie, uwzględnienie najnowszych danych i obecnej sytuacji.

- *Bilansowe*
Współczynnik zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną w TEE (horyzont 2050) wynosi dla Polski 1,15 – 1,3 (dla porównania, dla Warszawy – wynosi 1,6). Dla Niemiec jest to 1,6, dla Stanów Zjednoczonych – 1,9, a dla świata – 1,5 [1].
- *Ekonomiczne*
Całkowita rynkowa nadwyżka finansowa krajowej transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu w horyzoncie 2050 – dla poziomu cen 2018 – wyniosłaby 2,0 bln PLN. Dla tego samego poziomu cen potrzebne rynkowe nakłady inwestycyjne na reelektryfikację OZE wyniosłoby 750 mld PLN. Rynkowa nadwyżka finansowa możliwa do wykorzystania (w postaci ulg podatkowych) na rzecz pobudzenia inwestycji rynkowych: egzergetyzacja (pasywizacja) budownictwa – 500 mld PLN, elektryfikacja ciepłownictwa – 350 mld PLN, elektryfikacja transportu – 200 mld PLN. Finansowanie „sprawiedliwej” transformacji energetycznej – 200 mld PLN.

Dla tej samej trajektorii, ale dla poziomu cen 2023 heurystyki te (po przeskalowaniu) wynosiłyby, w bln PLN: 2,5, 0,95, 0,60, 0,45, 0,25, 0,25, odpowiednio. Ich przeskalowanie na heurystyki TEE [A(2025)→B(2050)] jest pilnym zadaniem do wykonania. [1]

- *Cenowe*

Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej o 10 procent (wartość średnia, odnosząca się głównie do okresów zmniejszonej produkcji ze źródeł pogodozależnych) może potencjalnie spowodować obniżenie kosztów inwestycyjnych (przekładające się na ceny energii elektrycznej) aż o 50 procent. Taki efekt można osiągnąć przede wszystkim poprzez działania prowadzące do zmniejszenia zapotrzebowania (potencjalnie unikając wszelkich kosztów), ale także zwiększania efektywności i wykorzystania magazynów energii elektrycznej oraz ciepła.

- [1] Popczyk J. (2024). *Biała Księga transformacji energetycznej do elektroprosumentyzmu*: https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/k11/kancelaria/publikacje-inne/biala_ksiega_internet.pdf
- [2] Kemfert C. (2023). *Schock Wellen. Letzte Chance für sichere Energien und Frieden*.
- [3] Hausner J., Krzykawski M., *Gospodarka i Entropia. Jak wyjść z polikryzysu?* (2023). Stanek W., Rozdział 17: Koszt termoeologiczny (TEC) – miernik efektywności energetycznej i ekologicznej.
- [4] Reuters, *France 'far from ready' to build six new nuclear reactors, auditor says*: <https://www.reuters.com/business/energy/france-far-ready-build-six-new-nuclear-reactors-auditor-says-2025-01-14/>
- [5] Reuters, *NuScale ends Utah project, in blow to US nuclear power ambitions*: <https://www.reuters.com/business/energy/nuscale-power-uamps-agree-terminate-nuclear-project-2023-11-08/>



Marcin Fice

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektrotechniki i Informatyki

Oddział Gliwicki Stowarzyszenia Elektryków Polskich

Danuta Komenda

studentka Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej

Ślad węglowy modernizacji taboru autobusów miejskich na pojazdy elektryczne akumulatorowe i wodorowe

Carbon footprint of urban bus fleet modernization to battery electric and hydrogen vehicles

Ślad węglowy stanowi istotny wskaźnik oceny oddziaływania produktu lub usługi na środowisko, obejmując emisje gazów cieplarnianych w całym cyklu życia, a nie tylko bezpośrednie emisje dwutlenku węgla z pojazdów. W analizie uwzględniono główne gazy cieplarniane: dwutlenek węgla (CO₂), metan (CH₄) i podtlenek azotu (N₂O), które są istotne w kontekście sektora transportu. W artykule przedstawiono wyniki obliczeń śladu węglowego miejskiej usługi transportowej w Wodzisławiu Śląskim, przeprowadzonych zgodnie z wytycznymi protokołu GHG (Greenhouse Gas Protocol). Analizie poddano zarówno istniejący tabor z silnikami Diesla, jak i scenariusze modernizacji floty na pojazdy elektryczne zasilane akumulatorowo oraz wodorowe. Obliczenia obejmowały emisje bezpośrednie (zakres 1), emisje pośrednie związane z zakupioną energią elektryczną (zakres 2) oraz inne emisje pośrednie, takie jak produkcja komponentów autobusów, źródła paliw i energii oraz działalność operacyjna przedsiębiorstwa transportowego (zakres 3). Wyniki wskazują, że całkowity ślad węglowy jest silnie uzależniony od źródła pochodzenia paliwa i energii. W analizowanym przypadku, transport określany jako „zeroemisyjny” może generować wyższy ślad węglowy w porównaniu z tradycyjnymi pojazdami z silnikami spalinowymi, szczególnie gdy energia elektryczna lub wodór pochodzą z nieodnawialnych źródeł. Dodatkowo, produkcja akumulatorów może znacząco zwiększyć całkowite emisje gazów cieplarnianych. Do przeprowadzenia obliczeń wykorzystano dane z kilkudziesięciu źródeł literaturowych oraz wyniki rzeczywistych testów autobusów o danych producentów. Analiza podkreśla również, że wyniki śladu węglowego mogą się różnić w zależności od zastosowanych źródeł danych i przyjętych założeń.

Słowa kluczowe: ślad węglowy, protokół GHG, gazy cieplarniane, silnik diesla, autobus elektryczny, autobus wodorowy, transport miejski

The carbon footprint is a key indicator for assessing the environmental impact of a product or service, encompassing greenhouse gas emissions throughout the entire life cycle, not just the direct carbon dioxide emissions from vehicles. The analysis considers major greenhouse gases: carbon dioxide (CO₂), methane (CH₄), and nitrous oxide (N₂O), which are particularly relevant in the transport sector. This article presents the results of a carbon footprint assessment of municipal transport services in Wodzisław Śląski, conducted in accordance with the Greenhouse Gas (GHG) Protocol guidelines. The study covers both the existing diesel-powered bus fleet and scenarios for its modernization to battery-electric and hydrogen-powered vehicles. The calculations include direct emissions (Scope 1), indirect emissions from purchased electricity (Scope 2), and other indirect emissions (Scope 3) such as emissions related to the production of vehicle components, sources of fuels and energy, and the operational activities of the transport company. The results indicate that the total carbon footprint is highly dependent on the origin of the fuel and energy used. In the analyzed case, so-called "zero-emission" transport may result in a higher carbon footprint compared to conventional diesel-powered vehicles, particularly if the electricity or hydrogen is derived from non-renewable sources. Moreover, battery production can significantly increase total greenhouse gas emissions. The assessment was based on data from several dozen scientific sources and real-world tests of buses, including manufacturer data. The analysis also highlights that carbon footprint results may vary depending on the data sources and assumptions applied.

Keywords: carbon footprint, GHG Protocol, greenhouse gases, diesel engine, electric bus, hydrogen bus, urban transport

Wstęp

Obliczanie i raportowanie śladu węglowego w Unii Europejskiej (UE), w tym w Polsce, jest regulowane przez dyrektywy unijne, które nakładają określone obowiązki na przedsiębiorstwa. Kluczowe akty prawne wymieniono poniżej.

1. Dyrektywa CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) [1]; wprowadza obowiązek raportowania informacji dotyczących zrównoważonego rozwoju, w tym emisji gazów cieplarnianych, dla dużych przedsiębiorstw.
2. Dyrektywa CSDDD (Corporate Sustainability Due Diligence Directive); nakłada na firmy obowiązek identyfikowania i minimalizowania negatywnego wpływu ich działalności na prawa człowieka i środowisko w całym łańcuchu dostaw. Na dzień dzisiejszy (kwiecień 2025) dyrektywa nie została jeszcze formalnie przyjęta, ale projekt przeszedł już etapy legislacyjne i znajduje się na końcowym etapie procedury UE [2].

W Polsce, zgodnie z powyższymi dyrektywami, duże przedsiębiorstwa są zobowiązane do obliczania i raportowania swojego śladu węglowego. Małe i średnie przedsiębiorstwa (MŚP) obecnie nie mają takiego obowiązku, jednak od 2026 roku wybrane MŚP notowane na giełdzie będą musiały raportować informacje niefinansowe, w tym dotyczące emisji gazów cieplarnianych.

Uzyskiwanie finansowania inwestycji, zwłaszcza z funduszy publicznych (np. unijnych) oraz instytucji finansowych (banków, funduszy ESG), może wymagać wykazania śladu węglowego lub innych wskaźników środowiskowych, szczególnie w kontekście zrównoważonego rozwoju i zgodności z zasadami taksonomii UE [3].

- Przy finansowaniu inwestycji ze środków UE, np. w ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO), Funduszu Modernizacyjnego czy programów Horyzont Europa, należy wykazać, że projekt nie wyrządza poważnych szkód środowiskowych, czyli spełnia zasadę DNSH (Do No Significant Harm) [4]. W praktyce może to oznaczać oszacowanie emisji gazów cieplarnianych, analizę wpływu na klimat, gospodarkę o obiegu zamkniętym, wodę, różnorodność biologiczną oraz przedstawienie planów ograniczenia emisji (np. strategii neutralności klimatycznej).
- W przypadku projektów z obszaru energii (OZE, efektywność energetyczna, elektromobilność, magazynowanie energii, itd.) często wymagane jest wykazanie efektywności środowiskowej, analiza emisji CO₂ przed i po wdrożeniu projektu (np. oszczędności emisji CO₂), a niektóre konkursy premiują projekty o niskim lub neutralnym śladzie węglowym.
- Coraz więcej instytucji finansowych uwzględnia czynniki ESG (Environmental, Social, Governance) w decyzjach kredytowych i inwestycyjnych, oczekuje raportowania śladu węglowego projektu lub przedsiębiorstwa i wymaga wskaźników środowiskowych dla tzw. zielonych kredytów lub obligacji.

Transformacja energetyczna do energetyki OZE i obiegu zamkniętego dotyczy również, a nawet w szczególności, transportu. I chodzi tutaj nie tylko o promowanie elektromobilności w transporcie indywidualnym, ale przede wszystkim o transformację transportu zbiorowego, w tym miejskiego. Coraz częściej można spotkać na ulicach miast autobusy elektryczne, a w niektórych, np. w Rybniku, również wodorowe [5].

W artykule przedstawiono wyniki oceny śladu węglowego modernizacji autobusów miejskich w Wodzisławiu Śląskim na autobusy elektryczne akumulatorowe i wodorowe.

Narzędzie oceny śladu węglowego transportu miejskiego

Ocenę śladu węglowego można zrealizować na kilka sposobów, stosując wymienione poniżej standardy.

- 1) Protokół GHG (Greenhouse Gas Protocol) [6], opracowany we współpracy Światowego Instytutu Zasobów (WRI – World Resources Institute) i Światowej Rady Biznesu na rzecz Zrównoważonego Rozwoju (WBCSD – World Business Council for Sustainable Development). Definiuje trzy zakresy emisji (Scope 1, 2, 3), jest fundamentem dla wielu innych metod i systemów raportowania, jest często wymagany w raportowaniu zgodnym z CSRD, ESG, CDP, itp. Jest wskazywany jako standard referencyjny w wielu systemach finansowania i regulacjach (np. w taksonomii UE, CSRD).
- 2) ISO 14064-1 – standard międzynarodowy. Jest bardzo podobny do GHG Protocol i często używany do certyfikacji (np. Carbon Footprint Certification). Lepiej dostosowany do audytu i walidacji przez stronę trzecią, czyli niezależną, zewnętrzną jednostkę lub organizację, która nie jest powiązana z podmiotem, który opracował obliczenia śladu węglowego i nie brał udziału w przygotowaniu danych czy raportu. Może to być np. TÜV, SGS, Bureau Veritas, PCA.
- 3) PAS 2050 (UK) – do analizy emisji produktów i usług (tzw. product carbon footprint).
- 4) EN 16258 (UE) – dla sektora transportu (emisje CO₂ na tonokilometr, np. w logistyce).
- 5) LCA (Life Cycle Assessment) – analiza cyklu życia produktu, zgodna z normami ISO14040/14044.

Mimo opracowania normy EN 16258, dedykowanej do oceny śladu węglowego dla transportu, przeprowadzono obliczenia zgodnie z protokołem GHG. Uznano, że obliczenia dotyczą modernizacji, a nie istniejącej bazy transportowej. Protokół GHG jest bardziej intuicyjny i zawiera analizę całego zakresu związanego z funkcjonowaniem przedsiębiorstwa komunikacji miejskiej, w tym obsługiwanych budynków oraz pracowników.

Algorytm obliczania śladu węglowego według protokołu GHG opisano poniżej.

- 1) Zebranie informacji o obiekcie: identyfikacja obiektu analizy (np. budynek, firma, linia produkcyjna); zebranie danych o rodzaju działalności, procesach, urządzeniach itp.
- 2) Scharakteryzowanie obiektu: opis ilościowy i techniczny obiektu (dane o zużyciu mediów, rodzaju paliw, technologii itp.); własności energetyczne i eksploatacyjne.
- 3) Określenie źródeł emisji gazów cieplarnianych: wskazanie przyczyn emisji (spalanie paliw, procesy chemiczne, transport, itp.); wybór gazów cieplarnianych do uwzględnienia (CO₂, CH₄, N₂O itd.).
- 4) Podział źródeł emisji na bezpośrednie i pośrednie: klasyfikacja emisji na Scope 1 (bezpośrednie), Scope 2 (pośrednie – energia elektryczna/ciepła), Scope 3 (inne pośrednie); decyzja, które źródła zostaną uwzględnione w obliczeniach.

Ocena śladu węglowego przewoźnika świadczącego usługę komunikacji miejskiej w Wodzisławiu Śląskim

- Obliczenie ilości gazów cieplarnianych: obliczenia emisji na podstawie zużycia paliw, energii, danych technologicznych, wskaźników emisyjności; sumowanie emisji dla poszczególnych gazów.
- Konwersja emisji na jednostki równoważne: przeliczenie każdej emisji gazu cieplarnianego na jednostki ekwiwalentu CO₂(tCO₂e) z użyciem współczynników GWP (Global Warming Potential).
- Zsumowanie emisji: dodanie do siebie wszystkich emisji wyrażonych w tCO₂e; uzyskanie końcowej wartości śladu węglowego obiektu.

Do obliczeń śladu węglowego zostaną wykorzystane trzy spośród siedmiu gazów cieplarnianych wyróżnianych przez protokół GHG: dwutlenek węgla, metan oraz podtlenek azotu. Kluczowe znaczenie w tym procesie ma dostępność danych umożliwiających wykonanie wiarygodnych analiz. W dalszej części artykułu przedstawione zostaną wyniki obliczeń opartych na ogólnodostępnych danych, które jednak nie pozwalają na uzyskanie jednoznacznych rezultatów.

Wartość ilościową śladu węglowego wyznacza się stosując równanie:

$$CF = m_{CO_2} \cdot GWP_{100} + m_{N_2O} \cdot GWP_{100} + m_{CH_4} \cdot GWP_{100} \quad (1)$$

gdzie:

- m_{CO_2} – masa dwutlenku węgla, t,
- m_{N_2O} – masa podtlenku azotu, t,
- m_{CH_4} – masa metanu, t,
- GWP_{100} – ang. Global Warming Potential, potencjał tworzenia globalnego ocieplenia w horyzoncie 100 lat; dla każdego gazu współczynnik ma inną wartość.

Jak wspomniano, protokół GHG wyróżnia trzy zakresy emisji gazów cieplarnianych (tzw. Scope), które pomagają sklasyfikować źródła emisji:

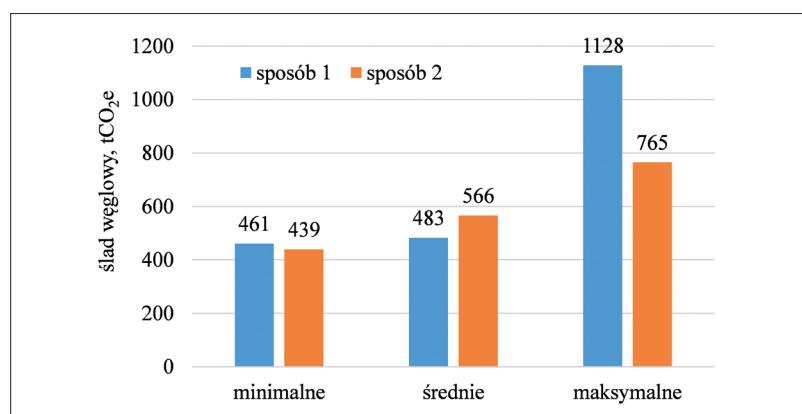
- Scope 1 (zakres 1) – emisje bezpośrednie: pochodzące z własnych źródeł organizacji (np. spalanie paliw w kotłach, piecach, pojazdach firmowych);
- Scope 2 (zakres 2) – emisje pośrednie związane z zakupioną energią elektryczną, ciepłą, chłodniczą lub parą, zużywaną przez organizację;
- Scope 3 (zakres 3) – pozostałe emisje pośrednie występujące w całym łańcuchu wartości (np. emisje z transportu zewnętrznego, zakupionych towarów i usług, podróży służbowych, odpadów, użytkowania produktów).

Do oceny modernizacji taboru transportu miejskiego posłużyły obliczenia śladu węglowego dla rozwiązania konwencjonalnego, czyli pojazdów z silnikami Diesla. W niniejszym artykule nie będą prezentowane szczegółowe obliczenia, które zostały przedstawione w [7], ale wartości końcowe dla komunikacji miejskiej w 2022 r.

W celu obliczenia śladu węglowego we wszystkich trzech zakresach istniejącej komunikacji miejskiej w Wodzisławiu Śląskim przeprowadzone zostały obserwacje autobusów poruszających się na wszystkich ośmiu liniach. Dodatkowo do oszacowania przejechanego dystansu wzięto pod uwagę rozkłady jazdy i dokumentację przetargową na usługi transportowe. Zużycie paliwa zostało obliczone na podstawie danych producentów autobusów: **BMC Procity 12 M DIESEL, 8 szt.; Mercedes-Benz Sprinter 519 CDI, 1 szt.; MAZ 206068, 1 szt.** Oszacowany dystans pracy eksploatacyjnej taboru autobusów w Wodzisławiu Śl. w 2022 r wyniósł **531 tys. km**. Łączne zużycie oleju napędowego na cele trakcyjne w 2022 r. to **177 tys. dm³**.

Do obliczeń wzięto wskaźniki emisyjności z różnych publikacji naukowych, które podawano w jednostkach g/dm³ (wskaźnik paliwowy, sposób 1 obliczania śladu węglowego) lub g/km (wskaźnik drogowy, sposób 2 obliczania śladu węglowego). To pokazało, że dobór wartości poszczególnych wskaźników ma kluczowy wpływ na uzyskany wynik.

W tabeli 1 zestawiono wartości średnie bezpośredniego śladu węglowego wynikającego z zużycia paliwa. Na rysunku 1 zestawiono wyniki obliczeń śladu węglowego dla dwóch sposobów podawania wskaźnika emisyjności oraz różnych wartości tych wskaźników.



Rys. 1. Ślad węglowy bezpośredni (wynikający z zużycia paliwa) autobusów miejskich dla różnych wartości wskaźników emisji

Tabela 1

Ślad węglowy autobusów komunikacji miejskiej z podziałem na emisje poszczególnych gazów – na podstawie wskaźników średnich GWP [8]

	Metan		Podtlenek azotu		Dwutlenek węgla		Ślad węglowy
	GWP						
Pojazd	emisja						
	g	kgCO ₂ e	g	kgCO ₂ e	t	tCO ₂ e	tCO ₂ e
BMC	1 642,53	45,83	8 740,92	2 386,27	437,29	437,29	439,72
MB	78,96	2,20	420,20	114,71	21,02	21,02	21,14
MAZ	80,62	2,25	429,01	117,12	21,46	21,46	21,58
Suma	1 802,10	50,28	9 590,13	2 618,11	479,77	479,77	482,44

Emisję pośrednią (zakresy 2 i 3) obliczono biorąc pod uwagę następujące czynniki:

- zużycie energii elektrycznej do zasilania pomieszczeń biurowych i zajezdni,
- zużycie ciepła do ogrzewania budynków administracyjnych, zajezdni i pomieszczeń technicznych,
- zużycie wody,
- zużycie papieru na cele administracyjne oraz drukowanie biletów,
- udział pracowników dojeżdżających do pracy.

Sumaryczny ślad węglowy dla zakresów 2 i 3 wynosi ok. 114 tCO₂e. W zakresie 2 największy udział ma zużycie energii elektrycznej i ogrzewanie pomieszczeń biurowych. W zakresie 3 największy udział przypada na ogrzewanie ramp autobusów oraz dojazdy pracowników. Całkowity ślad węglowy w 2022 r. oszacowano na 597 tCO₂e.

Wymiana taboru komunikacji miejskiej w Wodzisławiu Śląskim na pojazdy zeroemisyjne – warunki modernizacji

Należy uściślić pojęcie „zeroemisyjne” jako nieprodukujące gazów cieplarnianych podczas jazdy. Brak emisji bezpośrednich to efekt zastosowania silnika elektrycznego – energia mechaniczna powstaje dzięki pobranej energii elektrycznej, a nie spalaniu oleju napędowego. Źródłem energii elektrycznej mogą być akumulatory lub ogniwa paliwowe zasilane wodorem. Według danych podanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne ok. 22% wyprodukowanej energii elektrycznej w Polsce w styczniu 2025 r. pochodziło z odnawialnych źródeł energii [9]. Jeśli chodzi o polską produkcję wodoru – obecnie niemal całkowicie surowiec ten pozyskuje się w procesie reformingu parowego węglowodorów. Zatem proces produkcji wodoru oraz energii elektrycznej wiąże się z wykorzystaniem paliw kopalnych i tym samym z emisją gazów cieplarnianych [10]. Stąd też m.in. zeroemisyjne autobusy również generują ślad węglowy.

Przyjęto następujące wymagania przy modernizacji taboru autobusów:

- 1) komfort pasażerów: nowe pojazdy muszą mieć podobną pojemność pasażerską;
- 2) osiągnięcie możliwie największej redukcji śladu węglowego: produkcja, magazynowanie oraz dystrybucja wodoru czy ładowanie autobusów odbywają się w tym samym mieście, w którym one kursują; wymianie podlega co najmniej 90% floty;
- 3) zapewnienie ciągłości funkcjonowania komunikacji miejskiej na wypadek, gdyby nastąpiła awaria produkcji wodoru lub energii elektrycznej: sześć 12-metrowych pojazdów z silnikiem wysokoprężnym zostaje jako tzw. rezerwa (utrzymywana w dobrym stanie technicznym; każdy z autobusów wykonuje tygodniowo jeden kurs);
- 4) możliwości inwestycyjne: rozważany jest zakup albo autobusów elektrycznych z ogniwami paliwowymi (FCEV), albo elektrycznych z bateriami (BEV); mieszana flota oznaczałaby jednocześnie konieczność utworzenia infrastruktury do ładowania energią elektryczną i tankowania wodoru (dodatkową przeszkodą może być plan zagospodarowania przestrzennego danego miasta).

Zatem biorąc pod uwagę wymaganie nr 3, ślad węglowy utrzymania autobusów rezerwowych wynosi około 9,92 tCO₂e:

$$CF_R = s \cdot f \cdot w_{ECH_4} \cdot GWP_{100} + s \cdot f \cdot w_{EN_2O} \cdot GWP_{100} + s \cdot f \cdot w_{ECO_2} \cdot GWP_{100} + V \cdot w_{EM} \cdot GWP_{100} \quad (2)$$

gdzie:

- CF_R – całkowity ślad węglowy dla autobusów rezerwowych;
 s – długość trasy rocznie pokonywanej przez zapasowy tabor, tj. 10 114,2 km (6 kursów przez 53 tygodnie; długość jednego kursu to 31,9 km, wynikający z długości najdłuższego kursu [11]);
 F – jednostkowe spalanie oleju napędowego (0,36 l/km);
 V – objętość wody potrzebnej rocznie do umycia sześciu autobusów (54,51 m³ przy uznaniu, iż mycie jednego autobusu wymaga 7 razy mniejszego zużycia wody, bo kursuje raz na tydzień tj. 173,43 dm³ zamiast 1200 dm³);
 $w_{ECH_4}, w_{EN_2O}, w_{ECO_2}$ – współczynniki emisji CH₄, N₂O, CO₂ dla spalania oleju napędowego (odpowiednio: 10,16 mg/dm³, 54,07 mg/dm³, 2,70 kg/dm³);
 w_{EM} – współczynnik emisji CO₂ z zaopatrzenia w 1m³ wody (0,344 kg/m³).

Wprowadzenie do taboru autobusów elektrycznych z ogniwami paliwowymi (FCEV)

Rozważenie wymiany taboru autobusów komunikacji miejskiej na tzw. pojazdy zeroemisyjne trzeba rozpocząć od ustalenia ich pojemności pasażerskiej oraz zużycia wodoru. Najpierw wyszukano kilka modeli autobusów FCEV o długości 12 m (odpowiednik dla autobusów BMC Procity 12 M DIESEL) i zestawiono dane w tabeli 2. Pojemność pasażerska autobusów z ogniwami wodorowymi jest mniejsza o 11 do 19 miejsc niż dla dotychczas użytkowanych autobusów BMC Procity 12 M DIESEL. Dlatego założono, iż połowa taboru klasy B zostanie zmieniona na autobusy wodorowe o długości 12 m, a połowa na autobusy wodorowe o długości 18 m (będą wówczas mogły pomieścić więcej osób, szczególnie na kursach cieszących się największą liczbą pasażerów, np. autobus Solaris Urbino 18 Hydrogen pozwala na przewóz 138 osób) oraz większym zużyciu wodoru – około 14,6 kg/100 km [12].

Ponadto zdecydowano, że autobus MAZ 206068 także zostanie zastąpiony autobusem FCEV o długości 12 m. Wymianie nie będzie podlegał mikrobus.

Tabela 2

Pojemność pasażerska i zużycie wodoru dla wybranych autobusów z ogniwami wodorowymi

Autobus	Pojemność pasażerska	Zużycie wodoru, kg/100 km
Solaris Urbino 12 Hydrogen	85 [13]	8,3 [14]
Nesobus [15]	93	8
Autosan SANCITY 12LFH	85 [16]	7 [17]
Toyota Caetano H2 City Gold [18]	87	6
Skoda H'City [19]	85	10
Mercedes eCitaro fuel cell	88 [20]	6,25 [21]
Iveco E-WAY H2 [22]	90	7,8
Średnia	88	7,62

Ślad węglowy eksploatacji autobusów z ogniwami paliwowymi

Miasto Wodzisław Śląski nie posiada stacji tankowania tego gazu (najbliższa znajduje się w Rybniku). Ponadto niezwykle ważny jest wybór metody produkcji wodoru – proces wytworzenia H₂ często wiąże się z emisją dwutlenku węgla. Aby określić ją ilościowo przyjęto następujące założenia:

- 1) połowę kursów na liniach: A, B, C1, C2 obsługują cztery pojazdy FCEV o długości 18 m, a połowę autobusy 12-metrowe (one też wykonują kursy na liniach: C3, C4, D1, D2 w zastępstwie za autobusy BMC Procity 12 M DIESEL i MAZ 206068; tabela 3 zawiera porównanie długości trasy pokonywanej rocznie przed oraz po modernizacji przez poszczególne modele autobusów zależnie od linii komunikacji miejskiej;
- 2) średnie zużycie wodoru wynosi 7,62 kg/100 km i 14,6 kg/100 km odpowiednio dla autobusów z ogniwami paliwowymi o długości 12 m oraz 18 m;
- 3) emisję dwutlenku węgla obliczono jako iloczyn całkowitego rocznego zapotrzebowania na wodór i współczynnika emisji (o wartości uzależnionej od metody produkcji wodoru).

Następnie wyliczono zapotrzebowanie na wodór dla autobusów 12-metrowych oraz 18-metrowych jako iloczyn ich rocznej pracy eksploatacyjnej (odpowiednio 245 260 km i 223 299 km) oraz jednostkowego zużycia paliwa (odpowiednio 0,0762 kg/km i 0,146 kg/km).

W tabeli 4 porównano zużycie poszczególnych rodzajów paliwa (przed i po wymianie taboru). Podano także szacunkowe koszty zakupu wodoru i oleju napędowego. Roczne tankowanie floty autobusów z silnikiem diesla oznacza koszt rzędu 1,201 mln zł. Natomiast zakup paliwa dla taboru złożonego z dziewięciu pojazdów z ogniwami paliwowymi (51,29 ton wodoru), autobusów rezerwowych oraz jednego mikrobusu napędzanego olejem napędowym może generować rocznie koszt w wysokości 3,564 mln zł¹⁾ (blisko trzykrotnie większy nakład finansowy).

Należy zaznaczyć, iż ceny paliw ulegają zmianie, a gdy chodzi o wodór są zależne, podobnie jak wielkość emisji, od metody produkcji wodoru. Ilościowe określenie wskaźników emisji gazów cieplarnianych dla wybranych dziesięciu metod produkcji wodoru znaleziono w kilku różnych źródłach [23-30].

Tabele 5 i 6 zawierają wskaźniki emisji określające ślad węglowy emitowany przy produkcji 1 kg wodoru wybraną metodą. Znak „x” oznacza, iż dane źródło nie podaje wskaźnika emisji dla danego sposobu produkcji wodoru lub ten sposób uznawany jest za zeroemisyjny (co nie jest uwzględniane ze względu na sprzeczność z protokołem GHG – każda metoda wiąże się z emisjami chociażby pośrednimi). Do średniej brano tylko wartości tego samego rzędu (różniące się o rząd wielkości uznano za odstające).

¹⁾ Cena wodoru w Polsce wynosi 69 zł/kg (dane wg strony: <https://otoev.pl/ceny-wodoru-w-europie-styczen-2024.html> (dostęp: 13.04.2024), a oleju napędowego 6,77 zł/l (cena w kwietniu 2024 r. wg portalu motoryzacyjnego AUTOCENTRUM (<https://www.autocentrum.pl/paliwa/ceny-paliw/zagranica/polska/> (dostęp: 13.04.2024).

Tabela 3

Roczna praca eksploatacyjna podstawowego taboru komunikacji miejskiej przed i po modernizacji

Tabor	Przed modernizacją			Po modernizacji			
	BMC Procity 12 M DIESEL	MAZ 206068	Mercedes-Benz Sprinter 519 CDI	autobus wodorowy 12m	BMC Procity 12 M DIESEL	autobus wodorowy 18m	Mercedes-Benz Sprinter 519 CDI
Liczba pojazdów	8	1	1	5	6	4	1
Linia	trasa, km						
A	11 6904	0	0	58 452	0	58 452	0,00
B	14 8014	0	0	63 862	10 144	74 007	0,00
C1	90 900	0	0	45 450	0	45 450	0,00
C2	90 780	0	0	45 390	0	45 390	0,00
C3	1 629	5 499	13 239	7 128	0	0	13 239
C4	611,01	9 165	10 591	9 776	0	0	10 591
D1	656,30	4 101	11 649	4 758	0	0	11 649
D2	1 070,96	93 70,87	16 332	10 441	0	0	16 332
Suma	450 566	28 137	51 811	245 260	10 144	223 299	51 811

Tabela 4

Porównanie rocznego zużycia paliwa oraz kosztów jego zakupu dla komunikacji miejskiej przed i po wprowadzeniu autobusów wodorowych

Tabor	Przed modernizacją			Po modernizacji			
	BMC Procity 12 M DIESEL	MAZ 206068	Mercedes-Benz Sprinter 519 CDI	autobus wodorowy 12m	BMC Procity 12 M DIESEL	autobus wodorowy 18m	Mercedes-Benz Sprinter 519 CDI
Zużycie ON, tys. dm ³	161,663	7,935	7,772	0	3,640	0	7,772
Zużycie wodoru, tys. kg	0	0	0	18,689	0	32,602	0
Koszt zakupu paliwa, tys. zł	1 094,460	53,717	52,614	1 289,527	26,641	2 249,518	52,614

Tabela 5

Emisyjność produkcji wodoru metodami: elektrolizy zasilanej OZE bądź z sieci krajowej, gazyfikacją węgla/biomasy oraz reformingu parowego metanu

Źródło	Ślad węglowy, kgCO ₂ e/kgH ₂					
	metoda					
	elektroliza			zgazowywanie		reforming parowy metanu
	fotowoltaika	farmy wiatrowe	sieć krajowa	węgla	biomasy	
[24]	2,12	1,12	30,05	21,85	4,44	10,43
[25]	1,82	1,08	29,21	22,99	3,54	11,98
[26]	0,1	0,1	32,5	17,5	2,5	10
[27]	7,86	5,40	x	22,70	2,13	11,81
[28]	x	x	24	24	x	11,5
[29]	x	7,5	42,4	x	x	10,9
[30]	x	x	x	15,5	x	9,0
[31]	x	x	31,14	x	x	7,05
min	0,10	0,10	24,00	15,50	2,13	7,05
max	7,86	7,50	42,00	24,00	4,44	11,98
Średnia	3,96	3,77	31,96	20,76	3,15	10,33

Tabela 6

Emisyjność produkcji wodoru metodami: reformingu parowego biogazu, przerobu odpadów, procesów termochemicznych, pirolizy metanu

Źródło	Metoda	Min	Max	Średnia
[26]	reforming parowy biogazu	2	3	2,5
	przerób odpadów	7	9	8,0
	procesy termochemiczne	10	15	12,5
[29]	piroliza metanu	4	10	7,0

Największym wskaźnikiem emisji (średnio 31,55 kgCO₂/kgH₂) charakteryzuje się elektroliza zasilana energią elektryczną z sieci elektroenergetycznej, ponieważ wciąż duży udział w wytwarzaniu energii elektrycznej na potrzeby polskiego systemu elektroenergetycznego mają elektrownie wykorzystujące paliwa kopalne. Jednak, gdy źródłem energii elektrycznej dla elektrolizy są źródła OZE, to na kilogram wyprodukowanego wodoru do atmosfery emitowane jest średnio blisko 4 kg CO₂. Mniejszą emisją charakteryzuje się jedynie produkcja wodoru poprzez gazyfikację biomasy (3,15 kgCO₂/kgH₂) oraz reforming parowy biogazu (2,5 kgCO₂/kgH₂).

Dodatkowo trzeba uwzględnić proces sprężania wodoru od ciśnienia 20 bar do 350 bar (zużycie energii – 4 kWh/kgH₂) albo 700 bar (zużycie energii – 18 kWh/kgH₂)²⁾. Przy założeniu, że dystrybutor wodoru będzie zasilany energią elektryczną z polskiego systemu elektroenergetycznego³⁾, to ślad węglowy sprężania wodoru wyniesie:

²⁾ Taki zakres ciśnień wynika ze specyfikacji technicznej dystrybutorów wodoru (np. HD35-100 oraz HD70-100 firmy Powertech). Zużycie energii określono na podstawie raportu technicznego „Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs” opublikowanego dla U.S. Department of Energy Hydrogen and Fuel Cells Program przez NREL autorstwa: G. Parks, R. Boyd, J. Cornish, R. Remick.

³⁾ Współczynnik emisji dla odbiorców końcowych energii elektrycznej podany przez KOBiZE w raporcie „Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2022 rok” wynosi 685 kgCO₂/MWh.

- dla tankowania autobusów posiadających butle na wodór pod ciśnieniem 350 bar

$$140,54 \text{ tCO}_2\text{e} \left(4 \frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2} \cdot 51290,50 \text{ kgH}_2 \cdot 0,685 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}} \right);$$

- dla tankowania autobusów posiadających butle na wodór pod ciśnieniem 700 bar

$$632,41 \text{ tCO}_2\text{e} \left(18 \frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2} \cdot 51290,50 \text{ kgH}_2 \cdot 0,685 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}} \right).$$

Istotą modernizacji jest zmiana paliwa z oleju napędowego na wodór (wzięto pod uwagę 10 różnych metod). Wymiana taboru dotyczy dziewięciu pojazdów. Postanowiono porównać⁴⁾ zatem emisje:

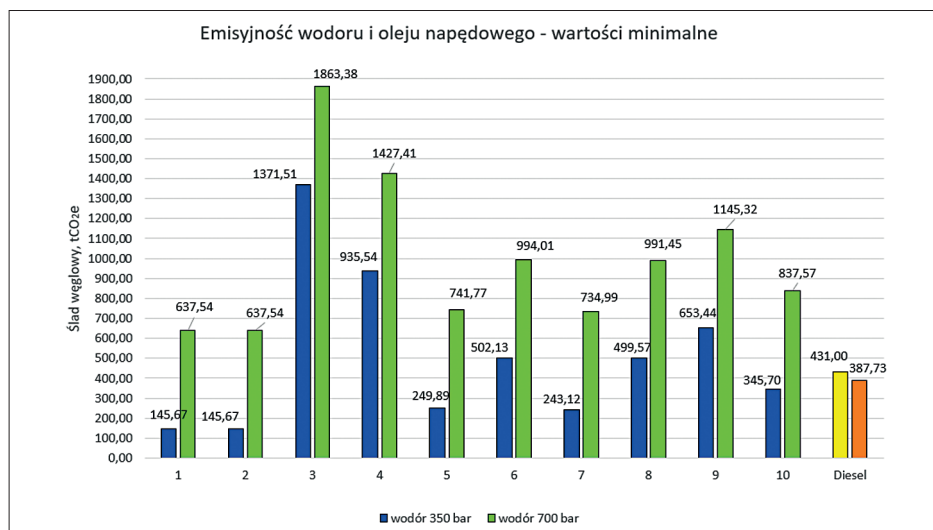
- przed modernizacją: wynikające ze spalania oleju napędowego w silnikach wysokoprężnych (8 autobusów BMC Procity 12 M DIESEL i jeden MAZ 206068);
- po modernizacji: powstające na skutek wytwarzania oraz tankowania sprężonego wodoru, który służy do wytworzenia energii elektrycznej zasilającej silnik (5 autobusów 12-metrowych i 4 autobusy 18-metrowe).

Emisja gazów cieplarnianych ustalona na podstawie przeglądu literatury naukowo-technicznej należy do przedziału wartości, dlatego porównanie wykonano dla trzech różnych scenariuszy emisji – gdy wartości współczynników emisji gazów brano do obliczeń mają wartość minimalną, maksymalną oraz średnią. Rezultat obliczeń ukazują wykresy na rysunkach 2-4.

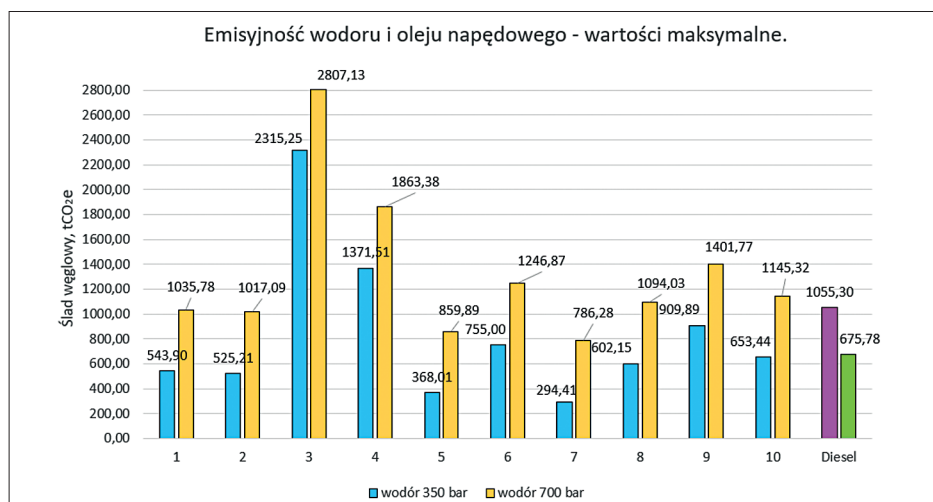
Produkcja oraz sprężanie wodoru mogą być przyczyną emisji w zakresie 146 – 2807 tCO₂e. Porównywalnie ślad węglowy ze spalania paliwa może wynosić 388 – 1055 tCO₂e. Dla wszystkich scenariuszy obliczeń uzyskuje się mniej lub bardziej znaczące obniżenie śladu węglowego dla floty autobusowej, jeśli wodór (sprężany do 350 bar) będzie wytwarzany z elektrolizy zasilanej OZE, w procesie gazyfikacji biomasy lub reformingu parowego biogazu.

Niezależnie od sposobu obliczeń duży wzrost emisji gazów cieplarnianych jest widoczny przy produkcji wodoru z elektrolizy zasilanej energią elektryczną z krajowego systemu elektroenergetycznego bądź gazyfikacji węgla, a także gdy ciśnienie tankowanego wodoru wyniesie 700 bar. Za najbardziej obiektywne uznano uśrednione wartości śladu węglowego (rys. 4). Według tego scenariusza największy efekt ekologiczny przyniesie reforming parowy biogazu – redukcją śladu węglowego o 40,46% – 46,21% (w zależności od emisji ze spalania oleju napędowego; ciśnienie wodoru – 350 bar). Jednak uwzględniając warunki stawiane modernizacji (wytwarzanie wodoru powinno odbywać się w mieście) bardzo mało prawdopodobne jest pozyskiwanie biomasy/biogazu na potrzeby produkcji wodoru. Jednocześnie biorąc pod uwagę skalę produkcji wodoru, odpady poprodukcyjne oraz ślad węglowy pozostałych metod należałoby wytwarzać wodór poprzez reforming parowy metanu (ślad węglowy – 670,55 tCO₂e, wzrost śladu węglowego o 48,55%).

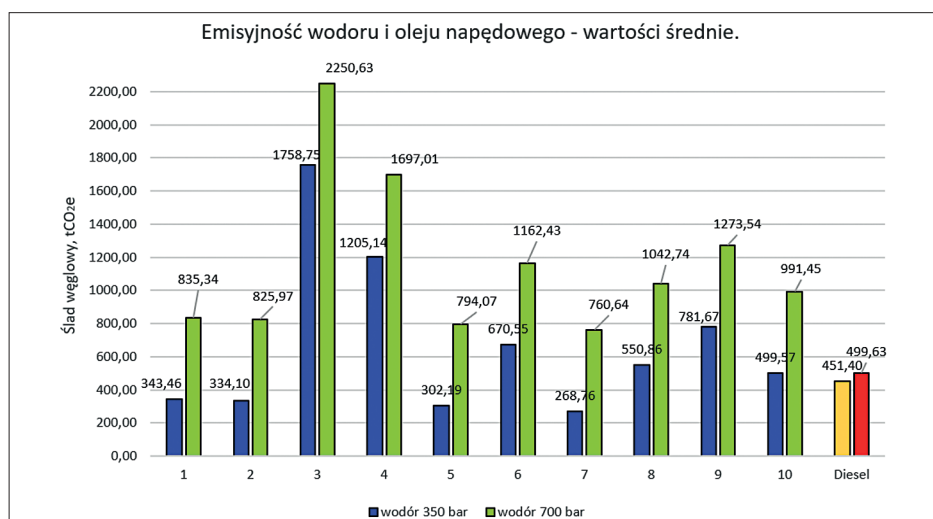
⁴⁾ Porównanie zostało wykonane dla zasilania floty tylko olejem napędowym lub tylko wodorem, dlatego umyślnie nie wzięto pod uwagę (ani przed, ani po modernizacji) śladu węglowego ze spalania oleju napędowego przez mikrobus oraz 6 autobusów rezerwowych marki BMC).



▲ Rys. 2. Wartość minimalna śladu węglowego autobusów komunikacji miejskiej spowodowanego produkcją wodoru numeracja metod: 1 – elektroliza zasilana energią z fotowoltaiki, 2 – elektroliza zasilana energią z farm wiatrowych, 3 – elektroliza zasilana energią z KSE, 4 – gazyfikacja węgla, 5 – gazyfikacja biomasy, 6 – reforming parowy metanu, 7 – reforming parowy biogazu, 8 – przerób odpadów, 9 – procesy termochemiczne, 10 – piroliza gazu dla dwóch odmiennych ciśnień tankowania wodoru (350 bar i 700 bar) oraz spalania oleju napędowego (kolor żółty – pierwszy sposób obliczeń, jasnopomarańczowy – drugi sposób¹⁾)



Rys. 3. ►
Wartość maksymalna śladu węglowego autobusów komunikacji miejskiej spowodowanego produkcją wodoru (numeracja metod jak na rys. 2)



Rys. 4. ►
Wartość średnia śladu węglowego autobusów komunikacji miejskiej spowodowanego produkcją wodoru (numeracja metod jak na rys. 2)

¹⁾ Sposoby obliczeń emisji ze spalania oleju napędowego objaśniono wcześniej.

Emisje gazów cieplarnianych po wprowadzeniu do taboru autobusów akumulatorowych

Drugi wariant modernizacji zakłada wymianę taboru autobusów na pojazdy elektryczne zasilane energią elektryczną zmagazynowaną w akumulatorach litowo-jonowych. Zebrano dane techniczne dla autobusów BEV kilku producentów pojazdów elektrycznych (siedmiu 12-metrowych oraz po jednym o innej długości). Dane zestawione w tabelach 7 i 8.

Na podstawie danych z tabel 7 i 8, zużycia energii elektrycznej (z_{ee}) oraz ustalenia liczby kilometrów (l) pokonywanych rocznie przez zmodernizowany tabor i autobusy stanowiące rezerwę można wyliczyć ilość energii elektrycznej potrzebnej do naładowania pojazdów BEV. Warto przypomnieć, iż wskaźnik emisji śladu węglowego jednej MWh energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego w Polsce wynosi 685 kgCO₂e/MWh⁵⁾.

Przy wyznaczeniu emisji gazów cieplarnianych niezbędna jest również znajomość pojemności baterii (C_{aku}), ponieważ akumulator litowo-jonowy wymienia się przynajmniej raz podczas kilkuletniej eksploatacji autobusów elektrycznych, a jego produkcja skutkuje śladem węglowym $w_{eaku} = 138,87$ kgCO₂e/kWh.

Na podstawie przeglądu literatury naukowo-technicznej uzyskano wskaźnik śladu węglowego akumulatora na 1 kWh pojemności akumulatora litowo-jonowego poprzez wyznaczenie średniej. Na rysunku 5 pokazano wykres z wartościami emisji dla każdej z pozycji literaturowych, skąd pozyskano dane [31-42].

Obliczenia dotyczące śladu węglowego (CF_{BEV}) dla każdej grupy pojazdów (o liczności równej p) zmodernizowanego taboru autobusów komunikacji miejskiej wyznaczono według równania:

$$CF_{BEV} = l \cdot z_{ee} \cdot w_{ee} + p \cdot C_{aku} \cdot w_{eaku} \quad (3)$$

Przeprowadzone obliczenia podsumowuje tabela 9.

⁵⁾ Współczynnik emisji dla odbiorców końcowych energii elektrycznej podany przez KOBIZE w raporcie „Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2022 rok”.

Tabela 7

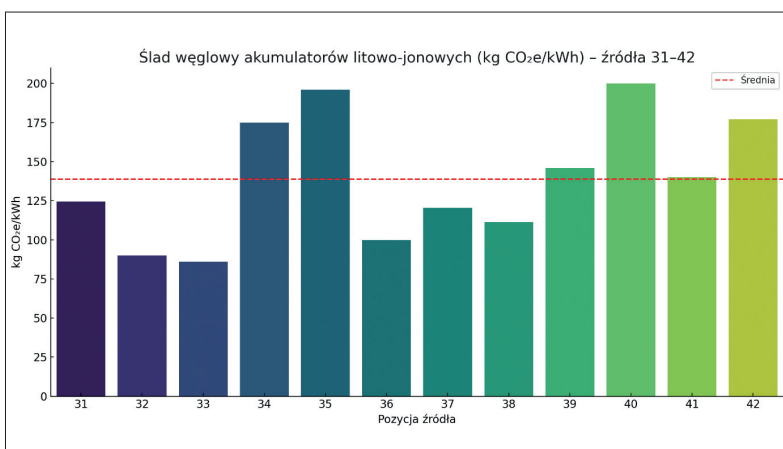
Wybrane modele autobusów elektrycznych 12-metrowych

Model autobusu	Pojemność pasażerska	Pojemność baterii, kWh	Zasięg, km	Zużycie energii kWh/km
Solaris Urbino 12 electric (najnowsza wersja)	94	600	600	1,00
SANCITY 12LFE	89	232	240	0,97
Mercedes-Benz eCitaro	88	292	200	1,46
Iveco E-WAY FULL ELECTRIC -12m	115	460	300	1,53
Volvo 7900 Electric 12m	95	250	200	1,25
King Long Estar 12 m Pure Electric City Bus	94	422,9	300	1,41
MAN LION'S CITY 12 E	88	480	270	1,78
Średnia	95	390,99	301,43	1,34

Tabela 8

Wybrane modele autobusów elektrycznych o różnej długości

Model autobusu	Długość, m	Pojemność pasażerska	Pojemność baterii, kWh	Zasięg, km	Zużycie energii, kWh/km
Rampini SIXTRON	6	31	210	250	0,84
Solaris 9LE	9	73	350	280	1,25
Karsan e-ATA 18m	18	135	595	400	1,49



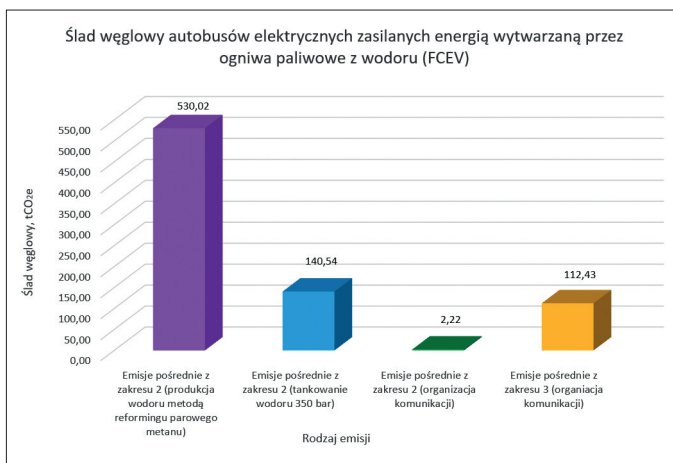
Rys. 5. Ślad węglowy akumulatorów litowo-jonowych według literatury. Numeracja odnosi się do pozycji w spisie literatury¹⁾

¹⁾ Tabela zawiera dla wymienionych źródeł uśrednione wartości, jeżeli dane źródło podało więcej niż jeden wskaźnik emisji.

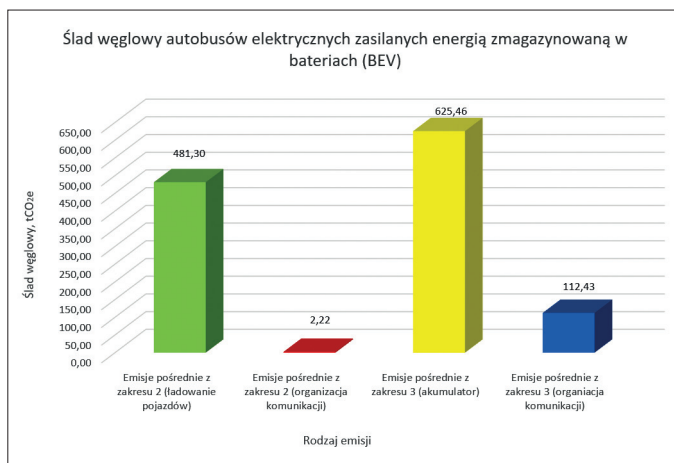
Tabela 9

Ślad węglowy ładowania autobusów elektrycznych i wymiany baterii

Wielkość	Droga (l)	Jedn. zużycie e.e. (z_{ee})	Ślad węglowy ładowania	Liczba poj. (p)	Pojemność baterii (C_{aku})	Ślad węglowy akum.	Sumaryczny ślad węglowy (CF_{BEV})
Pojazd	tys. km	kWh/km	tCO ₂ e	-	kWh	tCO ₂ e	tCO ₂ e
BEV 12m	215,14	1,34	197,84	4	391	217,18	415,03
BEV 18m	225,28	1,49	229,55	4	595	330,51	560,06
BEV 9m	28,14	1,25	24,09	1	350	48,60	72,70
BEV 6m	51,81	0,84	29,81	1	210	29,16	58,97



Rys. 6. Ślad węglowy po wprowadzeniu pojazdów FCEV bez uwzględnienia emisji bezpośrednich pochodzących z użytkownika mikrobusu Mercedes-Benz 519 CDI i autobusów rezerwowych tankowanych olejem napędowym (31,06 tCO₂e)



Rys. 7. Ślad węglowy po wprowadzeniu pojazdów BEV bez uwzględnienia emisji bezpośrednich pochodzących ze spalania oleju napędowego w silnikach wysokoprężnych autobusów rezerwowych (10 tCO₂e)

Wprowadzenie autobusów elektrycznych zasilanych bateriami oznacza niestety zwiększenie śladu węglowego. Po modernizacji taboru emisje ze spalania oleju napędowego zostaną zredukowane z 482,44 tCO₂e⁶⁾ do 9,92 tCO₂e (autobusy rezerwowe). Natomiast dochodzą nowe emisje – z ładowania floty autobusów (481,30 tCO₂e) oraz wymiany akumulatora (625,46 tCO₂e). Zatem całkowity ślad węglowy autobusów komunikacji miejskiej wzrośnie o około 624,32 tCO₂e. Ponadto eksploatacja autobusów BEV wymaga dostarczenia rocznie około 702,62 MWh energii elektrycznej⁷⁾, więc konieczne byłoby utworzenie infrastruktury do ładowania (w tym postawienie co najmniej kilku ładowarek⁸⁾ o mocy 500 kW (szybkie ładowanie poprzez pantografy) lub 40 kW (wolne ładowanie za pomocą kabla zakończonych odpowiednim wtykiem – systemy ładowania PLUG-IN/Combo2 CCS)).

Całkowity ślad węglowy autobusów elektrycznych

Przeprowadzona analiza śladu węglowego pojazdów z silnikiem elektrycznym wykazała, iż po wprowadzeniu dziesięciu autobusów zasilanych energią elektryczną wytworzoną przez ogniwa paliwowe z wodoru (tankowanego pod ciśnieniem 350 bar⁹⁾) ślad węglowy taboru autobusów komunikacji miejskiej obliczony metodą protokołu GHG wyniesie 816,26 tCO₂e (udział poszczególnych zakresów emisji pośrednich przedstawiono

⁶⁾ Średnia wartość emisji ze spalania oleju napędowego obliczona na podstawie ilości zużytego.

⁷⁾ Wyliczone na podstawie danych o drodze i jednostkowym zużyciu e.e. z tabeli 9.

⁸⁾ Dane o ładowaniu pochodzą z artykułów e-mobility pt. „Jaka jest moc ładowania pojazdów elektrycznych” oraz „Ładowanie autobusów elektrycznych” dostępnych na stronach: <https://ecity.solarisbus.com/baza-wiedzy/jaka-jest-moc-ladowania-pojazdow-elektrycznych-2> i <https://ecity.solarisbus.com/e-mobility/ladowanie-autobusow-elektrycznych> (dostęp: 9.04.2025 r).

⁹⁾ Wybrano ciśnienie 350 bar, bo tankowanie wodoru pod ciśnieniem 700 bar to wzrost emisji o 491,88 tCO₂e.

na rys. 6). Wykres nie uwzględnia emisji bezpośrednich wynikających z użytkowania autobusów z silnikiem wysokoprężnym (mikrobusu i sześciu autobusów rezerwowych, wynoszącego 31,06 tCO₂e). Rozważano różne metody produkcji wodoru, jednak ostatecznie do wyliczenia całkowitego śladu węglowego wybrano reforming parowy metanu ze względu na wielkość zapotrzebowania i uwarunkowania lokalne.

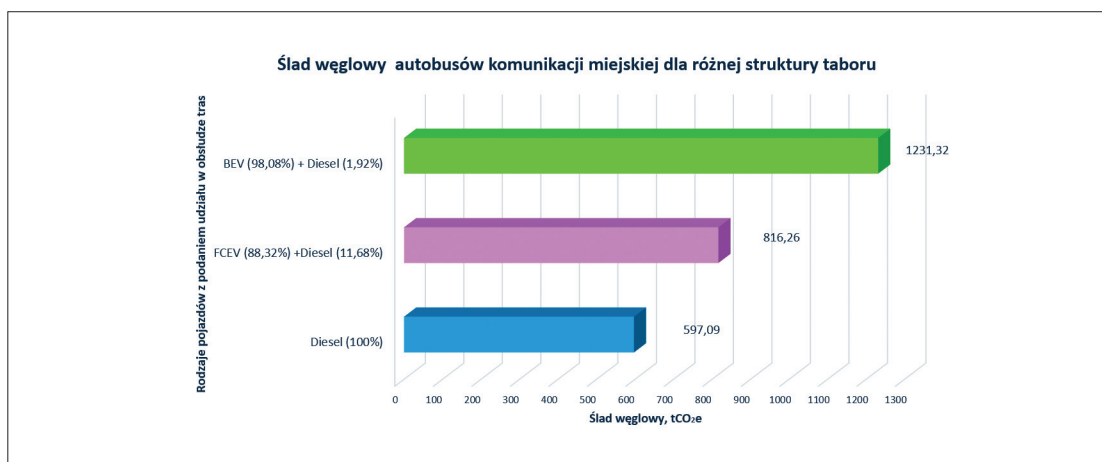
Niezależnie od obranej metody produkcji wodoru ślad węglowy tworzą emisje pośrednie związane ze sprzężaniem wodoru, organizacją komunikacji miejskiej oraz wspomniane przedtem emisje bezpośrednie – łącznie 286 tCO₂e. Natomiast użytkowanie dziesięciu autobusów elektrycznych zasilanych głównie z baterii generuje ślad węglowy około 1231 tCO₂e (rys. 7). Największy udział wśród źródeł emisji mają emisje związane z produkcją i eksploatacją akumulatora do tych pojazdów – 625 tCO₂e (51%) oraz ładowaniem pojazdów – 481 tCO₂e (39%).

Podsumowanie

Autobusy zeroemisyjne, takie jak pojazdy elektryczne (BEV) i wodorowe (FCEV), wymagają dostarczenia energii elektrycznej, która musi zostać wyprodukowana i dostarczona do silnika. W przypadku BEV energia jest magazynowana w akumulatorach poprzez ładowanie, natomiast FCEV są tankowane wodorem, który w ogniwach paliwowych jest przekształcany w energię elektryczną podczas jazdy.

Analizy wykazują, że procesy związane z produkcją akumulatorów, energii elektrycznej, wodoru oraz sprzężaniem wodoru generują znaczny ślad węglowy. Ładowanie pojazdów elektrycznych może prowadzić do emisji porównywalnych z tymi, które występują przy spalaniu oleju napędowego, zwłaszcza jeśli energia pochodzi z nieodnawialnych źródeł. Produkcja akumulatorów może dodatkowo zwiększyć emisję o ponad 143 tCO₂e w analizowanym przypadku.

Wytwarzanie wodoru również przyczynia się do zwiększenia emisji gazów cieplarnianych, szczególnie gdy stosuje się metody inne niż elektroliza zasilana energią z odnawialnych źródeł



Rys. 8. Ślad węglowy autobusów komunikacji miejskiej przed i po wprowadzeniu pojazdów elektrycznych

(OZE) czy reforming parowy biogazu lub gazyfikacja biomasy. Elektroliza oparta na OZE budzi obawy dotyczące wydajności i stabilności produkcji wodoru w odniesieniu do zapotrzebowania, natomiast lokalne pozyskiwanie biogazu lub biomasy może być problematyczne.

Wprowadzenie autobusów elektrycznych prawdopodobnie nie zmniejszy śladu węglowego w komunikacji miejskiej, a może go nawet zwiększyć (rys. 8), zwłaszcza w przypadku pojazdów zasilanych głównie z baterii. Zmieni się jedynie lokalizacja emisji gazów cieplarnianych, eliminując spaliny w miastach, ale nie rozwiązując problemu emisji pyłów i szkodliwych substancji powstających w wyniku ścierania opon, hamulców oraz nawierzchni [43].

Oszacowanie śladu węglowego floty autobusów wymagało zgromadzenia ogromnej ilości danych, szczególnie różnego rodzaju współczynników. W artykule wykazano, jak bardzo ich wartości mogą się różnić zależnie od wybranego źródła informacji. Taka rozbieżność daje możliwość zaniżania albo zawyżania wielkości emisji gazów cieplarnianych nawet o kilkaset ton. Im więcej wiedzy o obiekcie zostanie zaczerpnięte z własnych pomiarów, tym bardziej wyznaczony ślad węglowy będzie zbliżony do rzeczywistego; jeśli nie można/nie da się czegoś zmierzyć, warto sięgnąć do co najmniej kilku publikacji tematycznych.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2464 z dnia 14 grudnia 2022 r. zmieniająca rozporządzenie (UE) nr 537/2014, dyrektywy 2004/109/WE, 2006/43/WE oraz 2013/34/UE w odniesieniu do sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (CSR).
- [2] Wniosek dotyczący dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju oraz zmieniającej dyrektywę (UE) 2019/1937.

- [3] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088.
- [4] Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 poprzez ustanowienie technicznych kryteriów kwalifikacji służących określeniu warunków, na jakich dana działalność gospodarcza kwalifikuje się jako wnosząca istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu lub w adaptację do zmian klimatu, a także określeniu, czy ta działalność gospodarcza nie wyrządza poważnych szkód względem żadnego z pozostałych celów środowiskowych.
- [5] *59 mln zł na kolejne wodorowce*. Publikacja z 4 grudnia 2024 r. na portalu www.rybnik.eu. (dostęp: 6.04.2025).
- [6] Strona internetowa protokołu GHG: <https://ghgprotocol.org/> (dostęp: 2.04.2025).
- [7] Fice M., Komenda D., *Analiza śladu węglowego eksploatacji autobusów miejskich*. „Śląskie Wiadomości Elektryczne” 2024, nr 5.
- [8] Komenda D., *Analiza śladu węglowego dla autobusów miejskich*. Projekt inżynierski na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej. Gliwice, lipiec 2024.
- [9] www.pse.pl, Dane systemowe – Raporty miesięczne (dostęp: 9.04.2025).
- [10] Raport Polskiego Instytutu Ekonomicznego pt. „Zapotrzebowanie na wódór niskoemisyjny wzrośnie do 2050 r. aż 400-krotnie” dostępny pod adresem: https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2024/01/2024_01_03_Zapotrzebowanie-na-wodor-niskoemisyjny-wzrosnie-do-2050-r.-az-400-krotnie.pdf (dostęp: 9.04.2025).
- [11] Dane według pliku pdf „Rozkład jazdy – linia B – Szkolny” dostępnego w Biuletynie Informacji Publicznej UM Wodzisławia Śl. w sekcji Zamówienia Publiczne.
- [12] Eksploatacyjne zużycie wodoru uzyskane w Krakowie (dane wg strony https://m.facebook.com/story.php?story_fbid=pfbid02Hy6oFtQ3WrWpVjMpgtwdBLEMAVdcUt7ECDArE4TB7FdkCWqyH1nZy6XeYfKeLylil&id=300062840186650; dostęp: 9.04.2025).

- [13] Informacja ze strony firmy Solaris: https://www.solarisbus.com/public/assets/Biurow_prasowe/2021_10_Transexpo_Kielce/Dane_techiczne_Urbino_12_hydrogen_Transexpo_PL.pdf (dostęp: 9.04.2025).
- [14] Eksploatacyjne zużycie wodoru uzyskane w Krakowie (dane wg strony: https://m.facebook.com/story.php?story_fbid=pfbid02Hy6oFtQ3WrWpVjMpgtwdBLEMAVdcUt7ECDArE4TB7FdsKcWqyH1nZy6XeYfKeLyl&id=300062840186650) (dostęp: 9.04.2025).
- [15] Dane techniczne podane na stronie: <https://www.nesobus.pl/> (dostęp: 9.04.2025).
- [16] Wartość podaje producent (<https://autosan.pl/autobusy-miejskie/sancity-12lfh/>) (dostęp: 9.04.2025).
- [17] „Pierwszy zasilany wodorem autobus wyprodukowany w Sanoku, a dokładnie w sanockim Autosanie, jest już po testach drogowych i w trakcie homologacji”. <https://rzeszow.tvp.pl/56614650/wodorowy-autobus-z-autosanu-na-targach-w-kielcach> (dostęp: 9.04.2025).
- [18] Specyfikacja techniczna (<https://www.toyota.pl/swiat-toyoty/nowosci/wodorowe-autobusy-h2>) (dostęp: 9.04.2025).
- [19] „Škoda H'CITY hydrogen bus in the streets of Prague” ze strony: https://www.dpp.cz/en/company/news/detail/342_2282-skoda-h-city-hydrogen-bus-in-the-streets-of-prague (dostęp: 9.04.2025).
- [20] https://www.mercedes-benz-bus.com/pl_PL/models/ecitaro-fuel-cell/facts.html (dostęp: 9.04.2025).
- [21] Dane Mercedes-Benz https://www.mercedes-benz-bus.com/pl_PL/models/ecitaro-fuel-cell.html (dostęp: 9.04.2025).
- [22] Broszura IVECO /media/lvecoBus/International/pdf/brochure_eway_h2.pdf?rev=0e2c9b1048224531b31d27fc1b39f85d (dostęp: 9.04.2025).
- [23] Halder P., Babaie M., Salek F., Haque N., Savage R., Stanovic S., Bodisco T.A., Zare A., *Advancements in hydrogen production, storage, distribution and refuelling for a sustainable transport sector: Hydrogen fuel cell vehicles*. “International Journal of Hydrogen Energy”, 2023.
- [24] Ji M., Wang J., *Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators*. “International Journal of Hydrogen Energy”, 2021.
- [25] Tchorek G., Targowski F., Mikusek P., Grzybowski M., *Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce*. Instytut Energetyki, 2023.
- [26] E4tech (UK) Ltd., H2 Emission Potential Literature Review. Raport dla Departamentu Biznesu, Energii i Strategii Przemysłowej (BEIS), 2019.
- [27] International Energy Agency (IEA), *Global Hydrogen Review 2023*. IEA, 2023.
- [28] Rogowska D., *Opracowanie modelu obliczania emisji GHG w cyklu życia biowodoru produkowanego w technologii (bio)metan do wodoru i węgla*. „Nafta – Gaz” 2022.
- [29] Kostkowski W., Barzantny M., *Efektywność energetyczna i środowiskowa wybranych metod wykorzystania wodoru*. „Energetyka” 2022, nr 9.
- [30] Rievaj V., Gaňa J., Synák F., *Is hydrogen the fuel of the future?*. Transportation Research Procedia, 2019.
- [31] Degen F., Schütte M.: *TLife cycle assessment of the energy consumption and GHG emissions of state-of-the-art automotive battery cell production*. “Journal of Cleaner Production” 2022.
- [32] Kallitsas E., Lindsay J., Wub M., Offera G., Edge J.S., *Think global act local: The dependency of global lithium-ion battery emissions on production location and material sources*. “Journal of Cleaner Production” 2022.
- [33] European Federation for Transport and Environment: *How to guarantee green batteries in Europe*. Raport organizacji Transport & Environment, 2021.
- [34] Romare M., Dahllöf L., *The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries*. IVL Swedish Environmental Research Institute, 2017.
- [35] Khodabakhsh S., *Life Cycle Assessment of Mobile Batteries for Emission-Free Construction Sites*. Praca magisterska, University of South-Eastern Norway, 2021.
- [36] Polska Agencja Paliw Alternatywnych (PAŁ), *Europe runs on Polish lithium-ion batteries*. Raport, 2021.
- [37] Bechberger M., Vorholt M., Bunting A., et al., *Sustainability of battery cell production in Europe*. VDI/VDE Innovation + Technik GmbH, 2022.
- [38] Hao H., Mu Z., Jiang S., Liu Z., Zhao F., *GHG Emissions from the Production of Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles in China*. Sustainability 2017.
- [39] Lie K.W., Synnevåg T.A., Lamb J.J., Lien K.M., *The Carbon Footprint of Electrified City Buses: A Case Study of Trondheim, Norway*. “Energies” 2020.
- [40] Kilgore G., *Carbon Footprint of Lithium-Ion Battery Production (vs Gasoline, Lead-Acid)*. Portal 8billiontrees.com, 2021. <https://8billiontrees.com/carbon-offsets-credits/carbon-footprint-of-lithium-ion-battery-production>.
- [41] Kim H.C., Wallington T.J., et al., *Cradle-to-Gate Emissions from a Commercial Electric Vehicle Li-Ion Battery: A Comparative Analysis*. “Environmental Science & Technology”, 2024.
- [42] Kim H.C., Lee S., Wallington T.J., *Cradle-to-Gate and Use-Phase Carbon Footprint of a Commercial Plug-in Hybrid Electric Vehicle Lithium-Ion Battery*. “Environmental Science & Technology” 2024.
- [43] Fussell J.C., Franklin M., Green D.C., Gustafsson M., Harrison R.M., Hicks W., Kelly F.J., Kishta F., Miller M.R., Mudway I.S., Oroumijeh F., Selley L., Wang M., Zhu Y., *A Review of Road Traffic-Derived Non-Exhaust Particles: Emissions, Physicochemical Characteristics, Health Risks, and Mitigation Measures*. “Environmental Science & Technology” 2022.



dr inż. Krzysztof Bodzek, dr inż. Arkadiusz Domoracki

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektroniki, Napędu Elektrycznego i Robotyki

Przemysław Papiernik, Jesica Ponichtera

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, studenci kierunku Informatyka w systemach i układach elektronicznych

Paweł Styra, Błażej Brudny

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, studenci kierunku Energetyka

Aleksander Jaros

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, student kierunku Elektrotechnika

Rozproszony system sterowania bazujący na sterowniku Siemens S7-1200 i przemienniku częstotliwości Eaton DE1

Distributed control system based on Siemens S7-1200 controller and Eaton DE1 frequency converter

W artykule przedstawiono koncepcję i realizację rozproszonego systemu sterowania napędami elektrycznymi z wykorzystaniem sterowników Siemens S7-1200 oraz przemienników częstotliwości Eaton DE1. System został zaprojektowany zgodnie z ideą Przemysłu 4.0 jako modułowa i skalowalna architektura, umożliwiająca autonomiczne sterowanie lokalnymi gniazdami technologicznymi oraz ich integrację w sieć z nadrzędnym sterowaniem i wizualizacją HMI. Kluczowym elementem było opracowanie uniwersalnej biblioteki komunikacyjnej DE1_MODBUS_RTU wykorzystującej protokół Modbus RTU do sterowania i diagnostyki falownika. System został przetestowany w warunkach laboratoryjnych z uwzględnieniem synchronizacji napędów, odporności na błędy oraz możliwości diagnostyki i wizualizacji parametrów pracy. Projekt zrealizowano w ramach metodyki Project Based Learning, umożliwiając studentom zdobycie praktycznych kompetencji w zakresie programowania sterowników PLC, integracji komunikacji przemysłowej, projektowania systemów rozproszonych oraz cyfrowej diagnostyki. Przedstawione rozwiązanie znajduje zastosowanie nie tylko w automatyce przemysłowej, ale również w nowoczesnych strukturach energetycznych, wpisując się w potrzeby transformacji energetycznej i cyfryzacji infrastruktury technicznej.

Słowa kluczowe: przemysł 4.0, PLC, falownik DE1, Modbus RTU, Project Based Learning, komunikacja przemysłowa, transformacja energetyczna

Presented is a concept and realization of a distributed electric drive control systems with the use of Siemens S7-1200 controllers and Eaton DE1 frequency converters. The system was designed according to the Industry 4.0 idea as a modular and scalable architecture enabling autonomous control of the local technology work stations and their integration into a network with superior control and HMI visualisation. The key element was elaboration of DE1_MODBUS_RTU universal communication library that uses Modbus RTU protocol to control and diagnose the inverter. The system was laboratory-tested considering drives synchronization, error resistance and ability to diagnose and visualise operational parameters. The project was realised within the Project Based Learning methodology enabling students to acquire practical competences in the scope of programming PLC controllers, integration of industrial communication, designing of distributed systems and digital diagnostics. Presented solution is applicable not only in the industrial automation but also in modern power structures in keeping with the needs of energy transition and technical infrastructure digitalization.

Keywords: industry 4.0, PLC, DE1 inverter, Modbus RTU, Project Based Learning, industrial communication, energy transition

Wprowadzenie

Wraz z rozwojem koncepcji Przemysłu 4.0 rośnie zapotrzebowanie na elastyczne i rozproszone systemy sterowania [1], umożliwiające integrację wielu urządzeń wykonawczych (np. napędów elektrycznych) z systemami nadrzędnymi, odpowiedzialnymi za monitorowanie i zarządzanie produkcją. Tradycyjne scentralizowane układy sterowania ustępują miejsca architekturze rozproszonej, w której poszczególne gniazda technologiczne (stanowiska zlokalizowane blisko sterowanych urządzeń) są wyposażone w sterowniki lokalne, zdolne do samodzielnej pracy, ale komunikujące się z systemem nadrzędnym. Takie podejście zwiększa modułowość, skalowalność oraz odporność systemu na awarie pojedynczych węzłów, zgodnie z ideą Distributed Control System (DCS).

Sterowniki PLC firmy Siemens z rodziny Simatic S7-1200 należą do powszechnie stosowanych układów automatyki przemysłowej. Są one standardowo wyposażone w interfejs komunikacyjny Ethernet/Profinet, ale mogą zostać rozbudowane również o inne interfejsy, co czyni je dobrym wyborem do realizacji koncepcji rozproszonego sterowania.

Z kolei przemienniki częstotliwości Eaton DE1 to proste w obsłudze falowniki służące do sterowania prędkością silników asynchronicznych. Są one wyposażone w interfejs RS485 i obsługę protokołu Modbus RTU. Połączenie sterownika S7-1200 z falownikiem DE1 za pomocą cyfrowej komunikacji (zamiast tradycyjnych sygnałów analogowych i cyfrowych) pozwala na pełną kontrolę napędu (włączanie/wyłączanie, regulację prędkości, diagnozowanie stanów) z poziomu programu sterownika, przy jednoczesnej dwukierunkowej wymianie danych.

Celem przedstawionej pracy było zaprojektowanie i wdrożenie rozproszonego systemu sterowania napędem, przeznaczonego do zastosowania w zautomatyzowanych gniazdach produkcyjnych Przemysłu 4.0. W ramach systemu zrealizowano komunikację między sterownikiem PLC a falownikiem za pomocą protokołu Modbus RTU, opracowano uniwersalną bibliotekę sterującą dla falownika DE1, a także zintegrowano wiele takich układów w sieć nadrzędną z panelem operatorskim HMI, umożliwiającą nadzór, wizualizację parametrów pracy oraz archiwizację danych. Projekt zrealizowano w ramach programu Project Based Learning (PBL) pod tytułem „Rozproszony system sterowania układami napędowymi dedykowany dla gniazd technologicznych w Przemysle 4.0”, prowadzonego na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej. Ta forma realizacji zadania pozwoliła studentom na praktyczne zastosowanie zdobytej wcześniej wiedzy teoretycznej, rozwijając umiejętności projektowania systemów sterowania zgodnych z najnowszymi trendami w przemyśle [2].

Rozwój rozproszonych systemów sterowania zgodnych z koncepcją Przemysłu 4.0 przyczynia się nie tylko do modernizacji procesów przemysłowych, ale także do budowania kluczowych kompetencji niezbędnych w transformacji energetycznej. Wdrażanie takich rozwiązań w środowisku edukacyjnym, jak w przypadku projektu realizowanego metodą Project Based Learning, umożliwia studentom zdobywanie praktycznego doświadczenia w pracy z nowoczesnymi technologiami automatyki, komunikacji przemysłowej i systemami zarządzania. Dzięki temu uczą się oni nie tylko programowania sterowników PLC i konfiguracji urządzeń wykonawczych, ale również myślenia systemowego, niezbędnego do projektowania złożonych i elastycznych układów sterowania, które stanowią podstawę nowoczesnej energetyki.

Rozproszone systemy, bazujące na lokalnych sterownikach zdolnych do autonomicznego działania i komunikujących się z systemem nadrzędnym, odpowiadają strukturze, jaka coraz częściej występuje w nowoczesnych sieciach elektroenergetycznych. Mikrosieci, magazyny energii, instalacje OZE i inteligentne systemy zarządzania popytem to rozwiązania wymagające decentralizacji, niezawodnej komunikacji oraz umiejętności integracji różnych technologii i standardów. Studenci, uczestnicząc w takich projektach, uczą się nie tylko konfigurować komunikację cyfrową (np. Modbus RTU), ale także tworzyć modułowe, skalowalne rozwiązania, które można łatwo dostosować do zmieniających się warunków, co jest kluczowe w kontekście transformacji energetycznej i rosnącego udziału źródeł pogodozależnych.

Dodatkowo, rozwijana w trakcie takich projektów umiejętność analizy danych operacyjnych i ich wizualizacji na panelach HMI pozwala przyszłym inżynierom zrozumieć znaczenie monitoringu, diagnostyki i optymalizacji pracy urządzeń w czasie rzeczywistym. Są to kompetencje nieodzowne w zarządzaniu efektywnością energetyczną oraz w implementacji strategii zrównoważonego rozwoju. Kształcenie w środowisku opartym na realnych technologiach, typowych dla przemysłu i energetyki, buduje praktyczne przygotowanie do wyzwań transformacji. Zarówno w zakresie wdrażania inteligentnych układów sterowania, jak i integracji rozproszonych źródeł energii w ramach złożonych systemów zarządzania produkcją i konsumpcją.

Opis systemu sterowania

W prezentowanym rozproszonym systemie sterowania każde gniazdo technologiczne zostało zbudowane z wykorzystaniem sterownika PLC Siemens S7-1200 CPU 1215C DC/DC/DC, modułu komunikacyjnego Siemens CM1241 (RS422/485) [3], przemienników częstotliwości Eaton DE1 [4] sterujących trójfazowymi silnikami asynchronicznymi, panelu operatorskiego Siemens KTP400 Basic (HMI), a także standardowych urządzeń pomocniczych, takich jak przyciski sterownicze (Start/Stop) i okablowanie sygnałowe.

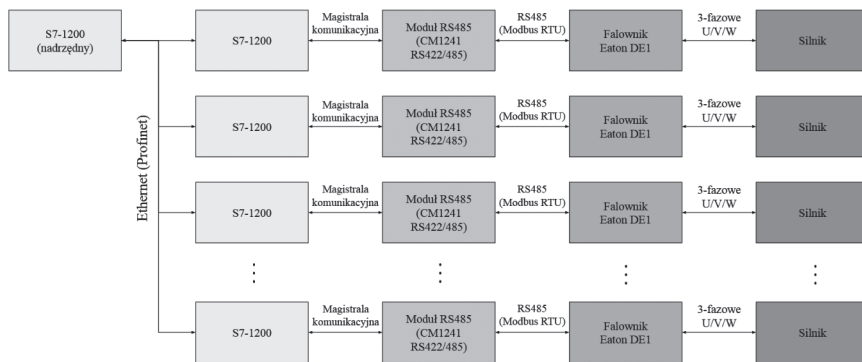
Samo pojęcie gniazda technologicznego (rys. 1) odnosi się tutaj do autonomicznej jednostki realizującej określone operacje produkcyjne lub techniczne, wyposażonej we własne zasoby sterujące i wykonawcze. Dzięki temu możliwe jest tworzenie modułowych, skalowalnych i łatwych w rekonfiguracji systemów, które doskonale wpisują się w koncepcję Przemysłu 4.0. Jak pokazuje rysunek 1, takie podejście pozwala zintegrować różne elementy nowoczesnej produkcji, takie jak automatyzacja, systemy cyberfizyczne, analitykę, symulację czy zagadnienia cyberbezpieczeństwa w spójny, elastyczny system. Gniazda pracują samodzielnie, ale komunikują się w ramach większej sieci, co zwiększa niezawodność i elastyczność całego procesu technologicznego.



Rys. 1. Gniazdo technologiczne Przemysłu 4.0

W przedstawionym systemie rozproszonym każde gniazdo technologiczne zostało wyposażone w lokalny sterownik PLC Siemens S7-1200, który realizuje bezpośrednie sterowanie przypisanym napędem. Komunikacja pomiędzy sterownikiem a przemiennikiem częstotliwości Eaton DE1 odbywa się za pomocą protokołu Modbus RTU działającego na fizycznym interfejsie RS485, z wykorzystaniem modułu komunikacyjnego CM1241 skonfigurowanego jako master. Takie rozwiązanie zapewnia stabilną i odporną na zakłócenia wymianę danych, a jednocześnie umożliwia precyzyjną kontrolę parametrów pracy silnika (np. prędkości, kierunku, stanu awaryjnego) z poziomu programu sterownika.

Każde gniazdo technologiczne stanowi autonomiczną jednostkę wykonawczą (rys. 2), ale jednocześnie jest zintegrowane z nadrzędnym sterownikiem S7-1200 poprzez sieć Ethernet/Profinet. Zaprezentowana struktura sieciowa umożliwia centralny

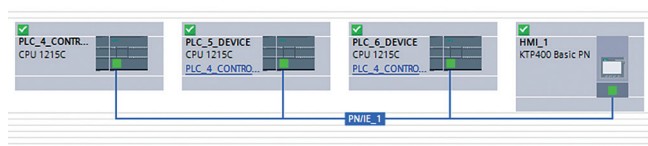


Rys. 2. Schemat komunikacji pomiędzy sterownikiem Siemens S7-1200 a falownikiem Eaton DE1 poprzez Modbus RTU (RS485) oraz nadrzędny system sterowania

nadzór nad wszystkimi gniazdami, zbieranie danych operacyjnych, ich analizę oraz wizualizację na panelu HMI lub systemie SCADA.

Taka architektura ma kluczowe znaczenie w nowoczesnych rozwiązaniach technologicznych [5]. Dzięki decentralizacji i komunikacji cyfrowej tego typu systemy znajdują bezpośrednie zastosowanie nie tylko w przemyśle, ale również w nowoczesnych układach zarządzania energią, gdzie lokalne zasoby (np. falowniki w źródłach i magazynach) muszą być ze sobą skoordynowane, a jednocześnie zdolne do samodzielnego działania. Kompetencje zdobywane podczas pracy z tego rodzaju systemami, w tym znajomość sieci przemysłowych, protokołów komunikacyjnych oraz architektury rozproszonej, są niezbędne dla przyszłych inżynierów wdrażających inteligentne i zrównoważone rozwiązania.

Realizacja architektury rozproszonego systemu sterowania wymagała zaimplementowania warstwy nadrzędnej, łączącej wszystkie lokalne gniazda w jedną sieć. Do komunikacji pomiędzy sterownikami PLC (oraz między sterownikami a panelem HMI) wykorzystano protokół Profinet bazujący na sieci Ethernet. Jeden ze sterowników S7-1200 został skonfigurowany jako sterownik nadrzędny, koordynujący pracę całego systemu, podczas gdy pozostałe sterowniki pełniły funkcję urządzeń podrzędnych (IO-Device), udostępniających dane procesowe w sieci. Sterownik nadrzędny odczytywał w czasie rzeczywistym kluczowe parametry z każdego lokalnego gniazda (np. aktualne prędkości i stany napędów) oraz wysyłał do nich sygnały sterujące (polecenia start/stop, zadane prędkości itp.). Panel operatorski KTP400 został podłączony do sieci Profinet jako interfejs użytkownika dla sterownika nadrzędnego. Umożliwiał on kontrolę zmiennych procesowych, ręczne sterowanie układami napędowymi oraz prezentację komunikatów diagnostycznych. Tak zbudowana sieć Ethernet zapewnia szybką komunikację pomiędzy elementami systemu, co jest istotne przy pracy wielu urządzeń. Architektura rozproszonego systemu sterowania z wyróżnieniem poziomu nadrzędnego (HMI oraz sterownik główny) oraz poziomu lokalnego (sterowniki z falownikami) została przedstawiona na rysunku 3.



Rys. 3. Struktura rozproszonego systemu sterowania i wizualizacji

Stanowisko testowe

Implementacja systemu sterowania przebiegała wieloetapowo. W pierwszej kolejności wykonano konfigurację sprzętową i programową komunikacji Modbus RTU pomiędzy sterownikiem S7-1200 a falownikiem DE1.

W środowisku TIA Portal skonfigurowano moduł komunikacyjny CM1241 dla interfejsu RS485, definiując odpowiednie parametry transmisji (m.in. szybkości transmisji 115200 bit/s, 8 bitów danych, parzystość brak, 1 bit stopu – zgodnie z wymaganiami protokołu Modbus RTU urządzenia DE1).

Konfiguracja falownika

Ustawienia falownika Eaton DE1 obejmowały aktywację protokołu Modbus RTU na wbudowanym porcie RS485 oraz ustawiono adres urządzenia i szybkości transmisji zgodne ze sterownikiem. Protokół Modbus RTU jest aktywowany poprzez podanie sygnału napięciowego o wartości 10V na wejście cyfrowe DI1 w falowniku. Do tego celu wykorzystano wbudowane w falownik źródło napięcia stałego. Połączenia dokonano przez dodatkowy przycisk.

Adres lokalny każdego falownika w protokole Modbus RTU jest taki sam, ponieważ każda para sterownik – falownik jest osobną siecią Modbus z jednym urządzeniem nadrzędnym (PLC) i podrzędnym (DE1). Parametry konfiguracyjne falownika DE1, pozwalające na sterowanie zdalne, zostały zebrane i przedstawione zbiorczo w tabeli 1.

Tabela 1

Parametryzacja falownika DE1 do obsługi Modbus RTU [6]

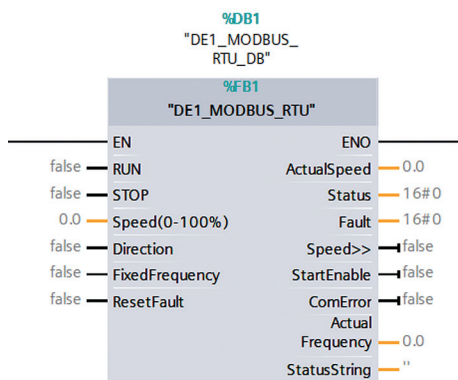
Numer parametru	Wartość	Opis
P-12	3	komunikacja Modbus RTU
P-34	1	adres urządzenia
P-35	4	szybkość transmisji 115,2 kbit/s

Falownik DE1 wyposażony jest w wewnętrzny rejestr sterujący oraz rejestry zadawania częstotliwości i odczytu parametrów pracy. W ramach konfiguracji przewidziano funkcjonalności pozwalające na wysyłanie komend (np. załączenia napędu, resetu błędów) oraz żądania odczytu bieżącej prędkości czy kodu błędu. Realizacja samych ramek Modbus (warstwa protokołu) bazuje na standardowych blokach komunikacyjnych dostępnych

dla S7-1200 (funkcje protokołu Modbus Master), natomiast logikę obsługującą konkretne funkcje falownika odseparowano, tworząc dedykowaną bibliotekę.

Biblioteka DE1_MODBUS_RTU

Głównym elementem oprogramowania sterownika lokalnego jest biblioteka DE1_MODBUS_RTU (rys. 4). Opracowano ją w języku drabinkowym (LAD) z wykorzystaniem bloku funkcyjnego (FB) w sterowniku S7-1200. Jej zadaniem jest uproszczenie procesu sterowania falownikiem poprzez zapewnienie interfejsu do integracji z systemem nadrzędnym. Biblioteka udostępnia zestaw parametrów wejściowych, obejmujących informację o starcie lub zatrzymaniu napędu, nastawę prędkości, wybór częstotliwości zasilania, kierunek obrotu silnika, a także pozwala na kasowanie błędów.



Rys. 4. Blok biblioteki DE1_MODBUS_RTU

Biblioteka DE1_MODBUS_RTU została zaprojektowana jako funkcjonalny interfejs komunikacyjny między sterownikiem Siemens S7-1200 a przemiennikiem częstotliwości Eaton DE1, z wykorzystaniem protokołu Modbus RTU [7]. Jej głównym zadaniem jest umożliwienie kompleksowego, cyfrowego sterowania napędem oraz monitorowania stanu pracy w czasie rzeczywistym, bez konieczności stosowania klasycznych sygnałów analogowych czy przekaźnikowych. Rozwiązanie to wpisuje się w założenia rozproszonych gniazd technologicznych w Przemysle 4.0, które wymagają wysokiej elastyczności, skalowalności i możliwości integracji z nadrzędnymi systemami zarządzania.

Funkcjonalność biblioteki obejmuje zarówno sterowanie, jak i diagnostykę pracy napędu. Za pomocą sygnałów wejściowych możliwe jest uruchamianie i zatrzymywanie silnika, zadawanie prędkości obrotowej w procentach, wybór kierunku obrotów, a także włączenie pracy ze stałą częstotliwością. Biblioteka umożliwia również zdalne kasowanie błędów. Dzięki temu każde gniazdo technologiczne może działać jako autonomiczna jednostka wykonawcza, realizująca lokalne sterowanie napędem, przy jednoczesnym zapewnieniu pełnej synchronizacji z systemem nadrzędnym.

Z kolei dane wyjściowe udostępniane przez bibliotekę pozwalają na ciągły monitoring kluczowych parametrów pracy napędu, takich jak aktualna prędkość obrotowa, częstotliwość wyjściowa falownika, status gotowości napędu, kierunek ruchu czy odczyt sygnałów diagnostycznych. Informacje te są przekazywane

w postaci bajtu statusowego oraz dodatkowych sygnałów diagnostycznych i logicznych, które mogą być wykorzystywane zarówno w logice sterującej, jak i do wizualizacji na panelach operatorskich HMI. Szczególną rolę odgrywa parametr tekstowy, zawierający skondensowaną informację o bieżącym stanie napędu, przydatny dla operatora lub służb utrzymania ruchu.

W przypadku utraty komunikacji sygnał diagnostyczny umożliwia natychmiastową reakcję sterownika lub systemu nadrzędnego. Taka architektura cyfrowa pozwala nie tylko ograniczyć liczbę połączeń fizycznych, ale również zwiększa dokładność, szybkość reakcji i możliwości diagnostyczne całego systemu.

Szczegółowy opis poszczególnych parametrów konfiguracyjnych biblioteki został zebrany w tabeli 2.

Tabela 2

Konfiguracja biblioteki DE1_MODBUS_RTU

Nazwa	Typ	Opis																								
Parametry wejściowe																										
RUN	Bool	uruchomienie silnika																								
STOP	Bool	zatrzymanie silnika																								
Speed (0-100%)	Real	zadana prędkość obrotowa w procentach, zakres od 0% do 100%																								
Direction	Bool	kierunek																								
FixedFrequency	Bool	uruchomienie silnika ze stałą prędkością; domyślnie 40% (600 obr/min); w przypadku aktywacji, parametr Speed (0-100%) jest pomijany; wymagane jest uruchomienie napędu																								
ResetFault	Bool	kasowanie błędów krytycznych																								
Parametry wyjściowe																										
ActualSpeed	Real	prędkość obrotowa silnika, obr/min																								
Status	Byte	bajt statusowy: <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>bit</th> <th>wartość – 0</th> <th>wartość – 1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>napęd niegotowy</td> <td>napęd gotowy</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>stop</td> <td>RUN</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>obroty zgodnie ze wskazówkami zegara (FWD)</td> <td>obroty przeciwnie do wskazówek zegar (REV)</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>brak błędu</td> <td>aktywny błąd</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>przyspieszanie</td> <td>ruch z prędkością zadaną</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>–</td> <td>prędkość 0</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>kontrola prędkości aktywna</td> <td>kontrola prędkości nieaktywna</td> </tr> </tbody> </table>	bit	wartość – 0	wartość – 1	0	napęd niegotowy	napęd gotowy	1	stop	RUN	2	obroty zgodnie ze wskazówkami zegara (FWD)	obroty przeciwnie do wskazówek zegar (REV)	3	brak błędu	aktywny błąd	4	przyspieszanie	ruch z prędkością zadaną	5	–	prędkość 0	6	kontrola prędkości aktywna	kontrola prędkości nieaktywna
bit	wartość – 0	wartość – 1																								
0	napęd niegotowy	napęd gotowy																								
1	stop	RUN																								
2	obroty zgodnie ze wskazówkami zegara (FWD)	obroty przeciwnie do wskazówek zegar (REV)																								
3	brak błędu	aktywny błąd																								
4	przyspieszanie	ruch z prędkością zadaną																								
5	–	prędkość 0																								
6	kontrola prędkości aktywna	kontrola prędkości nieaktywna																								
Fault	Byte	kod błędu																								
Speed>>	Bool	wartość zadana prędkości powyżej 100% UWAGA! Prędkość silnika nie przekroczy wartości maksymalnej																								
StartEnable	Bool	aktywacja pinu DI1 na przemienniku częstotliwości; zezwolenie na zdalne sterowanie; w przypadku dezaktywacji silnik zatrzyma się																								
ComError	Bool	błąd braku komunikacji																								
ActualFrequency	Real	aktualna częstotliwość; zakres od 0,0 Hz do 50,0 Hz																								
StatusString	String	tekst z informacją o pracy silnika, zawierający: aktualną prędkość, kierunek, gotowość do pracy oraz aktualny czas																								

Z perspektywy transformacji energetycznej i cyfryzacji przemysłu, biblioteka DE1_MODBUS_RTU jest narzędziem umożliwiającym realizację lokalnego, inteligentnego sterowania napędami w sposób zintegrowany z większymi systemami zarządzania. Ułatwia tworzenie zdecentralizowanych, elastycznych struktur sterowania, w których każde gniazdo technologiczne może być zarówno niezależne, jak i współdziałać w ramach inteligentnej, reaktywnej sieci produkcyjnej. Tego typu rozwiązania są kluczowe dla budowy nowoczesnych, energooszczędnych i elastycznych systemów przemysłowych, zdolnych do integracji z systemami zarządzania energią i analityką danych w czasie rzeczywistym.

Diagnostyka

Diagnostyka stanowi jeden z kluczowych elementów nowoczesnych systemów automatyki przemysłowej. Dzięki integracji z przemiennikiem częstotliwości Eaton DE1 i komunikacji w protokole Modbus RTU, sterownik PLC ma bezpośredni dostęp do szczegółowych informacji o stanie napędu. Taka diagnostyka realizowana jest w sposób ciągły i pozwala nie tylko na wykrywanie błędów, ale także na podejmowanie zaprogramowanych działań awaryjnych, co czyni ją narzędziem nieodzownym w środowisku Przemysłu 4.0.

Dzięki analizie bajtu statusowego oraz rejestru błędów (tab. 3) system może natychmiast wykryć i zidentyfikować błędy. Przykładowo, pojawienie się kodu błędu 06 wskazuje na zbyt wysokie napięcie w obwodzie DC, co może być wynikiem nagłego zatrzymania silnika w trybie hamowania bez podłączonego rezystora hamującego. W takiej sytuacji sterownik nie tylko zatrzymuje napęd, ale może też aktywować alarm, wysłać odpowiednią informację do panelu operatorskiego HMI, zapisać zdarzenie w buforze diagnostycznym oraz zablokować możliwość ponownego uruchomienia falownika do czasu ręcznego lub automatycznego skasowania błędu.

Tabela 3

Wybrane kody błędu falownika

Kod błędu	Nazwa błędu
01	przeciążenie w układzie hamowania
02	przekroczona temperatura rezystora hamowania
03	przeciążenie falownika
04	przeciążenie silnika
05	przeciążenie w obwodzie sterowania
06	za wysokie napięcie w obwodzie DC
07	za niskie napięcie w obwodzie DC
08	przekroczona temperatura radiatora
09	temperatura za niska
15	przeciążenie na wyjściu
21	przekroczenie temperatury silnika
22	usterka wewnętrznego wentylatora urządzenia
23	zmierzona temperatura otoczenia przekracza określoną wartość
49	przerwa w zasilaniu
50	błąd komunikacji Modbus

Inny przykład to błąd 03, czyli przeciążenie falownika, który może świadczyć o nadmiernym obciążeniu mechanicznym lub nieprawidłowej pracy silnika (np. zatarcie, zablokowanie wału). Po jego wykryciu system może automatycznie wygenerować raport serwisowy, a także poinformować służby utrzymania ruchu o konieczności przeglądu układu napędowego.

Dodatkowo, sygnał ComError aktywuje się w przypadku przerwania komunikacji z falownikiem, np. po uszkodzeniu przewodu RS485, przypadkowym odłączeniu urządzenia lub awarii zasilania. W takim przypadku lokalny sterownik może natychmiast przejść w tryb bezpieczny, wyłączyć wyjścia cyfrowe, zatrzymać proces technologiczny i zgłosić brak łączności do systemu nadrzędnego lub do systemu SCADA. Dzięki temu ograniczane są potencjalne uszkodzenia maszyn lub niekontrolowane działanie napędów.

Również detekcja stanów, takich jak przeciążenie silnika (kod 04) czy przekroczenie temperatury silnika (kod 21) pozwala na wdrożenie logiki predykcyjnej. Sterownik może zliczać częstotliwość występowania błędów, analizować trendy i uruchamiać alarm prewencyjny zanim dojdzie do trwałego uszkodzenia.

Diagnostyka obejmuje także analizę temperatury radiatora falownika (kod 08) oraz otoczenia (kod 23), co ma szczególne znaczenie w zamkniętych szafach sterowniczych lub w warunkach przemysłowych o podwyższonej temperaturze. Przykładowo, wzrost temperatury może wymusić zmniejszenie prędkości napędu lub przejście w tryb oszczędzania energii.

Dzięki implementacji zdalnej diagnostyki każde gniazdo technologiczne może samodzielnie wykrywać i raportować stany awaryjne, zwiększając tym samym autonomię całego systemu. Jednocześnie informacje te mogą być przesyłane do nadrzędnego systemu zarządzania produkcją lub energią, gdzie wykorzystywane są do analizy efektywności, oceny stanu technicznego urządzeń i optymalizacji pracy całej instalacji. W połączeniu z odpowiednimi algorytmami w systemie SCADA możliwe jest tworzenie wizualizacji w czasie rzeczywistym, akwizycji historii zdarzeń, generowanie raportów serwisowych oraz harmonogramów konserwacji predykcyjnej. Wszystko zgodnie z założeniami inteligentnego, zintegrowanego przemysłu przyszłości.

Sterowanie nadrzędne

Na poziomie nadrzędnym zaimplementowano zaawansowane funkcje koordynujące pracę rozproszonych napędów oraz zintegrowany interfejs operatorski umożliwiający nadzór i sterowanie całym systemem. Sterownik nadrzędny komunikuje się ze sterownikami lokalnymi poprzez sieć Profinet, realizując cykliczną wymianę danych. Odczytuje on kluczowe zmienne procesowe z każdego gniazda technologicznego (takie jak aktualna prędkość, stan pracy, kierunek, statusy błędów) oraz zapisuje sygnały sterujące (np. zadane wartości prędkości, komendy start/stop), zgodnie z ustalonym scenariuszem działania.

Zaimplementowano zarówno możliwość sekwencyjnego sterowania napędami (np. uruchamianie gniazd w określonej kolejności z opóźnieniami czasowymi), jak i tryb pracy synchronicznej, w którym sterownik nadrzędny wysyła równoległe polecenia do wielu gniazd, monitorując jednocześnie zgodność ich realizacji. W tym trybie możliwa jest analiza rozbieżności czasów reakcji czy odchyłeń prędkości względem wartości zadanych, co umożliwia szybkie wykrycie nieprawidłowości w pracy któregoś z układów.

Panel operatorski Siemens KTP400 Basic został wykorzystany do wizualizacji i ręcznego nadzoru nad systemem. Opracowano intuicyjny interfejs graficzny, który prezentuje w czasie rzeczywistym najważniejsze dane – m.in. aktualne i zadane prędkości wszystkich napędów na wspólnym wykresie dynamicznym. Takie rozwiązanie pozwala na łatwe porównanie pracy poszczególnych gniazd, ocenę synchronizacji, a także szybką identyfikację nieprawidłowości. Panel umożliwia także podgląd statusów napędów, potwierdzanie alarmów, sterowanie ręczne oraz wizualizację komunikatów diagnostycznych.

Dodatkowo w sterowniku nadrzędnym zaimplementowano funkcję lokalnej archiwizacji danych procesowych. Wybrane zmienne, takie jak prędkości napędów, stany pracy, sygnały błędów i komunikacji, są zapisywane cyklicznie w globalnym bloku danych. Zgromadzone w ten sposób informacje mogą być wykorzystywane do późniejszej analizy przebiegów czasowych (trendów), odtworzenia sekwencji zdarzeń, identyfikacji źródeł usterek, a także weryfikacji zgodności działania układu z oczekiwanym scenariuszem.

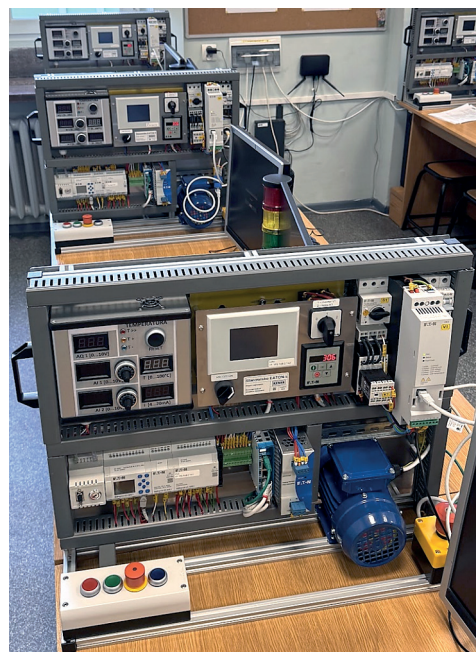
Zaprojektowane rozwiązanie stanowi funkcjonalną bazę lokalną dla danych operacyjnych i może być łatwo zintegrowane z nadrzędnymi systemami klasy SCADA, MES lub przesyłane do zewnętrznych platform (np. chmurowych) w celu dalszej analizy. Takie podejście doskonale wpisuje się w założenia Przemysłu 4.0, które obejmują cyfryzację procesów, bieżący nadzór nad rozproszonymi systemami produkcyjnymi oraz wykorzystanie danych do optymalizacji, predykcji awarii i ciągłego doskonalenia procesów produkcyjnych.

Weryfikacja eksperymentalna

W celu weryfikacji poprawności działania zaprojektowanego systemu przeprowadzono kompleksowe testy funkcjonalne w środowisku rzeczywistym na stanowisku laboratoryjnym (rys. 5). Do testów wykorzystano trzy gniazda technologiczne (zgodnie z układem przedstawionym na rys. 3), z których dwa pełniły funkcję stanowisk wykonawczych (podrzędnych), natomiast trzecie funkcjonowało jako stacja nadrzędna, z zainstalowanym panelem operatorskim HMI Siemens KTP400.

Każde z gniazd technologicznych wyposażono w sterownik Siemens S7-1200 (CPU 1215C), rozszerzony o moduł komunikacyjny CM1241 do obsługi protokołu Modbus RTU, przemiennik częstotliwości Eaton DE1 oraz trójfazowy silnik asynchroniczny o mocy 0,37 kW. Konfiguracja ta w pełni odzwierciedla zakładane warunki pracy w rozproszonym środowisku przemysłowym, a jednocześnie pozwala na przetestowanie integracji komunikacyjnej i sterowania w czasie rzeczywistym.

Testy obejmowały kilka poziomów walidacji. W pierwszym etapie sprawdzono poprawność podstawowej komunikacji pomiędzy sterownikami lokalnymi a przypisanymi do nich falownikami. Moduły CM1241 skonfigurowano jako master Modbus RTU, co pozwoliło na bezpośrednią, odporną na zakłócenia wymianę danych z przemiennikami. Komunikacja przebiegała stabilnie, bez zakłóceń transmisji, a wszystkie wymagane parametry były prawidłowo odczytywane i aktualizowane.



Rys. 5. Trzy gniazda technologiczne z elementami wykonawczymi w trakcie testów

Następnie przeprowadzono testy działania systemu w strukturze rozproszonej. Sterownik nadrzędny realizował cykliczne odpytywanie stanowisk podrzędnych, odczytując bieżące prędkości obrotowe silników, stany pracy, statusy błędów oraz inne kluczowe zmienne procesowe, a następnie przesyłał polecenia sterujące, takie jak nowe wartości zadanych prędkości czy komendy uruchomienia i zatrzymania. Pomiar rzeczywistego czasu wymiany danych wykazał, że cały cykl komunikacyjny, obejmujący odczyt i zapis danych dla wszystkich stanowisk wykonawczych, wynosił poniżej 100 ms. Oznacza to, że system spełnia wymagania czasowe dla aplikacji wymagających szybkiej reakcji, zapewniając płynność działania i bezpieczną synchronizację urządzeń.

Szczególną uwagę poświęcono testom trybu pracy synchronicznej, w którym sterownik nadrzędny przysyłał jednocześnie komendy do wszystkich gniazd technologicznych. Uzyskane przebiegi czasowe potwierdziły, że każdy napęd osiąga zadaną prędkość i profil pracy, a czasy opóźnień między napędami są nieznaczne. Średniokwadratowy błąd prędkości dla 60-sekundowej sekwencji nie przekraczał 1%.

Potwierdza to, że system może być wykorzystywany w aplikacjach wymagających precyzyjnego zsynchronizowania pracy kilku gniazd technologicznych, np. w liniach montażowych, systemach transportowych czy procesach przetwarzania materiałów.

Dodatkowo przeprowadzono testy odporności systemu na zakłócenia i błędy, w tym m.in. symulację przerwania przewodu komunikacyjnego RS485, zaniku zasilania falownika oraz generowanie błędów napędów (np. przeciążenie, zbyt wysokie napięcie DC). W każdym z tych przypadków system prawidłowo rozpoznawał awarię, aktywował bit błędu komunikacyjnego (ComError lub Fault), zatrzymywał napęd oraz zgłaszał zdarzenie do systemu nadrzędnego. Dzięki temu potwierdzono skuteczność zaimplementowanych mechanizmów bezpieczeństwa i diagnostyki, które umożliwiają szybkie wykrywanie oraz lokalizowanie problemów.

Wyniki testów potwierdziły wysoką niezawodność komunikacji, poprawność logiki sterowania, stabilność pracy w trybie synchronicznym oraz skuteczność mechanizmów detekcji i reakcji na stany awaryjne. System spełnił wszystkie postawione mu wymagania funkcjonalne i czasowe, wykazując gotowość do zastosowania w rzeczywistych układach produkcyjnych zgodnych z koncepcją Przemysłu 4.0, gdzie kluczowe są elastyczność, odporność na zakłócenia, rozproszona struktura sterowania oraz możliwość integracji z nadrzędnymi systemami monitoringu i analizy danych.

Podsumowanie i wnioski

Projekt rozproszonego systemu sterowania napędami zrealizowany w ramach metodyki Project Based Learning stanowi modelowy przykład efektywnego łączenia wiedzy teoretycznej z praktycznym działaniem w warunkach zbliżonych do rzeczywistych aplikacji przemysłowych. Studenci, pracując z rzeczywistym sprzętem, sterownikami Siemens S7-1200, przemiennikami częstotliwości Eaton DE1, protokołami komunikacyjnymi Modbus RTU i Profinet, a także systemem wizualizacji HMI, zdobywają nie tylko wiedzę techniczną, ale przede wszystkim kompetencje inżynierskie, które są niezbędne w nowoczesnych środowiskach pracy. Uczą się samodzielnego projektowania i uruchamiania układów automatyki, analizowania stanów pracy systemu, tworzenia kodu sterującego, a także integracji elementów sprzętowych i programowych w spójną całość.

Zastosowanie metody PBL pozwala na znacznie głębsze zrozumienie funkcjonowania systemów sterowania, ponieważ wymaga od uczestników aktywnego rozwiązywania rzeczywistych problemów, pracy zespołowej, prowadzenia testów oraz analizowania wyników eksperymentów. W przeciwieństwie do tradycyjnych metod nauczania, gdzie zachodzi ryzyko, że wiedza może pozostać na poziomie teoretycznym i niekiedy bywa oderwana od praktyki, kształcenie PBL pozwala na trwałe osadzenie wiedzy poprzez doświadczenie, „uczenie się przez działanie”. Taka forma edukacji sprzyja również rozwijaniu kompetencji miękkich, takich jak komunikacja techniczna, zarządzanie projektem, odpowiedzialność za zadania czy zdolność adaptacji do dynamicznie zmieniających się warunków technicznych i organizacyjnych.

W kontekście Przemysłu 4.0 zdobyte w trakcie realizacji projektu umiejętności, takie jak konfigurowanie i programowanie sterowników PLC, implementacja cyfrowej komunikacji przemysłowej, projektowanie architektury systemu rozproszonego, tworzenie bibliotek sterujących, analiza danych procesowych, obsługa paneli HMI oraz realizacja zdalnej diagnostyki, stają się kluczowe. Nowoczesny przemysł wymaga bowiem od inżynierów nie tylko znajomości sprzętu, ale także zdolności do budowania systemów elastycznych, skalowalnych, bezpiecznych i otwartych na integrację z systemami nadrzędnymi, analizy danych i implementacji rozwiązań chmurowych. Kompetencje te są szczególnie poszukiwane na rynku pracy, gdzie rośnie zapotrzebowanie na specjalistów zdolnych do wdrażania inteligentnych systemów produkcyjnych i zarządzania infrastrukturą technologiczną w sposób cyfrowy.

Co więcej, opisany projekt ma również bezpośrednie przełożenie na wymagania wynikające z transformacji energetycznej. Struktura rozproszonych gniazd technologicznych, wykorzystujących lokalne sterowniki do autonomicznego sterowania napędami, w pełni odpowiada strukturze nowoczesnych systemów energetycznych bazujących na lokalnych osłonach kontrolnych integrujących rozproszone źródła, systemach magazynowania energii czy lokalnych systemach zarządzania popytem. Wiedza i doświadczenie zdobyte podczas projektowania takiego systemu są możliwe do bezpośredniego wykorzystania w obszarze energetyki, gdzie kluczowe znaczenie ma niezawodna komunikacja, lokalna autonomia działania, precyzyjna diagnostyka i szybka reakcja na zmienne warunki pracy. Studenci uczą się rozumieć, jak działa cyfrowy system sterowania nie tylko z perspektywy przemysłu, ale także z punktu widzenia efektywności energetycznej, optymalizacji zużycia energii i integracji systemów z OZE oraz systemami SCADA/MES.

Tego typu projekty, prowadzone w nowoczesnym środowisku technologicznym i wspierane przez uczelnię, budują trwałe podstawy pod rozwój kompetencji przyszłości, które będą kluczowe w kolejnych dekadach. Przemysł i energetyka ulegają dynamicznym przemianom technologicznym, a umiejętność projektowania i wdrażania inteligentnych systemów sterowania stanie się warunkiem koniecznym nie tylko dla utrzymania konkurencyjności przedsiębiorstw, ale także dla zapewnienia zrównoważonego rozwoju i bezpieczeństwa energetycznego. Projekt ten pokazuje, że możliwe jest skuteczne kształcenie przyszłych inżynierów w sposób angażujący, praktyczny i odpowiadający realnym potrzebom rynku pracy oraz wyzwaniom współczesnej cywilizacji technologicznej.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Dindorf R., *Przemysł 4.0 – cyfrowa transformacja produkcji i jej implikacje*, „Zeszyty Naukowe Wydziału Ekonomii Uniwersytetu Rzeszowskiego” 2020, nr 20(4), pp. 48-56.
- [2] Kościelniak B., *Projektowanie stanowisk dydaktycznych w kontekście nauczania metodą PBL*, „Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej – Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrycznego” 2022, nr 194, pp. 89-97.
- [3] Siemens AG, SIMATIC S7-1200. System Manual, wersja 06/2021. <https://support.industry.siemens.com/cs/document/109748164>
- [4] Eaton Electric, *DE1 – Przemiennik częstotliwości: Instrukcja obsługi i instalacji*, wyd. 05/2020. <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/industrialcontrols-drives-automation-sensors/variable-frequency-drives/de1/documents/instruction-manual-de1-pl.pdf>
- [5] Czapla M., *Systemy automatyki przemysłowej – rozwój, standardy, wdrożenia*, „Pomiary Automatyka Kontrola” 2019, vol. 65, nr 4, pp. 122-126.
- [6] Eaton Electric, *Parametryzacja i komunikacja DE1 z użyciem protokołu Modbus RTU*, dokumentacja aplikacyjna, 2021. <https://www.eaton.com/pl/pl-pl/support.html>
- [7] Siemens AG, TIA Portal – Getting Started: SIMATIC S7-1200, wersja 2022. <https://support.industry.siemens.com/cs/document/109747914>



Elektroprosumenckie platformy energetyczne

Electroprosumer energy platforms

W artykule przedstawiono porównanie trzech wariantów realizacji osiedla mieszkaniowego pod względem nakładów inwestycyjnych, kosztów eksploatacji oraz prostego czasu zwrotu poniesionych nakładów. Analizowane warianty obejmują dwa podejścia tradycyjne (zasilanie z sieci ciepłowniczej lub kotłowni gazowych) oraz innowacyjny wariant WII-EPE, oparty na lokalnej elektrociepłowni z odnawialnymi źródłami energii, magazynem energii i systemem zarządzania energią. Mimo najwyższych nakładów inwestycyjnych (17,46 mln zł, 582 zł/m²), wariant WII-EPE wykazuje zdecydowanie najniższe koszty eksploatacji – nawet o ponad 3,2 mln zł rocznie niższe w porównaniu z wariantem WI i o 2,5 mln zł niższe względem wariantu WIII. Prosty czas zwrotu dodatkowych nakładów wynosi odpowiednio 4,26 roku (w porównaniu z WI) i 5,46 roku (w porównaniu z WIII), co wskazuje na wysoką opłacalność tego modelu przy obecnych warunkach rynkowych. Dodatkowe korzyści w postaci wyższej autokonsumpcji energii z OZE, obniżonych wskaźników EP i EK oraz możliwości generowania przychodów z elektromobilności i bilansowania energii sprawiają, że wariant EPE stanowi najbardziej efektywne i przyszłościowe rozwiązanie z perspektywy ekonomicznej, środowiskowej i społecznej.

Słowa kluczowe: efektywność energetyczna, osiedle mieszkaniowe, model elektroprosumencki, koszty eksploatacji, prosty okres zwrotu

Presented is the comparison of three variants of a housing estate construction in respect of investment expenditures, operating costs and the Simple Pay-Back Time (SPBT). Analysed variants comprise two types of approach: a traditional one (energy supply from district heating network or gas-fired boiler rooms) and an innovative variant WII-EPE based on the local CHP plant with renewable energy sources, energy storage facility and the energy management system. Despite the highest investment expenditures (17,46 mln zł, 582 zł/m²) the variant WII-EPE shows definitely the lowest operating costs – even over 3,2 mln zł lower in a yearly scale in comparison with the variant WI and 2,5 mln zł lower than the variant WIII. Simple Pay-Back Time of additional outlays is 4,26 years (compared to WI) and 5,46 years (compared to WIII) respectively that shows high profitability of this model under current market conditions. Additional benefits in the form of higher RES energy self-consumption, reduced EP and EK indicators and ability to generate revenues from electromobility and energy balancing make the variant EPE to be the most effective and future-oriented solution from an economic, environmental and social perspective.

Keywords: energy efficiency, housing estate, electroprosumeric model, operating costs, Simple Pay-Back Time

Wstęp

Efektywne tworzenie lokalnych społeczności energetycznych w wielu przypadkach wymaga dostosowania obecnego modelu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, co z kolei wiąże się z potrzebą zmian legislacyjnych. Jednym z potencjalnie skutecznych narzędzi umożliwiających testowanie nowych rozwiązań mogłyby być tzw. piaskownice regulacyjne. Jednakże procedura opisana w art. 24d ustawy – Prawo energetyczne, dotycząca piaskownic energetycznych, jest obecnie nadmiernie sformalizowana, zbyt rozbudowana i nieadekwatnie rygorystyczna, a zakres kompetencji przyznanych Prezesowi URE w tym zakresie – zbyt szeroki. W konsekwencji mechanizm ten nie stanowi realnej zachęty do testowania innowacyjnych modeli działania społeczności energetycznych.

W artykule zaprezentowano propozycje rozwiązań umożliwiających uruchomienie i funkcjonowanie społeczności energetycznych w ramach aktualnie obowiązujących przepisów prawa, przy jednoczesnym wskazaniu kierunków niezbędnych zmian legislacyjnych, których celem byłoby uproszczenie i doprecyzowanie otoczenia regulacyjnego oraz zwiększenie atrakcyjności mechanizmu piaskownic regulacyjnych dla podmiotów zainteresowanych transformacją lokalną.

Założenia

W ramach wybranych studiów przypadku utworzone zostaną cztery Elektroprosumenckie Platformy Energetyczne (EPE), w których będą testowane nowe zasady dostawy,

dystrybucji, zużycia i usług związanych z zapotrzebowaniem na energię elektryczną, ciepło, chłód i innych mediów na danym wydzielonym obszarze.

Zaproponowane rozwiązania techniczne, organizacyjne i prawne w EPE są z reguły zgodne z obowiązującym prawem. W przypadkach, gdy wystąpi niezgodność prawna – zostanie dodany komentarz do zaproponowanego rozwiązania.

Dla oceny efektów wdrożenia rozwiązań proponowanych w EPE przedstawiony zostanie także wariant tradycyjny, czyli taki, jaki obecnie jest proponowany przez projektantów, inwestorów i dostawców mediów.

Elektroprosumencka Platforma Energetyczna I – budynek wielorodzinny mieszkalny

Wariant EPE I

Budynek wielorodzinny, liczący 40 mieszkań, będzie posiadał jedno wspólne przyłącze energetyczne. Obiekt znajduje się na etapie projektowym. Ściany podłużne budynku zorientowane są na południe-południowy zachód oraz południowy wschód. Klatki schodowe zlokalizowane są przy ścianach szczytowych, przy czym w przypadku dłuższego budynku planowane są dwie klatki. Brak korytarzy wewnętrznych. Wejście do mieszkań przez galerię zewnętrzną (zabudowaną). Na każdej kondygnacji, obok klatek schodowych pomieszczenia techniczne (rozdzielnia/liczniki/itp.). Od strony północnej – z galerii – wejścia do mieszkań oraz sypialnie i łazienki. Po stronie południowej nad oknami, na każdej kondygnacji zabudowany

daszek o szerokości ok. 1-1,2 m z panelami PVT¹⁾ – osłona przed Słońcem – nachylenie ok. 20-25°.

Budynek ma własny transformator o mocy 400 kVA (rozliczanie w taryfie B). Budynek zużywa tylko energię elektryczną. Instalacja PVT zamontowana na dachu budynku, ale także (w razie potrzeby) na wiatkach parkingowych. Moc PVT: 100 kWp + 150 KWt. Magazyn energii ma zapewnić maksymalną auto-konsumpcję energii zużywanej przez budynek. Energia do budynku kupowana będzie w taryfie dynamicznej. Główną zaletą tego rozwiązania jest pełne wykorzystanie energii elektrycznej produkowanej przez panele PV przez cały budynek, łącznie z mieszkaniami oraz możliwość zakupu i magazynowania energii wtedy, gdy jej ceny na TGE są niskie, a unikanie zakupu energii przy wysokich cenach.

Energia elektryczna rozliczana jest w taryfie B na liczniku głównym w stacji transformatorowej. Jest to odstępstwo od dotychczasowych rozwiązań stosowanych w budynkach mieszkalnych, gdzie energia dostarczana jest przez zewnętrznych dostawców i rozliczana licznikami w mieszkaniach (taryfy G lub C). W przypadku, gdy mieszkania są wynajmowane, np. w ramach budowy mieszkań przez Społeczne Inwestycje Mieszkaniowe (SIM), to forma jednego wspólnego licznika może być stosowana już obecnie. W przypadku gdy mieszkania są właścicielskie, zgodę na taką formę rozliczania musi wyrazić właściciel mieszkania. Mieszkania wyposażone są w liczniki energii, które stają się podzielnikami kosztów. Rozdzielnia z podlicznikami/licznikami powinna być wspólna dla całego budynku. Rozliczanie następuje na podstawie rzeczywistych kosztów dostawy energii do budynku. Podobnie jak obecnie rozliczana jest np. woda zimna w budynku, gdzie wodomierz w mieszkaniach są podzielnikami kosztów.

Ciepło do ogrzewania budynku i ciepła woda użytkowa (CWU) dostarczane są z gruntowej pompy ciepła. Moc pompy ciepła to 40 kWt, planowany jest również magazyn ciepła ok. 3 m³ ładowany w chwilach powstania nadwyżek energii z PV oraz przy niskich cenach energii na TGE.

Ciepła woda użytkowa będzie dostarczana centralnie, z pionami cyrkulacyjnymi poprowadzonymi w szachtach technicznych na galeriach. Cykulacja nie będzie prowadzona w obrębie mieszkań. Każde mieszkanie wyposażone będzie w indywidualny wodomierz ze zdalnym odczytem. W okresie letnim budynek będzie chłodzony w sposób pasywny, przy wykorzystaniu gruntowej pompy ciepła, która zasilać będzie instalację chłodzenia podłogowego (tzw. zimna podłoga).

Wentylacja w budynku będzie realizowana w systemie nawiewno-wywiewnym z odzyskiem ciepła na poziomie około 80%. Centrale wentylacyjne zostaną zlokalizowane w pomieszczeniach technicznych przy klatkach schodowych i będą obsługiwać mieszkania na danej kondygnacji. Dla maksymalnie dziesięciu mieszkań przewidziana jest centrala o wydajności do 3000 m³/h. Zaleca się przewymiarowanie wydajności systemu wentylacyjnego, co pozwoli na zmniejszenie poziomu hałasu oraz zapewnienie wyższego komfortu użytkownika, zwłaszcza w okresie letnim. Przewody wentylacyjne będą rozprowadzane w poziomych szachtach technicznych zlokalizowanych w galerii.

¹⁾ PVT – Instalacja fotowoltaiczna chłodzona glikolem. Chłodzenie paneli powoduje wzrost ich sprawności (ok. 15%) i dodatkowo można wykorzystywać ciepło z ich chłodzenia do ogrzewania budynku lub podgrzewu CWU.

Nawiew powietrza do mieszkań realizowany będzie do sypialni oraz pokoi dziennych, natomiast wywiew – z łazienek, kuchni i garderób. Powietrze nawiewane będzie podgrzewane i chłodzone przy użyciu rewersyjnej pompy ciepła, przy czym preferowany jest pasywny tryb chłodzenia. W okresie zimowym temperatura nawiewu wynosić będzie 15-18°C, natomiast latem 22-25°C. Sterowanie ilością powietrza w poszczególnych mieszkaniach będzie indywidualne, w zakresie od 50 do 300 m³/h. W porze nocnej przewiduje się ograniczenie wymiany powietrza do maksymalnie 0,5 wymiany na godzinę, w celu redukcji hałasu generowanego przez wentylatory i instalację.

Alternatywnym rozwiązaniem dla systemu wentylacji centralnej są miejscowe urządzenia nawiewno-wywiewne z rekuperacją, montowane bezpośrednio w poszczególnych mieszkaniach. W takim wariantcie instaluje się zazwyczaj po dwa rekuperatory w każdym pomieszczeniu, w którym wymagany jest nawiew świeżego powietrza, czyli w pokojach dziennych i sypialniach. System ten jest istotnie tańszy w realizacji w porównaniu z wentylacją centralną, ponieważ nie wymaga budowy kanałów wentylacyjnych ani instalacji central wentylacyjnych. Jego wadą jest jednak niższa sprawność odzysku ciepła, wynosząca około 50-60%. Urządzenia działają w trybie naprzemiennym – w krótkich cyklach na przemian nawiewają i wyciągają powietrze z wentylowanego pomieszczenia.

Garaż podziemny zostanie zrealizowany wyłącznie w przypadku braku wystarczającej liczby miejsc parkingowych na terenie zewnętrznym. Podstawowe rozwiązanie przewiduje zadaszone miejsca postojowe pod wiatami – łącznie 50 stanowisk, z czego 13 będzie wyposażonych w infrastrukturę do ładowania samochodów elektrycznych, z możliwością dalszej rozbudowy tego systemu. Na dachach wiat przewidziano montaż paneli PVT.

Pod miejscami parkingowymi lub w posadzce ewentualnego garażu podziemnego wykonane zostaną odwierty pionowe, stanowiące dolne źródło ciepła dla gruntowej pompy ciepła. Planowane jest wykonanie około 12 odwiertów o głębokości do 100 metrów każdy.

System Zarządzania Energią (SZE) będzie miał charakter aktywny i będzie nadzorowany przez Operatora Platformy. Zarządzanie odbywać się będzie zdalnie, w trybie on-line, z wykorzystaniem połączenia internetowego. Operator będzie wynagradzany dodatkowo w modelu efektywnościowym, w formule umowy typu ESCO – jego wynagrodzenie uzależnione będzie od osiągnięcia niskich kosztów zakupu i zużycia energii.

Dostawy energii elektrycznej oraz woda będą rozliczane na podstawie indywidualnych liczników i wodomierzy, z bieżącym odczytem i dostępem do danych w trybie on-line. Każdy z lokatorów będzie miał możliwość monitorowania swojego zużycia mediów oraz aktualnych kosztów za pośrednictwem internetowego Panelu Odbiorcy.

Operator Platformy zapewnia również energię do ładowania pojazdów elektrycznych. Stanowi to dodatkowe źródło przychodu zarówno dla mieszkańców budynku, jak i dla samego Operatora. Cena energii dostarczanej do ładowania ustalona zostanie na poziomie 80% łącznej ceny zakupu energii z KSE wraz z kosztami przesyłu.

Akumulatory pojazdów elektrycznych będą przystosowane do pełnienia funkcji magazynów energii. Ich wykorzystanie do bilansowania zużycia energii w budynku może umożliwić dalsze obniżenie kosztu ładowania pojazdów. Dodatkowo możliwe jest

rozważenie wariantu zakupu pojazdów elektrycznych wykorzystywanych jako mobilne magazyny energii, z opcją wynajmu mieszkańcom na zasadzie opłaty za przejechany kilometr. Takie rozwiązanie stanowiłoby dodatkowe źródło przychodu dla użytkowników budynku.

Wariant tradycyjny

W wariantcie tradycyjnym przewidziano instalację fotowoltaiczną (PV) bez magazynu energii. System grzewczy oparty jest na pompie ciepła typu powietrze/woda. Energia elektryczna do zasilania zarówno pompy ciepła, jak i mieszkań dostarczana będzie przez zewnętrznego sprzedawcę energii, w ramach taryf G i C. W przypadku wystąpienia nadwyżek energii z instalacji PV możliwa będzie jej odsprzedaż do sieci, jednak przy obecnych warunkach rynkowych cena takiej odsprzedaży pozostaje bardzo niska, co znacząco ogranicza opłacalność takiego rozwiązania.

Wentylacja budynku będzie realizowana w systemie grawitacyjnym. Stanowiska do ładowania pojazdów elektrycznych będą zasilane energią elektryczną dostarczaną również przez zewnętrznego sprzedawcę. Montaż ładowarek realizowany będzie przez tego samego dostawcę energii.

Porównanie wariantów

Porównanie obu wariantów przedstawiono w tabelach od 1 do 3. Ujęte koszty dotyczą całkowitego zużycia energii przez budynek, obejmującego zarówno energię elektryczną wykorzystywaną w częściach wspólnych, jak i w lokalach mieszkalnych.

W przypadku wariantu EPE, energia zużywana do ładowania samochodów elektrycznych jest rozliczana przez Operatora Platformy. Uzyskiwane przychody ze sprzedaży tej energii obniżają łączne koszty energii ponoszone przez budynek. Natomiast w wariantcie tradycyjnym nie uwzględnia się ani kosztów, ani przychodów związanych z ładowaniem pojazdów elektrycznych – koszty te ponoszone są indywidualnie przez właścicieli samochodów.

Przeprowadzone porównanie techniczno-ekonomiczne dwóch wariantów realizacji budynku wielorodzinnego – standardowego (tradycyjnego) oraz z zastosowaniem rozwiązań efektywnościowych w ramach koncepcji EPE (Energetyczny Prosumencki Ekosystem) – wykazuje wyraźną przewagę wariantu EPE w ujęciu długoterminowym.

Choć całkowite nakłady inwestycyjne w wariantcie EPE są wyższe (1 648 000 zł w porównaniu z 412 000 zł dla wariantu tradycyjnego), to dzięki znacząco niższemu kosztom eksploatacyjnym (54 943 zł/rok dla EPE wobec 349 376 zł/rok dla wariantu tradycyjnego), prosty okres zwrotu dodatkowych nakładów wynosi jedynie około 4,2 roku. Różnica w miesięcznych kosztach użytkownika wynosi 8,18 zł/m², co przekłada się na oszczędność ok. 7361 zł rocznie na jedno mieszkanie.

Tabela 1

Porównanie kosztów inwestycyjnych dla EPE – budynek wielorodzinny

Wyposażenie	Jednostka	Wariant EP I	Wariant tradycyjny	
Transformator	400	kVA	120 000	0
Wentylacja+gruntowy	10 000	zł/lokal	400 000	80 000
PV/PVT	50	kWp	350 000	50 000
Magazyn e.e.	100	kWh	150 000	0
Ładowarki	84	kW	157 500	0
PC + węzeł	30	kW	180 000	240 000
Odwierty	7,5	szt.	187 500	0
Przyłącz energetyczny		zł/budynek	3 000	2 000
SZE		zł/budynek	100 000	40 000
Łączny koszt inwestycji			1 648 000	412 000
Cena jednostkowa		zł/m ²	549,33	137,33

Tabela 2

Analiza ekonomiczna dla EPE – budynek wielorodzinny

Porównanie wyników	Wariant EP-I	Wariant tradycyjny	Jednostka
Inwestycja	1 648 000	412 000	zł
Koszty roczne	54 943	349 376	zł/rok
Koszty miesięczne na 1 m ²	1,53	9,70	zł/m ²
Zużycie energii el. c.o.+cwu	23,28	124,05	MWh/rok
Zużycie energii el. budynek	84,36	284,05	MWh/rok
Ek budynek + samochody	100,17	299,85	MWh/rok
Energia końcowa co+cwu	7,76	41,35	kWh/m ² /rok
Energia pierwotna co+cwu	7,47	97,78	kWh/m ² /rok
Energia końcowa budynek	28,12	94,68	kWh/m ² /rok
Energia końcowa bud.+sam.el.	33,39	106,69	kWh/m ² /rok

Tabela 3

Porównanie obu wariantów i prosty czas zwrotu – budynek wielorodzinny

Różnica w inwestycji	1 236 000,00	zł
Różnica kosztów eksploatacji	294 433,25	zł/rok
Różnica w kosztach na 1m ² /m-c	8,18	zł/m ² /m-c
Różnica w kosztach na 1 mieszkanie	7 361	zł/rok
Zmniejszenie zużycia energii	66,60 %	
Czas zwrotu inwestycji	4,20	lata

Wariant EPE osiąga również bardzo dobrą charakterystykę energetyczną – zużycie energii końcowej na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej to zaledwie 7,76 kWh/m²/rok, wobec 41,35 kWh/m²/rok w wariantcie tradycyjnym. Również całkowite zużycie energii w budynku wraz z ładowaniem pojazdów elektrycznych jest w EPE niższe o ponad 66%. Taki wynik osiągnięto dzięki zastosowaniu m.in. gruntowej pompy ciepła z dolnym źródłem w postaci odwiertów, instalacji PV/PVT z magazynem energii, systemu zarządzania energią, wentylacji mechanicznej z rekuperacją oraz własnej infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych, której przychody obniżają koszty energetyczne całego budynku.

W przypadku finansowania inwestycji kredytem hipotecznym z okresem spłaty powyżej 10 lat, zastosowanie rozwiązania EPE jest szczególnie uzasadnione. Niższe koszty eksploatacyjne pozwalają na wcześniejszą spłatę kredytu lub umożliwiają zastosowanie niższych stawek najmu bez utraty rentowności, co zwiększa atrakcyjność mieszkań zarówno dla właścicieli, jak i najemców. Tym samym budynki realizowane w standardzie EPE mogą uzyskać przewagę konkurencyjną na rynku nieruchomości mieszkaniowych.

Elektroprusmencka Platforma Energetyczna II – osiedle mieszkaniowe

Przedmiotem analizy jest budowa osiedla mieszkaniowego składającego się z dwunastu budynków mieszkalnych o powierzchni użytkowej mieszkań ok 30000 m². W każdym z budynków znajduje się 40 mieszkań zasiedlonych przez 88 osób. W ramach koncepcji przedstawiono trzy warianty budowy i eksploatacji osiedla.

- **Wariant I** – budynki zasilane z sieci miejskiej,
- **Wariant EPE II** – budynki zasilane w ciepło i energię elektryczną z własnej Elektrociepłowni,
- **Wariant III** – budynki zasilane z wykorzystaniem indywidualnych kotłowni gazowych.

Warianty dotyczą tylko budynków mieszkalnych. W przypadku zaplanowania budowy lokali usługowych i sklepów, np. mała galeria handlowa wraz z przedszkolem, należy analizę poszerzyć o ten budynek.

Budynek wielorodzinny mieszkalny – zasady projektowania, budowy i eksploatacji

Wariant tradycyjny (Wariant I i III)

Budynek spełnia wymagania WT2021. Wentylacja realizowana jest w systemie grawitacyjnym. Ogrzewanie budynków zapewniane jest z sieci miejskiej (Wariant I) lub z indywidualnych kotłowni gazowych (Wariant III). Wstępne zapotrzebowanie na moc cieplną dla potrzeb ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej wynosi 100 kW. Mieszkańcy ponoszą koszty ogrzewania zgodnie z taryfami za ciepło systemowe lub według taryf gazowych (PGNiG). Ogrzewanie realizowane jest w tradycyjnym układzie grzejnikowym z pionowym rozdziałem instalacji. Przewidziano instalację PV o mocy 10 kWp na potrzeby części wspólnych. Zasilanie w energię elektryczną odbywa się na zasadach standardowych, poprzez lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego. Energia elektryczna zużywana w mieszkaniach rozliczana jest indywidualnie w taryfach G. Części wspólne również objęte są taryfą G. Zaplanowano miejsca parkingowe zewnętrzne, przy czym jedno miejsce z ładowarką elektryczną przypada na każde 10 stanowisk. Ładowarki należą do dostawcy zewnętrznego, który również prowadzi sprzedaż energii elektrycznej do pojazdów.

Wariant EPE II (Wariant II)

Budynki realizowane są zgodnie z zasadami określonymi w wariantcie EPE I. Osiedle wyposażone jest we własny transformator o łącznej mocy 1200 kVA (rozliczanie w taryfie B) oraz własną sieć energetyczną. Budynki i całe osiedle zasilane są wyłącznie energią elektryczną. Instalacja PVT zamontowana jest na dachach budynków oraz na markizach. Moc instalacji PVT dla jednego budynku wynosi 50 kWp mocy elektrycznej i 75 kWt mocy cieplnej. Centralny magazyn energii elektrycznej o pojemności 1200 kWh, zlokalizowany w elektrociepłowni, ma zapewniać maksymalną autokonsumpcję energii na poziomie całego osiedla oraz umożliwiać zakup energii z rynku w okresach niskich cen. Energia dla osiedla będzie kupowana i rozliczana w taryfie dynamicznej. Zakłada się pełne wykorzystanie wyprodukowanej lokalnie energii elektrycznej i cieplnej. Uzupełniający zakup energii elektrycznej od zewnętrznych dostawców przewidziany jest na poziomie około 40% całkowitego zużycia osiedla.

Główną zaletą tego rozwiązania jest maksymalne wykorzystanie energii elektrycznej produkowanej przez instalację PVT, obejmujące także zapotrzebowanie mieszkań oraz możliwość zakupu i magazynowania energii w okresach niskich cen na rynku TGE, z jednoczesnym ograniczeniem zakupów w godzinach wysokich cen.

Energia elektryczna dostarczana przez zewnętrznego sprzedawcę rozliczana jest poprzez licznik główny zainstalowany w stacji transformatorowej, zgodnie z taryfą B. W tym przypadku również jest to odejście od standardowych rozwiązań stosowanych w budownictwie mieszkaniowym, gdzie rozliczenia prowadzone są zazwyczaj na poziomie poszczególnych lokali w taryfach G i C.

Ciepło do ogrzewania budynków dostarczane jest z centralnej gruntowej pompy ciepła (kaskady pomp) wspólnej dla całego osiedla. Urządzenia, magazyny energii oraz rozdzielnia elektryczna zlokalizowane są w budynku lokalnej elektrociepłowni. Osiedle posiada własną sieć ciepłowniczą niskoparametrową (45/30°C), zasilaną z gruntowych pomp ciepła. Przewidywana łączna moc cieplna pomp wynosi 360 kW (około 30 kW na budynek), przy dolnym źródle w postaci odwiertów pionowych o głębokości do 100 mb, w liczbie około 90. Odwierty planuje się wykonać w sąsiedztwie i pod posadzką elektrociepłowni.

Ciepła woda użytkowa przygotowywana jest lokalnie w budynkach, głównie z wykorzystaniem ciepła odzyskiwanego z chłodzenia paneli PVT. Zbiorniki CWU o pojemności około 2 m³ w każdym budynku mogą być również ładowane grzałkami elektrycznymi w okresach nadwyżek energii z PV oraz przy niskich cenach energii na rynku TGE. W okresie zimowym wstępny podgrzew CWU realizowany jest z sieci ciepłowniczej, natomiast w lecie sieć pracuje w trybie chłodniczym, zapewniając pasywne chłodzenie (parametry 18/24°C).

W każdym budynku przewidziano 40 miejsc parkingowych, w tym 6 stanowisk z możliwością ładowania pojazdów elektrycznych (z opcją rozbudowy). Dodatkowo, przy centralnej elektrociepłowni zaplanowano stację ładowania z sześcioma stanowiskami.

System Zarządzania Energią (SZE) ma charakter aktywny i jest nadzorowany przez Operatora Platformy, który odpowiada również za bilansowanie energii i jej rozliczanie w skali całego osiedla oraz poszczególnych budynków.

Porównanie wariantów

Porównanie trzech wariantów przedstawiono w tabelach 4-6. Ujęte koszty eksploatacyjne obejmują całkowite zużycie energii przez budynki, w tym również energię elektryczną wykorzystywaną w lokalach mieszkalnych. W przypadku Wariantu II (EPE II) energia używana do ładowania samochodów elektrycznych jest rozliczana przez Operatora Platformy, a przychody z jej sprzedaży są uwzględniane jako element obniżający całkowite koszty energii dla osiedla. Dla wariantów tradycyjnych (Wariant I i III) nie przewiduje się przychodów ani kosztów związanych z ładowaniem pojazdów elektrycznych – koszty te ponoszone są indywidualnie przez właścicieli pojazdów.

Koszty mediów

Tabela 4

Koszty ciepła zmienne	610,36	zł/MWh
Koszty ciepła stałe	16 774,99	zł/MW/m-c
Koszty zmienne gazu	405,9	zł/MWh
Koszty stałe gazu	430	zł/m-c/pkt
Koszty zmienne energii elektrycznej Taryfa G (+ dystrybucja)	1 230	zł/MWh
Opłata stała licznikowa	8,61	zł/pkt/m-c
Koszty zmienne energii elektrycznej Taryfa B (+dystrybucja)	861	zł/MWh
Koszt bilansowania i rozliczeń dla WII + obsługa techniczna	40	zł/lokal/m-c
Koszty stałe energii dla taryfy B	17,22	zł/kW/m-c
Koszty zmienne energii elektrycznej dla samochodów dla WII	1 291,5	zł/MWh
Koszty zmienne energii elektrycznej dla samochodów z ładowarek	1845	zł/MWh

Założenia dotyczące wszystkich wariantów

Tabela 5

Budynki 2-3-kondygnacyjne (bez wind)	12	liczba
Mieszkania w budynku	40	liczba
Mieszkania	480	liczba
Pow. użytkowa mieszkań	30 000	m ²
Średnia p.u. mieszkania	62,50	m ²
Osoby zamieszkałe (2,2/mieszkanie)	1056	liczba
Ciepła woda użytkowa (CWU)	50	l/os./doba
CWU w osiedlu	52,8	m ³ /doba
Energia elektryczna używana przez mieszkanie	2,5	MWh/rok
Energia elektryczna – cz. wspólne budynku + oświetlenie terenu	20	MWh/budynek
Miejsca postojowe – dla mieszkań	480	liczba
Miejsca postojowe – parkingi zewnętrzne	120	liczba
Stanowiska do ładowania samochodów elektrycznych	120	liczba
Zużycie energii elektrycznej dla samochodu	2,352	MWh/sam./rok

Założenia dotyczące każdego z Wariantów

Tabela 6

Wyszczególnienie	Wariant WI	Wariant WII-EPE	Wariant WIII	Jednostka
Wskaźnik cwu (energia końcowa)	100	70	100	kWh/m ³
Ilość ciepła dla cwu	1 734	1 214	1 734	MWh/rok
Wskaźnik c.o. – energia końcowa	55	25	55	kWh/m ² /rok
Ilość ciepła dla c.o.	1 650	750	1 650	MWh/rok
Razem ciepło w ciągu roku	3 384	1 964	3 384	MWh/rok
Moc źródeł ciepła	1 200	600	1 200	kW
Moc zamówiona dla odbiorów elektrycznych	7 200	1 080	7 200	kW
Moc transformatorów	1 200	1 200	1 200	kW
Energia elektryczna używana przez mieszkania	1 200	1 200	1 200	MWh/rok
Energia elektryczna – części wspólne + oświetlenie terenu	240	240	240	MWh/rok

Analiza kosztów mediów i zapotrzebowania energetycznego dla trzech wariantów realizacji osiedla mieszkaniowego pokazuje istotne różnice w strukturze zużycia oraz sposobie zarządzania energią. Wariant EPE II (WII) wyróżnia się najniższym rocznym zużyciem energii cieplnej (1964 MWh/rok w porównaniu z 3384 MWh/rok w wariantach tradycyjnych WI i WIII), co wynika z niższego wskaźnika zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Dodatkowo, dzięki zastosowaniu taryfy B oraz aktywnego bilansowania energii przez Operatora Platformy, koszty zmienne energii elektrycznej dla osiedla są w WII znacznie niższe niż w tradycyjnym wariantcie z taryfą G. Mimo dodatkowych kosztów obsługi technicznej i zarządzania (40 zł/lokal/m-c), łączny bilans wypada korzystnie. System ładowania pojazdów elektrycznych w wariantcie WII, rozliczany lokalnie po niższej cenie, również stanowi przewagę ekonomiczną względem rozwiązań z ładowarkami zewnętrznymi.

Wnioskiem z analizy jest to, że przy zastosowaniu wariantu EPE II można osiągnąć znaczące oszczędności w zużyciu energii cieplnej i elektrycznej, zmniejszyć zapotrzebowanie mocy oraz zoptymalizować koszty eksploatacyjne całego osiedla, przy jednoczesnym podniesieniu niezależności energetycznej i efektywności systemowej.

Wyniki analizy uwzględniającej elektromobilność oraz koszty eksploatacji dla poszczególnych wariantów przedstawiono w tabelach 7-9.

Tabela 7

Założenia dotyczące każdego z wariantów c.d.

Wyszczególnienie	Wariant WI	Wariant WII-EPE	Wariant WIII	Jednostka
Samochody elektryczne	120	120	120	liczba
Energia elektryczna do samochodów	282,24	282,24	282,24	MWh/rok
Moc paneli PV	120	600	120	kWel
Moc paneli PVt (ciepło)	0	900	0	kWt
Ilość energii z PV	120	720	120	MWh/rok
Ilość ciepła z PVt	0	1080	0	MWh/rok
Energia elektryczna do pomp ciepła (gruntowe)	0	252,61	0	MWh/rok
Ciepło miejskie	3 489,15			MWh/rok
Gaz			3 600,51	MWh/rok
Energia elektryczna	1 602	972,61	1 602,24	MWh/rok
Łączne zużycie energii końcowej wraz z samochodami	5 373,63	1 254,85	5 484,99	MWh/rok
Wsp. EK (łącznie z samochodami)	179,12	41,83	182,83	kWh/m ² /rok
Wsp. EP (zgodnie z zasadami CHE)	151,20	21,05	132,02	kWh/m ² /rok
Wsp. EP łącznie (cała energia)	298,24	44,57	279,06	kWh/m ² /rok
Krotność energii pierwotnej	6,69	1,00	6,26	
Poziom autokonsumpcji	2,23%	57,38%	2,19%	

Tabela 8

Koszty eksploatacji

Wyszczególnienie	Wariant WI	Wariant WII-EPE	Wariant WIII	Jednostka
Koszty ciepła zmienne	2 065 736			zł/rok
Koszty ciepła stałe	241 560			zł/rok
Koszty gazu zmienne			1 538 612	zł/rok
Koszty gazu stałe			61 920	zł/rok
Koszty zmienne energia elektryczna	1 623 600		1 623 600	zł/rok
Koszty stałe e.e.	53 313		53 313	zł/rok
Koszty zmienne energia elektryczna Spółdzielnia (0,8 ceny)		669 934		zł/rok
Koszty stałe e.e. spółdzielnia		223 171		zł/rok
Koszty bilansowania		230 400		zł/rok
Przychody od sprzedaży energii do sam. EI		-364 513		zł/rok
Suma wydatków i przychodów	3 984 209	758 992	3 277 445	zł/rok
Koszt na 1 m²	11,07	2,11	9,10	zł/m²/m-c
Koszt średni na mieszkanie	8 300,44	1 581,23	6 828,01	zł/rok
Dodatkowa korzyść dla właścicieli sam. elektrycznych		156 220		zł/rok

Tabela 9

Nakłady inwestycyjne dla każdego z Wariantów

Wyszczególnienie	Koszt jedn.	Wariant WI	Wariant WII-EPE	Wariant WIII
Opłata za przyłącza ciepłownicze	3 000	36 000		
Sieć ciepłownicza	15 000		180 000	
Przyłącze gazowy	2 000			24 000
Przyłącze energetyczny	2 000	24 000		24 000
Transformator + sieć Nn	1 200 000		1 200 000	
Węzły ciepne indywidualne	100 000	2 400 000	1 200 000	
Kotłownie gazowe indywidualne	250 000			3 000 000
Pompy ciepła – gruntowe – grupowe	250 000		3 000 000	
PV	3 500	420 000		420 000
PVT	6 000		3 600 000	
Magazyn energii	1 500		1 800 000	
Wentylacja grawitacyjna	1 000	480 000		480 000
Wentylacja naw/wyw + rekuperacja	10 000		4 800 000	
Wymiennik gruntowy	50 000		600 000	
SZE		360 000	1 080 000	360 000
Razem		3 720 000	17 460 000	4 308 000

Wyniki porównania trzech wariantów pokazują jednoznaczną przewagę wariantu WII-EPE pod względem efektywności energetycznej i kosztów eksploatacyjnych. Wariant ten cechuje się najniższym rocznym zużyciem energii końcowej (1254,85 MWh/rok), najwyższym poziomem autokonsumpcji (57,4%) oraz znacząco niższym współczynnikiem energii pierwotnej ($EP = 44,57 \text{ kWh/m}^2/\text{rok}$), przy krotności energii pierwotnej równej 1,00.

Roczny koszt eksploatacji dla całego osiedla w wariantcie WII-EPE wynosi zaledwie 758 992 zł, co przekłada się na średni koszt 2,11 zł/m²/miesiąc i 1581 zł rocznie na mieszkanie – ponad pięciokrotnie mniej niż w wariantcie WI (8300 zł/mieszkanie) i znacznie mniej niż w wariantcie WIII (6828 zł/mieszkanie). Dodatkowo, użytkownicy samochodów elektrycznych uzyskują w tym wariantcie bezpośrednią korzyść finansową na poziomie ponad 156 tys. zł rocznie.

Choć nakłady inwestycyjne dla wariantu WII-EPE są najwyższe (17,46 mln zł), długoterminowe oszczędności oraz przychody z systemu zarządzania energią i elektromobilności uzasadniają wybór tego rozwiązania z perspektywy całkowitego kosztu posiadania i eksploatacji osiedla.

Tabela 10

Porównanie Wariantów i prosty czas zwrotu

Nakłady inwestycyjne	Wariant WI	Wariant WII-EPE	Wariant WIII	Jednostka
Inwestycja	3 720 000	17 460 000	4 308 000	
Nakłady jednostkowe	124,00	582,00	143,60	zł/m ²
Różnica w nakładach		13 740 000		zł
Różnica w kosztach eksploatacji	3 225 217		2 518 453	zł/rok
Czas zwrotu	4,26		5,46	lat

Porównanie wszystkich trzech wariantów zaprezentowano w tabeli 10. Tabela ta przedstawia syntetyczne porównanie nakładów inwestycyjnych, kosztów eksploatacyjnych oraz prostego czasu zwrotu dla analizowanych wariantów budowy i eksploatacji osiedla mieszkaniowego. Wariant WII-EPE, mimo najwyższych nakładów inwestycyjnych na poziomie 17,46 mln zł (582 zł/m²), charakteryzuje się zdecydowanie najniższymi kosztami eksploatacji – różnica względem wariantu WI wynosi ponad 3,2 mln zł rocznie, a względem WIII – ponad 2,5 mln zł rocznie.

Prosty czas zwrotu dodatkowych nakładów inwestycyjnych dla wariantu WII-EPE wynosi 4,26 roku w porównaniu z wariantem WI oraz 5,46 roku w porównaniu z wariantem WIII. Oznacza to, że przy obecnych kosztach energii i założeniach eksploatacyjnych, zwiększone wydatki inwestycyjne mogą się zwrócić w stosunkowo krótkim czasie, po czym oszczędności eksploatacyjne generują realne korzyści finansowe dla mieszkańców i inwestora.

Z punktu widzenia długoterminowej efektywności kosztowej oraz rosnących wymagań dotyczących efektywności energetycznej, wariant WII-EPE stanowi najbardziej racjonalne rozwiązanie. Mimo wyższych nakładów początkowych oferuje: znacząco niższe koszty utrzymania, wyższą niezależność energetyczną, niższe wskaźniki EP i EK oraz możliwość dodatkowych przychodów z systemu zarządzania energią i elektromobilności.

Podsumowanie i wnioski

Należy podkreślić, że ilość energii pierwotnej zużywanej przez osiedle realizowane w wariantcie EPE jest blisko sześciokrotnie mniejsza niż w przypadku wariantów tradycyjnych. Szczególnie istotny jest również roczny, średni koszt eksploatacji mieszkań, który wynosi: w wariantcie WI – ok. 8,3 tys. zł, w wariantcie WIII – ok. 7 tys. zł,

natomiast w wariantcie WII (EPE) – jedynie ok. 1,6 tys. zł rocznie. Tak znacząca redukcja kosztów eksploatacyjnych wiąże się oczywiście z wyższymi nakładami inwestycyjnymi, jednak przy prostym czasie zwrotu na poziomie około pięciu lat, wariant ten należy uznać za ekonomicznie uzasadniony.

Po realizacji wariantu EPE osiągany jest poziom autokonsumpcji energii ze źródeł OZE bliski 100%, przy czym rzeczywisty zakup energii od dostawcy zewnętrznego stanowi ok. 40% całkowitego zużycia energii w osiedlu. Warto również zaznaczyć, że choć osiedle funkcjonuje wyłącznie z wykorzystaniem energii elektrycznej, jej całkowite zużycie jest o około 40% niższe w porównaniu z zużyciem energii przez osiedla realizowane w wariantach tradycyjnych.

Wariant EPE zakłada utworzenie własnego źródła energii cieplnej i elektrycznej na terenie osiedla oraz jego późniejszą eksploatację przez zewnętrzny serwis techniczny. Kluczowym elementem modelu jest powołanie spółdzielni mieszkaniowej, działającej według obowiązujących przepisów, która będzie właścicielem wspólnej infrastruktury energetycznej – zarówno elektroenergetycznej, jak i ciepłowniczej. Spółdzielnia ta będzie ponosiła koszty eksploatacyjne związane z utrzymaniem infrastruktury oraz zakupem energii od dostawców zewnętrznych, a następnie rozliczała się ze swoimi członkami proporcjonalnie do zużycia, uwzględniając zarówno koszty, jak i przychody związane z dostawą energii do mieszkań oraz części wspólnych osiedla. Każdy właściciel lub dzierżawca lokalu mieszkalnego będzie automatycznie członkiem spółdzielni.

Obsługę techniczną budynków oraz rozliczanie mediów zapewni zewnętrzny Operator, wyspecjalizowany w zarządzaniu systemami energetycznymi – może to być zarówno nowy podmiot, jak i przekształcone przedsiębiorstwo ciepłownicze, rozszerzające swoją działalność o usługi kompleksowego zarządzania energią w budownictwie mieszkaniowym.

Obecna polityka mieszkaniowa państwa powinna wspierać rozwój tego typu inwestycji – szczególnie w ramach programów realizowanych przez Społeczne Inicjatywy Mieszkaniowe – ze względu na ich udowodnione efekty ekologiczne, ekonomiczne oraz podnoszenie bezpieczeństwa energetycznego obywateli.

