

POLITECHNIKA POZNAŃSKA
WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI
INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI



ROZPRAWA DOKTORSKA

mgr inż. Franciszek SIDORSKI

**WYKORZYSTANIE ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ
I MAGAZYNÓW ENERGII W STACJACH
ŁADOWANIA AUTOBUSÓW ELEKTRYCZNYCH**

Promotor: prof. dr hab. inż. Aleksandra **RAKOWSKA**

Promotor pomocniczy: dr hab. inż. Bartosz **CERAN**, prof. PP

Poznań, 2023 r.

Spis treści

STRESZCZENIE	9
ABSTRACT	10
1 WPROWADZENIE	11
2 TEZA, CEL I ZAKRES PRACY	16
3 PRZEGLĄD LITERATURY	19
4 STACJE ŁADOWANIA AUTOBUSÓW ELEKTRYCZNYCH	23
4.1 Stacja ładowania plug-in	24
4.2 Stacja ładowania pantografowa	25
4.3 Stacja ładowania indukcyjnego	27
5 MODEL MATEMATYCZNY HYBRYDOWEJ JEDNOSTKI WYTWÓRCZEJ PRACUJĄCEJ NA RZECZ STACJI ŁADOWANIA AUTOBUSÓW ELEKTRYCZNYCH	29
5.1 Schemat stacji ładowania	29
5.2 Profile pracy stacji ładowania	30
5.3 Model matematyczny generacji z odnawialnych źródeł oraz praca magazynu energii	35
5.3.1 Model elektrowni fotowoltaicznej	35
5.3.2 Model elektrowni wiatrowej	37
5.3.3 Model baterijnego magazynu energii	40
5.4 Strategia zarządzania hybrydową jednostką wytwórczą w ramach mikrosieci	41
6 WIELOKRYTERIALNE WSPOMAGANIE DECYZJI	47
6.1 Istota wielokryterialnego wspomaganie decyzji	47
6.2 Kryteria oceny scenariuszy hybrydowego układu elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej oraz baterijnego magazynu energii pracujących na rzecz stacji ładowania autobusów elektrycznych	48
6.3 Metoda TOPSIS	52
7 DOBÓR HYBRYDOWEJ JEDNOSTKI WYTWÓRCZEJ Z WYKORZYSTANIEM METODY WIELOKRYTERIALNEGO WSPOMAGANIA DECYZJI	57
7.1 Dane wejściowe do obliczeń	58
7.2 Pierwszy profil pracy stacji ładowania „dzienny – małej mocy”	60
7.2.1 Wyniki Wielokryterialnego Wspomaganie Decyzji	60
7.2.2 Dyskusja wyników	68
7.3 Drugi profil pracy stacji ładowania „dzienny – dużej mocy”	69
7.3.1 Wyniki WWD	69
7.3.2 Dyskusja wyników	77
7.4 Trzeci profil pracy stacji ładowania „nocny”	78
7.4.1 Wyniki WWD	78

7.4.2	Dyskusja wyników	85
7.5	Analiza wrażliwości	86
8	PODSUMOWANIE.....	99
9	BIBLIOGRAFIA	102
	SPIS RYSUNKÓW.....	107
	SPIS TABEL.....	109

Spis oznaczeń

Skróty:

DM – ang. Decision Maker – decydent

DSR – ang. Demand Side Response – odpowiedź strony popytowej

EI – ang. Environmental Emissions Impact – wpływ środowiskowy

HJW – Hybrydowa Jednostka Wytwórcza

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

LCOE – ang. Levelized Cost of Electricity – uśredniony koszt energii elektrycznej

LPSP – ang. Loss of Power Supply Probability – prawdopodobieństwo utraty zasilania

MCA – ang. Multi-Criteria Analysis – analiza wielokryterialna

MCDA – ang. Multi-Criteria Decision Analysis – analiza wielokryterialna rozwiązań

OFF-GRID – układ pracujący bez przyłączenia do sieci elektroenergetycznej

ON-GRID – układ pracujący przy stałym przyłączeniu do sieci elektroenergetycznej

OSP – Operator Systemu Przesyłowego

OZE – Odnawialne Źródło Energii

SOC – ang. State of Charge – stan naładowania baterijnego magazynu energii

TGE – Towarowa Giełda Energii

TOPSIS – ang. Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution – technika preferencji z wykorzystaniem podobieństwa do idealnego rozwiązania

V2G – ang. Vehicle to Grid – pojazd oddający energię do sieci

WWD – Wielokryterialne Wspomaganie Decyzji

Zmienne:

ΔE – różnica pomiędzy generacją energii elektrycznej z OZE, a zapotrzebowaniem na energię przez autobus elektryczny

A^- – rozwiązanie anty-idealne

A^+ – rozwiązanie idealne

B_n – znamionowa pojemność magazynu energii

$CAPEX_{bat}$ – nakłady inwestycyjne na 1 kWh pojemności bateryjnego magazynu energii

$CAPEX_{EW}$ – nakłady inwestycyjne na 1 kW elektrowni wiatrowej

$CAPEX_{PV}$ – nakłady inwestycyjne na 1 kW elektrowni fotowoltaicznej

C_d – dochód ze sprzedaży 1 kWh energii oddanej do sieci

C_z – koszt 1 kWh energii pobranej z sieci

d^- – odległość wariantu decyzyjnego od rozwiązania anty-idealnego

d^+ – odległość wariantu decyzyjnego od rozwiązania idealnego

d_{EW} – wskaźnik rocznej degradacji elektrowni wiatrowej

d_{PV} – wskaźnik rocznej degradacji elektrowni fotowoltaicznej

dP_{nEW} – moc elektrowni wiatrowej w danym roku obliczeniowym r , wyznaczona z uwzględnieniem spadku wydajności

dP_{nPV} – moc elektrowni fotowoltaicznej w danym roku obliczeniowym r , wyznaczona z uwzględnieniem spadku wydajności

E_{bat} – pozostała ilość energii możliwa do pobrania z magazynu energii

E_{BUS} – energia pobrana przez stację ładowania autobusu elektrycznego

$E_{do,sieci}$ – energia oddana do sieci elektroenergetycznej

$E_{ład}$ – ilość energii oddanej do baterii podczas ładowania

$E_{ład,max}$ – maksymalna energia możliwa do ładowania bateryjnego magazynu energii

E_{mbat} – wskaźnik emisji na 1 kWh znamionowej pojemności bateryjnego magazynu energii

E_{mEW} – wskaźnik emisji na 1 kWh energii wytworzonej przez elektrownię wiatrową

E_{mPV} – wskaźnik emisji na 1 kWh energii wytworzonej przez elektrownię fotowoltaiczną

E_{ms} – wskaźnik emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej

E_r – roczna pobór energii elektrycznej

$E_{r,EW}$ – energia elektryczna wytworzona przez elektrownię wiatrową w ciągu roku

$E_{r,PV}$ – energia roczna wytworzona przez elektrownię fotowoltaiczną

E_{roz} – ilość energii pobranej z baterii podczas rozładowania

$E_{roz,max}$ – maksymalna energia możliwa do pobrania z baterijnego magazynu energii w czasie rozładowywania

$E_{z,sieci}$ – energia pobrana z sieci elektroenergetycznej

G – natężenie promieniowania słonecznego

H_{EW} – wysokość rozpatrywanej turbiny wiatrowej

H_{ref} – wysokość odniesienia dla turbiny wiatrowej

k_{bil} – przyjęty współczynnik uwzględniający koszty bilansowania handlowego energią elektryczną

k_{dys} – przyjęty współczynnik uwzględniający koszty dystrybucji energii elektrycznej

$k_{\text{€}}$ – kurs euro/PLN

m_r – średni roczny stopień obciążenia

$OPEX_{bat}$ – roczne koszty operacyjne przeliczone na 1 kWh pojemności baterijnego magazynu energii

$OPEX_{EW}$ – roczne koszty operacyjne przeliczone na 1 kW elektrowni wiatrowej

$OPEX_{PV}$ – roczne koszty operacyjne przeliczone na 1 kW elektrowni fotowoltaicznej

P_{bat} – moc ładowania/rozładowania baterii

P_{BUS} – pobór mocy przez stacje ładowania autobusu elektrycznego

P_d – moc generowana przez układ

P_{nEW} – moc farmy/elektrowni wiatrowej

P_{iEW} – odczytana z charakterystyki moc turbiny wiatrowej

P_{nEW} – moc znamionowa farmy/elektrowni wiatrowej

P_{nPV} – moc znamionowa farmy/elektrowni fotowoltaicznej

P_{PV} – moc generowana przez elektrownie fotowoltaiczną

P_{rs} – roczna moc szczytowa

$P_{r\bar{s}r}$ – moc średnia roczna

RC_i – współczynnik względnej bliskości

r_d – średnica wirnika turbiny wiatrowej

S_N – średnie napięcie

SOC_{max} – maksymalne, dopuszczalne SOC magazynu energii

SOC_{min} – minimalne, dopuszczalne SOC magazynu energii

T – temperatura zewnętrzna

T_{NOCT} – temperatura ogniwa w normalnych warunkach pracy

T_{PV} – temperatura modułu fotowoltaicznego

T_r – czas trwania jednego roku kalendarzowego

T_{STC} – temperatura modułu fotowoltaicznego w standardowych warunkach testowych

v_{EW} – prędkość wiatru na wysokości rozpatrywanej turbiny wiatrowej

v_{in} – prędkość wiatru, powyżej której następuje załączenie turbiny wiatrowej

v_n – prędkość wiatru, przy której elektrownia wiatrowa pracuje z mocą znamionową

v_{out} – prędkość wiatru, powyżej której następuje odłączenie turbiny wiatrowej

v_{ref} – zmierzona prędkość wiatru na wysokości odniesienia

Z_o – szorstkość powierzchni

α_T – temperaturowy współczynnik rezystancji

η_{bat} – sprawność ładowania/rozładowania baterii

η_{inv} – sprawność inwertera

η_{PV} – sprawność farmy/elektrowni fotowoltaicznej

η_{STC} – sprawność w standardowych warunkach testowych

STRESZCZENIE

Stacje ładowania pojazdów elektrycznych stanowią coraz bardziej istotny i powszechny element infrastruktury energetycznej. Ich szczególnym typem są układy służące do doprowadzania energii elektrycznej do baterii trakcyjnych autobusów elektrycznych. W Polsce, znaczący wpływ na rozwój i pole do badań naukowych narzuca fakt, że Ustawa o Elektromobilności i Paliwach Alternatywnych [1] nakłada na jednostki samorządu terytorialnego, procentowy udział autobusów zeroemisyjnych w całej flocie pojazdów w poszczególnych latach od 2021 do 2028.

Stacje ładowania autobusów elektrycznych ze względu na swój charakter pracy mogą stanowić istotne obciążenie dla systemu dystrybucyjnego. Może być ono związane z ładowaniem w czasie nocnej przerwy w funkcjonowaniu transportu publicznego w zajezdni, jak również ładowanie w czasie funkcjonowania danej linii autobusowej, zazwyczaj w czasie krótkiej przerwy na przystanku końcowym.

Równoległym oraz równie istotnym trendem jest rozwój i znaczący wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz magazynów energii w sieciach dystrybucyjnych. Podejście to wynika z faktu odchodzenia od jednostek wytwórczych opartych na paliwach konwencjonalnych, mające na celu ograniczenie antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych, stanowiące fundament polityki energetycznej Polski oraz Unii Europejskiej. Jest to szczególnie istotne w dużych aglomeracjach miejskich, gdzie kwestia smogu oraz jakości powietrza stanowi coraz większe wyzwanie i obszar do wdrożenia rozwiązań mających na celu ochronę środowiska.

W niniejszej pracy doktorskiej skupiono się na zestawieniu tych dwóch obszarów energetyki, badając wykorzystanie **hybrydowej jednostki wytwórczej (HJW)** w postaci elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i bateryjnego magazynu energii jako nadbudowy stacji ładowania autobusów elektrycznych. Na podstawie opracowanego modelu matematycznego, dla założonych zakresów mocy zainstalowanej w generacji OZE oraz pojemności magazynu, zamodelowano pracę różnych konfiguracji HJW na rzecz trzech, dostępnych w literaturze, charakterystycznych profili pracy stacji ładowania. W modelu uwzględniono także procesy spadku wydajności OZE oraz magazynu energii w wyniku starzenia układu. Rozpatrywane konfiguracje HJW następnie analizowano na podstawie kryteriów oceny uwzględniających aspekty niezawodnościowe, ekonomiczne oraz środowiskowe. Na podstawie wyznaczonych wartości wspomnianych kryteriów, wykonano rankingi rozwiązań oraz wskazano scenariusze Pareto-optymalne, z wykorzystaniem analizy wielokryterialnej rozwiązań.

ABSTRACT

Electric vehicle charging stations are an increasingly important and common element of the energy infrastructure. Their particular type is the systems used to supply electricity to the traction batteries of electric buses. In Poland, a significant impact on the development and research field is imposed by the fact that the Law on Electromobility and Alternative Fuels imposes a percentage of electric buses in the entire fleet of vehicles on local government units with a population of more than 50000 in each year from 2021 to 2028.

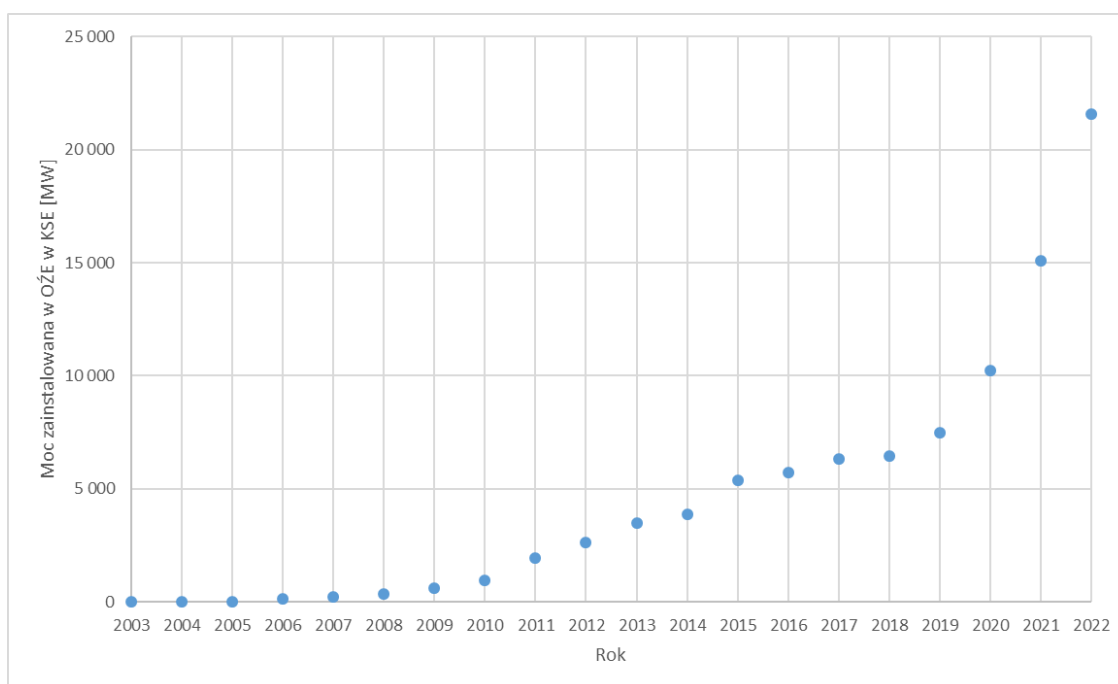
Electric bus charging stations, due to their nature of operation, can place a significant load on the distribution system. This can include charging during a night break in public transport operations at a depot, as well as charging during the operation of a particular bus line, usually during a short break at the final stop.

A parallel and equally important trend is the development and significant increase in the use of renewable sources and energy storage in distribution grids. This approach is due to the fact that there is a move away from generation units based on conventional fuels aimed at reducing anthropogenic greenhouse gas emissions, which is the fundamental foundation of the energy policy of Poland and the European Union. This is particularly important in large urban areas, where the issue of smog and air quality is a growing challenge and area for implementation of improvements.

This dissertation focuses on the combination of these two areas of energy by investigating the use of a hybrid generating unit (HGU) in the form of a photovoltaic power plant, wind power plant and energy storage as additional structures for electric bus charging stations. Based on the developed mathematical model for the assumed ranges of installed generation capacity and storage capacity, the operation of different HGU configurations was modeled in favor of three characteristic profiles of charging station operation available in the literature. The model took into account the processes of capacity decline of RES and energy storage due to aging of installations. The considered HGU configurations were then analyzed on the basis of evaluation criteria taking into account reliability, economic and environmental aspects. Based on the results of the aforementioned criteria, a ranking of the solutions was performed and a Pareto-optimal scenario was identified based on a multi-criteria analysis of the solutions.

1 WPROWADZENIE

Sektor energetyczny, zarówno w Polsce, jak i w Unii Europejskiej, podlega w ostatnich latach bardzo dynamicznym zmianom wynikającym z czynników politycznych, gospodarczych, energetycznych, jak również środowiskowych. Przekształceniu podlega struktura generacji oparta w coraz większej mierze o odnawialne źródła energii elektrycznej. Udział mocy zainstalowanej w OZE w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w Polsce w latach 2003 – 2022 został przedstawiony na Rysunku 1.1.

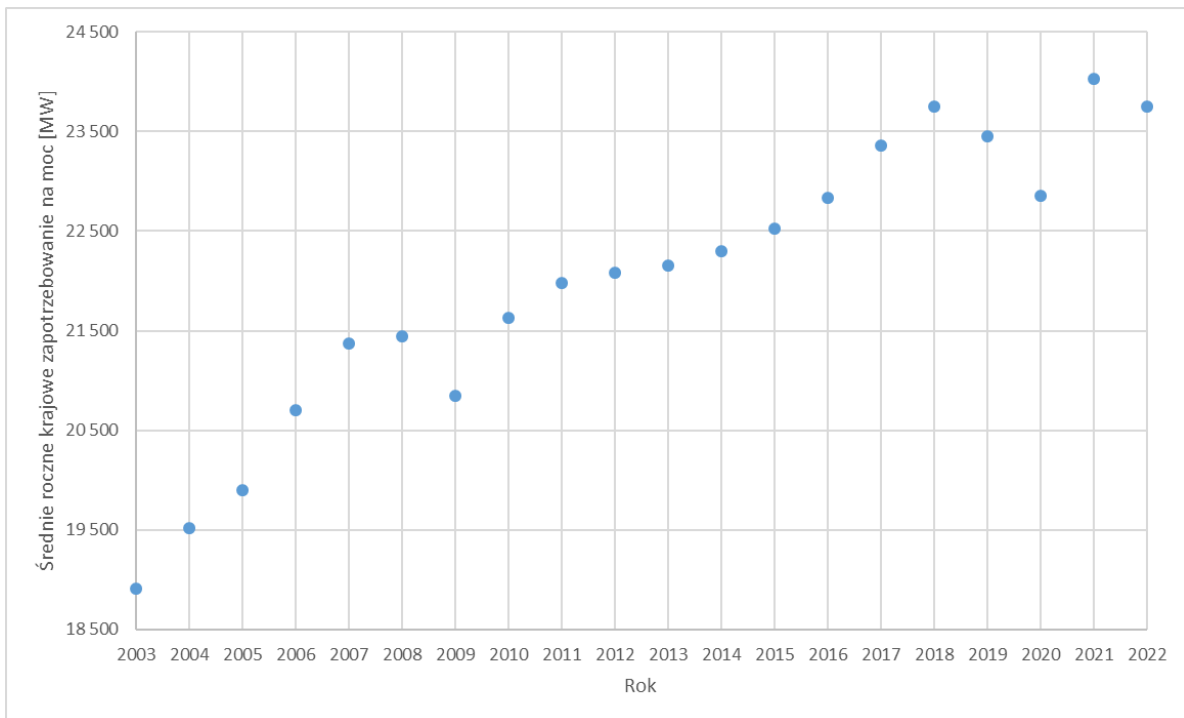


*Rys. 1.1 Moc zainstalowana w OZE w KSE w latach 2003 – 2022
(opracowanie własne na podstawie [2])*

Można zauważyć, że na przestrzeni ostatnich czterech lat, moc zainstalowana w OZE w KSE zwiększyła się trzykrotnie. Warto podkreślić, że źródła te w znacznym stopniu przyczyniają się do zmniejszenia oddziaływania sektora wytwórczego na środowisko i jego decentralizację, poprzez m.in. instalacje prosumencie, klastry energetyczne oraz elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne przyłączone bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia (SN). Warto zauważyć, że niewątpliwą oraz największą wadą jest stochastyczny charakter generacji z odnawialnych źródeł energii, uzależniony od warunków atmosferycznych, takich jak przede wszystkim prędkość wiatru oraz natężenie promieniowania słonecznego. Kolejnym wyzwaniem jest dostosowanie sieci dystrybucyjnych i przesyłowych do wspomnianych zmian strukturalnych w sektorze wytwórczym. Polski

system wytwórczy, którego dotychczasowy fundament stanowiły konwencjonalne elektrownie węglowe takie jak m.in. Bełchatów, Zespół PAK (Pątnów, Adamów, Konin), Turów, Koźmin czy Dolna Odra, charakteryzował się dużą inercją oraz stabilnością pracy. Pozwalało to na bardzo dobre warunki bilansowania systemu, rozumianego jako dostosowanie strony popytowej i podażowej na energię elektryczną. Sieci przesyłowe były projektowane tak, aby zapewnić rozływ mocy od wspomnianych dużych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych do odbiorców końcowych. Aktualnie, w sieciach zasilających odbiorców końcowych, nierzadko pojawiają się przepływy odwrotne, wzrasta ryzyko przekroczeń dopuszczalnej obciążalności prądowej oraz parametrów napięciowych niektórych elementów sieci [3]. Ponadto operator systemu przesyłowego (OSP) – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w celu bilansowania systemu korzysta z takich programów jak ograniczanie strony popytowej (ang. *Demand Side Response DSR*), jak również zdalne wyłączania OZE [2] ze względu na to, że coraz większym wyzwaniem jest bilansowanie sieci, w której coraz więcej konsumentów jest również producentami energii elektrycznej. Propozycjami odpowiedzi na niniejsze wyzwania są prace nad rozwiązaniami związanymi z budowaniem linii bezpośrednich łączących odbiorcy z generacją energii elektrycznej z pominięciem infrastruktury sieciowej, rozbudowa o magazyny energii jednostek wytwórczych opartych o OZE, jak również lokalizacja odnawialnych źródeł energii w bezpośrednim sąsiedztwie odbiorów, które w znacznym stopniu będą pobierały wytworzoną energię, a jedynie jej nadwyżka będzie wyprowadzana do sieci. Jednym z takich odbiorów mogą być stacje ładowania autobusów elektrycznych będące przedmiotem niniejszej dysertacji.

Warto zauważyć, że zwiększa się również wolumen poboru energii z sieci elektroenergetycznej. Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc w latach 2003 – 2022 zostało przedstawione na Rysunku 1.2.

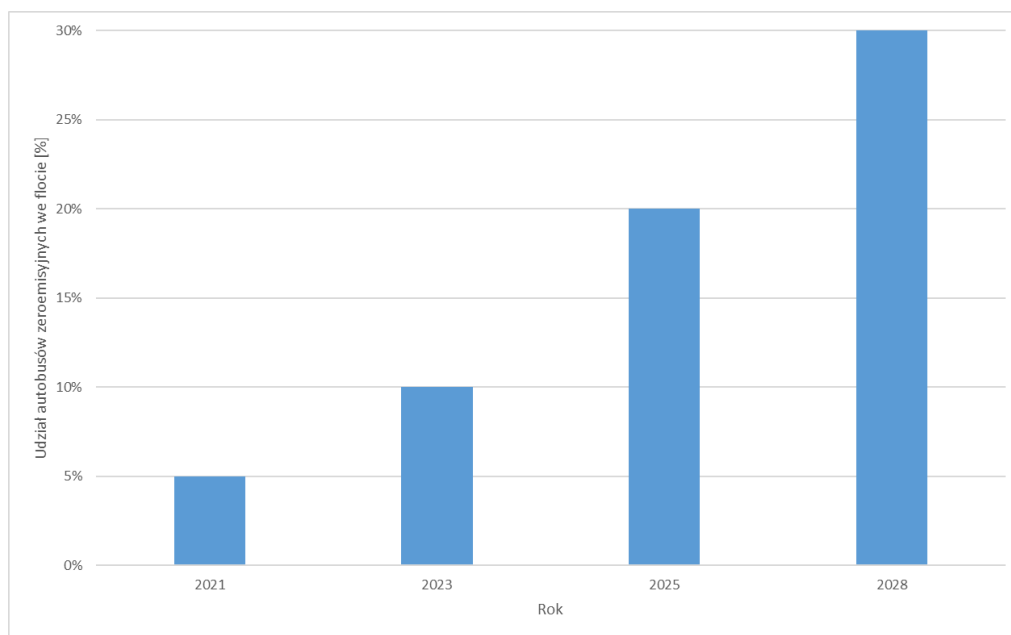


Rys. 1.2 Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc w latach 2003 – 2022 (opracowanie własne na podstawie [2])

Jednym z czynników powodujących wzrost zapotrzebowania na moc jest rozwój elektromobilności, obecnie mający dosyć niskie znaczenie, natomiast zgodnie z obecnymi prognozami w najbliższych latach mogącym coraz bardziej wywierać wpływ na charakter i ilość energii pobieranej z sieci. W 2022 roku łączna moc stacji ładowania samochodów elektrycznych wyniosła około 98 MW, co stanowi wzrost o 44% w porównaniu do roku 2021. Zgodnie z aktualnymi scenariuszami oraz trendami rozwoju, liczba stacji ładowania na rzecz pojazdów elektrycznych w 2022 roku wynosiła około 5 tysięcy, natomiast do 2030 roku wzrośnie do około 100 tysięcy [4].

Jednym ze znaczących czynników wspierających rozwój elektromobilności są regulacje dotyczące autobusów elektrycznych. Zeroemisyjny transport publiczny jest jednym z filarów poprawy jakości powietrza oraz zmniejszenia hałasu w aglomeracjach miejskich. Wiele miast europejskich takich jak m.in. Mediolan, Amsterdam, Bruksela, Oslo, Kopenhaga i Londyn, planuje wprowadzić całkowicie elektryczny tabor autobusowy [5]. Warto podkreślić, że transport w dużych aglomeracjach miejskich odpowiada za 40% emisji CO₂ pochodzącej z transportu drogowego [6]. W Polsce, zgodnie z zapisami ustawy o Elektromobilności i Paliwach Alternatywnych, obowiązuje prawo wskazujące, że „Jednostka samorządu terytorialnego, z wyłączeniem gmin i powiatów, których liczba mieszkańców nie przekracza 50 000, świadczy usługę lub zleca świadczenie usługi komunikacji miejskiej

w rozumieniu ustawy z dnia 16 grudnia 2010 r. o publicznym transporcie zbiorowym (Dz. U. z 2021 r. poz. 1371 i 2445) podmiotowi, którego udział autobusów zeroemisyjnych we flocie użytkowanych pojazdów na obszarze tej jednostki samorządu terytorialnego wynosi co najmniej 30%.” [1]. Ponadto ustawa precyzuje procentowy wzrost udziału autobusów zeroemisyjnych do 2028 roku, co przedstawiono na Rysunku 1.3.



Rys. 1.3 procentowy udział autobusów zeroemisyjnych we flocie (opracowanie własne na podstawie [1])

Na dzień 30 czerwca 2022 po polskich drogach jeździło 717 autobusów elektrycznych [7]. Na przykładzie miasta Poznań, którego tabor pojazdów liniowych wynosi 334, udział autobusów zeroemisyjnych w 2023 roku wynosił ponad 17%. Na rzecz obsługi wspomnianego taboru pracują m.in. stacje ładowania o sumarycznej mocy 1080 kW na dworcu autobusowym na Os. Sobieskiego oraz stacje ładowania o sumarycznej mocy 920 kW w zajezdni przy ul. Warszawskiej [8], [9]. Można zauważyć, że punkty ładowania autobusów elektrycznych stanowić będą znaczące obciążenie dla sieci dystrybucyjnej w miastach, a ich zasilanie z OZE z nadbudową o magazyn energii korzystnie wpłynie na zmniejszenie negatywnego oddziaływania na środowisko, również z poziomu źródła zasilania dla wspomnianych stacji ładowania.

W niniejszej pracy doktorskiej opracowano model matematyczny nadbudowy stacji ładowania autobusów elektrycznych pracującej on-grid, o hybrydową jednostkę wytwórczą (HJW) składającą się z elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz baterijnego magazynu energii. Przy założeniu zakresów mocy oraz pojemności baterii dla trzech

dostępnych w literaturze reprezentatywnych profili pracy stacji ładowania, wykonano długoterminową symulację działania układu. Lepsze odzwierciedlenie rzeczywistych warunków pracy zostało otrzymane dzięki uwzględnieniu procesów starzeniowych jednostek wchodzących w skład HJW. Na podstawie każdego z rozpatrywanych scenariuszy mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz pojemności magazynu energii dla wieloletniej pracy rozpatrywanego profilu stacji ładowania wyznaczano kryteria oceny. Pierwszym z nich jest kryterium LPSP (ang. *Loss of Power Supply Probability*) – czyli prawdopodobieństwo utraty zasilania ukazujące w jakim stopniu rozpatrywany układ jest niezależny od zasilania z sieci elektroenergetycznej. Kolejnym kryterium jest LCOE (ang. *Levelized Cost of Electricity*) – wskaźnik ekonomiczny ukazujący uśredniony koszt energii elektrycznej. Ostatnim z kryteriów jest EEI (ang. *Environmental Emissions Impact*) – wskaźnik oceniający wpływ środowiskowy na podstawie ekwiwalentu emisji CO₂. Po wyznaczeniu wartości LPSP, LCOE i EEI przeprowadzono wielokryterialną analizę porównawczą (ang. MCDA – ang. *Multi-Criteria Decision Analysis*).

Wspomniane oryginalne podejście pozwoliło na wyznaczenie rankingu analizowanych układów HJW dla każdego z rozpatrywanych profili pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych. Ponadto wskazano scenariusz Pareto-optymalny, który zajął pierwsze miejsce w rankingu rozwiązań i jest najbardziej rekomendowany na podstawie wartości wyznaczonych kryteriów i nadanych im wag.

2 TEZA, CEL I ZAKRES PRACY

Obserwowany coraz większy wzrost wykorzystania i rozwój technologii odnawialnych źródeł oraz bateryjnych magazynów energii połączony jest z wprowadzeniem zeroemisyjnego transportu publicznego. Głównym celem wspomnianych działań jest ograniczenie emisji zanieczyszczeń środowiskowych, zarówno w sektorze wytwórczym energii, jak i transporcie publicznym. W związku z powyższym zasadna wydaje się nadbudowa infrastruktury ładowania autobusów elektrycznych o OZE oraz magazyny energii co skłoniło autora niniejszej dysertacji do postawienia następującego **tezy**:

Dobór parametrów urządzeń hybrydowej jednostki wytwórczej HJW, tj. mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej i wiatrowej oraz pojemności bateryjnego magazynu energii, stanowiącej nadbudowę stacji ładowania autobusów elektrycznych pracującej on-grid, można rozpatrywać jako zadanie, które jest możliwe do rozwiązania za pomocą metod wielokryteriowego wspomaganie decyzji z uwzględnieniem aspektów energetycznych, ekonomicznych i środowiskowych.

Uzupełnieniem tak sformułowanej **tezy** może być następujące twierdzenie:

Możliwe jest dobranie wartości wag kryteriów wielowariantowej analizy porównawczej, na podstawie których wartości parametrów urządzeń hybrydowej jednostki wytwórczej HJW, tj. mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej i wiatrowej oraz pojemności bateryjnego magazynu energii, stanowiącej nadbudowę do stacji ładowania autobusów elektrycznych o określonym profilu zapotrzebowania, będzie miało uzasadnienie energetyczne, ekonomiczne i środowiskowe.

W celu zbadania tak postawionej tezy określono następujące **cele** pracy:

- opracowanie modelu matematycznego układu zasilania stacji ładowania autobusów elektrycznych, nadbudowanego o elektrownię fotowoltaiczną, elektrownię wiatrową oraz baterijny magazyn energii dla rozpatrywanych profili pracy stacji z uwzględnieniem pracy długoterminowej oraz spadku wydajności układów generacji oraz magazynowania;
- opracowanie algorytmu stanowiącego strategię zarządzania stacją;

- dla danych, charakterystycznych profili pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych i założonych zakresów mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz pojemności zainstalowanych magazynów energii wykonanie długoterminowej symulacji pracy układu wraz z wyznaczeniem kryteriów oceny niezawodnościowych, ekonomicznych i środowiskowych dla każdej rozpatrywanej konfiguracji HJW;
- na podstawie wyznaczonych wartości kryteriów oceny, dla analizowanych charakterystycznych profili pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych nadbudowanych o rozpatrywane konfiguracje HJW, wyznaczenie rankingów oraz rozwiązań Pareto-optimalnych za pomocą metody wielokryterialnego wspomagania decyzji i obiektywnej oraz subiektywnej metodyki nadawania wag kryteriów;
- wykonanie analizy wrażliwości wybranych parametrów;
- w ramach dyskusji wyników, na podstawie wyznaczonych rankingów, określenie zależności dla danych, charakterystycznych profili pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych.

W celu weryfikacji postawionej tezy oraz realizacji celu rozprawy doktorskiej sformułowano następujący **zakres** pracy, która składa się z ośmiu rozdziałów.

W **rozdziale pierwszym** przedstawiono wprowadzenie do niniejszej dysertacji, ukazując szerszy kontekst uzasadniający podjęcie tematyki związanej zarówno z OZE, magazynami energii oraz stacjami ładowania autobusów elektrycznych. Ukazano obecną sytuację sektora energetycznego w Polsce oraz jego aktualne wyzwania.

W **rozdziale drugim** przedstawiono tezę niniejszej pracy doktorskiej wraz z jej uzupełnieniem. Ponadto sformułowano oryginalne cele dysertacji oraz jej zakres.

W **rozdziale trzecim** wykonano przegląd literatury dotyczący obszaru pracy doktorskiej oraz określono lukę badawczą.

W **rozdziale czwartym** omówiono rodzaje stacji ładowania autobusów elektrycznych ze wskazaniem cech charakterystycznych, takich jak przede wszystkim lokalizacja, moc oraz czas ładowania.

Rozdział piąty stanowi początek części badawczej niniejszej pracy doktorskiej. Szczegółowo przedstawiono w nim rozpatrywane profile pracy stacji ładowania i opisano modelowanie matematyczne elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz bateryjnego magazynu energii. Ponadto przedstawiono opracowany algorytm strategii zarządzania stacją.

W **rozdziale szóstym** przedstawiono istotę wielokryterialnego wspomagania decyzji oraz wybraną metodę. Ponadto omówiono analizowane w niniejszej dysertacji kryteria oceny rozpatrywanych scenariuszy.

W **rozdziale siódmym** zebrano dane wejściowe do przeprowadzonych symulacji oraz przedstawiono graficznie wyniki kryteriów oceny poszczególnych scenariuszy mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz pojemności bateryjnego magazynu energii dla każdego z rozpatrywanych profili pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych. Ponadto wykonano analizę wrażliwości wybranych parametrów wejściowych.

W **rozdziale ósmym** przedstawiono podsumowanie niniejszej pracy doktorskiej oraz sformułowano wnioski z wykonanych analiz.

3 PRZEGLĄD LITERATURY

Niniejsza praca doktorska w swym zakresie obejmuje wiele obszarów związanych z nowoczesną energetyką, które są obecnie szeroko podejmowane w licznych publikacjach naukowych w renomowanych czasopismach – zarówno polskich, jak i międzynarodowych. Dotyczy ona zarówno tematyki związanej ze stacjami ładowania autobusów elektrycznych, rozwojem wykorzystania odnawialnych źródeł i magazynów energii oraz wymiarowaniem hybrydowych jednostek wytwórczych.

Tematyka stacji ładowania autobusów elektrycznych jest aktualna i podejmowana w literaturze naukowej na przestrzeni ostatnich lat. Ze względu na znaczący przyrost liczby autobusów elektrycznych, jak również pracujących na ich rzecz stacji ładowania, coraz częściej poruszana jest kwestia ich oddziaływania na sieć elektroenergetyczną oraz możliwość współpracy z nią. W publikacji [10] zbadano wpływ stacji ładowania autobusów elektrycznych na parametry sieci dystrybucyjnej w Warszawie. Z kolei, autorzy [11] zbadali, jak na sieć dystrybucyjną oddziałują stacje szybkiego ładowania autobusów elektrycznych w Goteborgu w Szwecji. Wskazano, że jedną z możliwości ograniczenia wpływu na parametry sieci jest zastosowanie systemów magazynowania energii. W [12] wykonano szereg szczegółowych analiz wpływu na sieć elektroenergetyczną stacji ładowania autobusów elektrycznych w dwóch demonstratorach w Niemczech oraz Holandii, badając ładowarki plug-in oraz pantografowe. W publikacji [13] przedstawiono model symulacyjny rozwinięty na rzecz wyznaczania zapotrzebowania na energię, określania wymaganej infrastruktury oraz profili pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych. Ponadto zwrócono uwagę, że ładowanie nocne jest korzystniejsze z punktu widzenia wpływu na lokalną sieć dystrybucyjną. Autorzy [14] zbadali, w ramach studium przypadku, wpływ stacji ładowania autobusów elektrycznych na sieć dystrybucyjną, zwracając szczególną uwagę na zmiany napięciowe. Ponadto w publikacji podkreślono, że instalacja generacji rozproszonej, takiej jak układy OZE, w połączeniu z bateryjnym systemem magazynowania energii, może korzystnie wpłynąć na parametry sieciowe. W publikacji [15] wskazano, że zarządzanie procesem ładowania oraz wykorzystanie elektrowni fotowoltaicznej oraz magazynu energii w zajezdni autobusów elektrycznych jest realną opcją biznesową dla danego operatora floty oraz wpływa na redukcję obciążenia szczytowego. Korzystny wpływ zastosowania magazynu energii współpracującego ze stacją ładowania autobusów elektrycznych przedstawiono również w [16].

Znacząco rośnie wykorzystanie odnawialnych źródeł oraz magazynów energii na świecie. W publikacji [17] wskazano, że w ostatnich latach obserwowany jest szczególnie postęp w produkcji odnawialnych źródeł energii po akceptowalnych cenach na poziomie komercyjnym, takich jak elektrownie fotowoltaiczne, elektrownie wiatrowe jak również elektrownie wykorzystujące biomasę. W artykule zwrócono szczególną uwagę na fakt potrzeby rozwoju hybrydowych systemów energii odnawialnej, z rozwiniętymi systemami zarządzania, w celu zbilansowania produkcji różnych OZE oraz konsumpcji, z równoległą koniecznością współpracy z systemami magazynowania energii. Autorzy [18] podkreślili, że magazyny energii instalowane na wszystkich poziomach sieci dystrybucyjnej oraz bezpośrednio u odbiorców końcowych są kluczowym elementem, koniecznym do wprowadzenia wraz z dynamiczną zmianą struktury wytwórczej systemu elektroenergetycznego. W [19] zauważono, że wykorzystanie systemów magazynowania energii jest nieuniknione w celu przewyciężenia niepożądanych skutków wpływu na parametry i bezpieczeństwo pracy sieci układów generacji energii z odnawialnych źródeł. W [20] autorzy pokreślili, że odnawialne źródła energii, takie jak elektrownie fotowoltaiczne i elektrownie wiatrowe, w swojej pracy często generują nadwyżkę energii elektrycznej względem zapotrzebowania, w zależności od warunków atmosferycznych, pory dnia oraz pory roku, co może wywołać przeciążanie systemu elektroenergetycznego. Podkreślono, że systemy magazynowania energii są najskuteczniejszym sposobem przewyciężania tych okresów nadwyżek. W publikacji [21] przedstawiono aspekty zarówno techniczne, jak i ekonomiczne związane z rekonstrukcją sieci w oparciu o HJW, biorąc pod uwagę odnawialne źródła energii oraz systemy magazynowania energii elektrycznej. W [22] podkreślono również obecne trendy w wykorzystaniu energii słonecznej na rzecz magazynowania energii cieplnej.

Wpływ odnawialnych źródeł energii na pracę sieci elektroenergetycznej jest również jednym z fundamentalnych obszarów tematycznych związanych z energetyką, które są poruszane w literaturze naukowej w ostatnich latach. W wielu publikacjach badany jest obszar wymiarowania HJW, w skład których mogą wchodzić takie układy jak elektrownia fotowoltaiczna, elektrownia wiatrowa, generator diesla, superkondensatory, bateryjne magazyny energii i inne. W [23] autorzy analizowali układ hybrydowy składający się z elektrowni fotowoltaicznej, bateryjnego magazynu energii oraz generatora Diesla pracujących na rzecz odbiorów małej skali. W publikacji uwzględniono proces starzenia układów generacji i bilansowania energii, jak również dokonano oceny poszczególnych

układów z poziomu kryteriów niezawodnościowych, ekonomicznych, jak również ekologicznych. Dobór systemu magazynowania energii niwelującego problemy bilansowe systemu elektroenergetycznego z dużym udziałem generacji OZE został w [24] przeanalizowany dla różnych parametrów jednostek hybrydowych, składających się z elektrowni fotowoltaicznej oraz elektrowni wiatrowej. Autorzy [25] zbadali układ hybrydowy składający się z elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz ogniwa paliwowego pracujących na rzecz systemu zasilania tankowca, biorąc pod uwagę aspekty ekonomiczne oraz środowiskowe. W publikacji [26] przedstawiono rezultaty symulacji pracy układu składającego się z elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz bateryjnego magazynu energii pracującego bez przyłączenia do sieci (ang. off-grid), w którym nadwyżka generacji z OZE wykorzystywana jest do zasilania grzałek elektrycznych. Układy oceniano na podstawie kryteriów niezawodnościowych oraz ekonomicznych. Na podstawie symulacji w programie Homer w [27] wykonano analizę układu pracującego bez przyłączenia do sieci, składającego się z elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz bateryjnego magazynu energii. Wagi do kryteriów oceny dobrano z wykorzystaniem metody entropii. W publikacji [28] przedstawiono rezultaty symulacji układu hybrydowego przyłączonego do sieci, składającego się z elektrowni fotowoltaicznej, superkondensatora oraz bateryjnego magazynu energii proponując i badając system zarządzania tym układem.

Szczególną uwagę poświęcono przeglądowi literatury, którego tematyka związana jest z wymiarowaniem hybrydowych jednostek wytwórczych na rzecz stacji ładowania pojazdów elektrycznych. W [29] wykonano analizę układu hybrydowego składającego się z elektrowni wiatrowej oraz elektrowni fotowoltaicznej pracującego na rzecz stacji ładowania samochodów elektrycznych przy centrum handlowym, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. W ocenie uwzględniano wskaźniki niezawodnościowe oraz ekonomiczne. W [30] z wykorzystaniem oprogramowania Homer, autorzy zbadali proces projektowania oraz optymalizacji stacji ładującej pojazdy elektryczne współpracujące z układem hybrydowym składającym się z elektrowni wiatrowej oraz elektrowni fotowoltaicznej. Autorzy [31] za pomocą algorytmu metaheurystycznego wykonali analizę układu HJW składającego się z elektrowni fotowoltaicznej oraz elektrowni wiatrowej na rzecz pracującej on-grid stacji ładowania pojazdów elektrycznych, biorąc pod uwagę wskaźniki ekonomiczne oraz niezawodnościowe dla wskazanych regionów w Indiach. W [32] wieloobiektowa optymalizacja rojem cząstek została wykorzystana do doboru mocy elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz pojemności magazynu energii

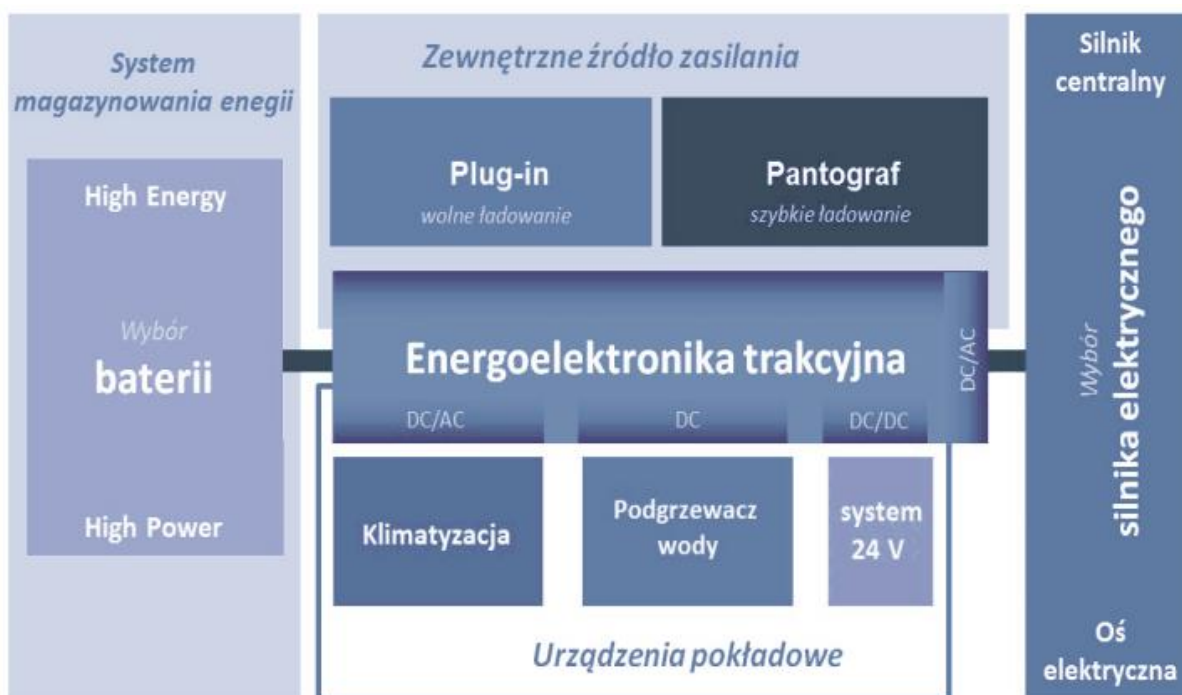
w scenariuszach pracy ze stacją ładowania pojazdów elektrycznych dla gospodarstwa domowego, uwzględniając kryteria niezawodnościowe oraz ekonomiczne. W publikacji [33] zbadano pracującą on-grid stację ładowania pojazdów elektrycznych, uwzględniając wymiarowanie mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej oraz bateryjnego magazynu energii biorąc pod uwagę aspekty ekonomicznego, ekologiczne oraz minimalizację procesu degradacji magazynu energii.

Rozwój zeroemisyjnego transportu publicznego opartego na autobusach elektrycznych wymaga konieczności budowy infrastruktury ładowania dla tych pojazdów. Często są to układy dużej mocy o charakterystycznym profilu obciążenia mające coraz bardziej istotny wpływ na parametry oraz bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej. Ponadto obserwowany jest znaczący rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii i systemów jej magazynowania. Ze względu na stochastyczny charakter generacji z OŹE zasadnym jest rozwój hybrydowych jednostek wytwórczych zapewniający odpowiednią niezawodność pracy.

Niniejsza praca doktorska stanowi uzupełnienie aktualnego stanu wiedzy, rozszerzając go o tematykę nadbudowy układu zasilania stacji ładowania autobusów elektrycznych pracującej on-grid, o znanym profilu pracy, o elektrownię fotowoltaiczną, wiatrową oraz baterijny magazyn energii stanowiących hybrydową jednostkę wytwórczą HJW. Biorąc pod uwagę założone konfiguracje mocy zainstalowanej generacji OŹE i pojemności magazynowania dokonano analizy rozpatrywanych układów HJW na podstawie energetycznych, ekonomicznych i środowiskowych kryteriów oceny. Na podstawie wartości wspomnianych kryteriów oraz nadanych im w sposób subiektywny i obiektywny wag, wyznaczono z wykorzystaniem wielokryterialnego wspomaganie decyzji rankingi oraz Pareto-optymalne konfiguracje HJW dla danych, charakterystycznych profili pracy stacji. Zagadnienie to dotychczas nie było kompleksowo podejmowane w literaturze.

4 STACJE ŁADOWANIA AUTOBUSÓW ELEKTRYCZNYCH

Zasadniczym celem działania stacji ładowania autobusów elektrycznych jest doprowadzenie energii elektrycznej do baterii trakcyjnych pojazdu, które są następnie rozładowywane w czasie jazdy. Umieszczenie stacji ładowania w obrazowym zestawieniu układów funkcjonalnych autobusu elektrycznego przedstawiono na Rysunku 4.1



Rys. 4.1 Podstawowe układy funkcjonalne bateryjnego autobusu elektrycznego [34]

Można zauważyć, że stacja ładowania, stanowi zewnętrzne źródło zasilania dla autobusów elektrycznych. Energia doprowadzona do pojazdu jest następnie magazynowana w baterii, a w czasie eksploatacji pobierana przez urządzenia pokładowe oraz jednostkę napędową.

Zasadniczo stacje ładowania można podzielić na [35]:

- stacje ładowania plug-in – ładowanie wolne,
- stacja ładowania pantografowa – ładowanie szybkie,
- stacje ładowania indukcyjne – ładowanie zarówno szybkie, jak i wolne.

Ładowarki plug-in oraz pantografowe stanowią zdecydowaną większość wśród praktycznych zastosowań funkcjonalnych biorąc pod uwagę wykorzystanie na rzecz doprowadzania energii do autobusów elektrycznych na całym świecie. W tym rozdziale dokonano szczegółowej charakterystyki poszczególnych metod. Opis układów rozszerzono o ładowanie indukcyjne, z którym obecnie wiązane są duże nadzieje [36] i prowadzone są prace nad możliwym zastosowaniem.

4.1 Stacja ładowania plug-in

Jednym z podstawowych i najczęściej wykorzystywanych sposobów doprowadzania energii elektrycznej do autobusów elektrycznych są stacje ładowania typu plug-in. Sposób ładowania z wykorzystaniem tej metody określany jest często jako ładowanie wolne, ze względu na najdłuższy czas tego procesu spośród wszystkich metod ładowania. W Tabeli 4.1 zestawiono najważniejsze parametry stacji ładowania plug-in.

Tabela 4.1 Najważniejsze parametry ładowarek plug-in [37]

Parametr	Ładowanie plug-in
Moc ładowania pojedynczej stacji	od 30 do 150 kW
Czas ładowania	2 - 6 godzin
Stabilność sieci	wysoka
Lokalizacja	zajezdnia

Ładowanie typu plug-in odbywa się w zajezdni, w czasie długiej przerwy w eksploatacji autobusu elektrycznego, zazwyczaj w nocy. Ładowarki te cechują się wysoką sprawnością oraz możliwością pracy na różnych poziomach mocy. Rozpatrywane są również w kontekście możliwości oddawania energii z autobusu do sieci (ang. V2G – *Vehicle to Grid*) [37]. Ładowanie plug-in ze względu na stosunkowo niską moc ładowania rozłożoną w czasie nie wpływa znacząco na stabilność pracy sieci. Instalacje te mogą być zasilane z sieci niskiego napięcia [35]. Ze względu na konieczność podłączenia przewodu bezpośrednio do pojazdu wykorzystanie tej metody jest wykluczone na przystankach [36]. Ponadto istotną wadą tej metody jest konieczność montażu w autobusie elektrycznym baterii trakcyjnych

o wysokiej pojemności energetycznej. Wynika to z faktu, że baterie te pokrywają zapotrzebowanie na energię pojazdu w czasie jego całodniowej eksploatacji [37]. Zdjęcie ładowarki typu plug-in przedstawiono na Rysunku 4.2.



Rys. 4.2 Ładowarka typu plug-in w zajezdni autobusowej w Krakowie [38]

4.2 Stacja ładowania pantografowa

Drugim z najczęściej wykorzystywanych sposobów doprowadzania energii elektrycznej do autobusów elektrycznych są pantografowe stacje ładowania. Sposób ładowania z wykorzystaniem tej metody określany jest często jako ładowanie szybkie, ze względu na najkrótszy czas tego procesu spośród wszystkich wyróżnianych. W Tabeli 4.2 przedstawiono najważniejsze parametry stacji ładowania z wykorzystaniem pantografu.

Tabela 4.2 Najważniejsze parametry ładowarek pantografowych [37]

Parametr	Ładowanie pantografowe
Moc ładowania pojedynczej stacji	od 100 do 600 kW
Czas ładowania	5 - 10 minut
Stabilność sieci	niska
Lokalizacja	przystanki autobusowe

Ładowarki typu pantografowego pozwalają na przeprowadzenie najszybszego procesu ładowania baterii trakcyjnych autobusu elektrycznego, zazwyczaj w czasie przerwy na przystanku końcowym [36]. Warto zwrócić uwagę na fakt, że ładowanie baterii na przystankach umożliwia zastosowanie baterii o niższej pojemności energetycznej ze względu na to, że doprowadzona do nich energia musi wystarczyć jedynie na część pokrywanej przez pojazd trasy w ciągu dnia. Wpływa to na obniżenie kosztu pojazdu, jak również jego masy całkowitej. Do najbardziej istotnych wad tej metody można zaliczyć wysoki wpływ na parametry sieci dystrybucyjnej w czasie krótkotrwałego procesu ładowania z dużą mocą. Ponadto zastosowanie ładowania pantografowego wymaga znacznej ingerencji w infrastrukturę sieciową oraz budowę układów dużej mocy w bezpośrednim otoczeniu przystanków autobusowych, co znacząco wpływa na koszt inwestycji [37]. Zdjęcie ładowarki typu pantografowego przedstawiono na Rysunku 4.3 oraz Rysunku 4.4.



Rys. 4.3 Ładowarka typu pantografowego na przystanku autobusowym w Warszawie [38]



Rys. 4.4 Ładowarka typu pantografowego na dworcu autobusowym na Os. Sobieskiego w Poznaniu (fot. autor)

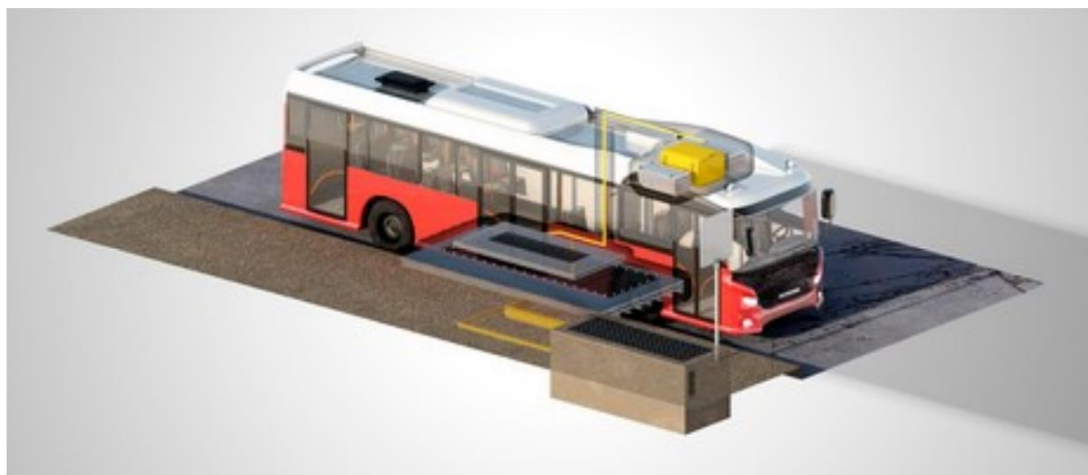
4.3 Stacja ładowania indukcyjnego

Trzecią metodą doprowadzania energii elektrycznej do autobusów elektrycznych są stacje ładowania indukcyjnego. Wykorzystanie tej metody jest znikome ze względu na bardzo wysokie koszty budowy infrastruktury ładowania [37]. W Tabeli 4.3 zestawiono najważniejsze parametry stacji ładowania z wykorzystaniem pantografu.

Tabela 4.3 Najważniejsze parametry ładowarek indukcyjnych [36], [37]

Parametr	Ładowanie indukcyjne
Moc ładowania pojedynczej stacji	60 do 100 kW
Czas ładowania	od kilku minut do kilku godzin
Lokalizacja	przystanki autobusowe / zajezdnia

Ładowarki typu indukcyjnego pozwalają na ładowanie bezprzewodowe na przystankach lub w czasie jazdy autobusu. Istotną zaletą jest brak konieczności bezpośredniego galwanicznego połączenia pomiędzy stacją ładującą, a pojazdem [36]. Jednakże ze względu na bardzo wysokie koszty inwestycyjne, jak również niski zakres potencjalnych mocy ładowania, metoda ta obarczona jest bardzo dużymi wadami, co przekłada się na brak jej wykorzystywania w praktyce [37]. Schemat ładowarki typu indukcyjnego przedstawiono na Rysunku 4.5.



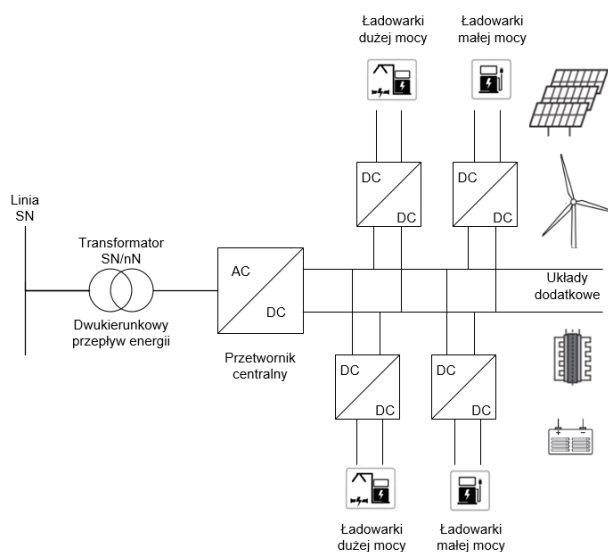
Rys. 4.5 Schemat ładowarki typu indukcyjnego [38]

5 MODEL MATEMATYCZNY HYBRYDOWEJ JEDNOSTKI WYTWÓRCZEJ PRACUJĄCEJ NA RZECZ STACJI ŁADOWANIA AUTOBUSÓW ELEKTRYCZNYCH

W tym rozdziale przedstawiono sposób modelowania matematycznego stacji ładowania autobusów elektrycznych on-grid z nadbudową o elektrownię fotowoltaiczną, wiatrową oraz magazyn energii. Aby zrealizować ten cel zebrano charakterystyczne obciążenia układu w postaci profili poboru energii ze stacji ładowania. Następnie przedstawiono profile nasłonecznienia oraz wietrzności dla symulacji pracy odnawialnych źródeł energii w celu wyznaczenia ich zdolności wytwórczych oraz charakterystyki pracy. Rozdział został zakończony przedstawieniem algorytmu zarządzania stacją ładowania, dotyczącego w szczególności procesu ładowania i rozładowania bateryjnego magazynu energii. W ten sposób, z wykorzystaniem równań matematycznych, przedstawiono współpracę hybrydowego systemu wytwórczego on-grid, pracującego na rzecz stacji ładowania autobusów elektrycznych, podlegającego dalszej analizie.

5.1 Schemat stacji ładowania

Schemat ideowy stacji ładowania autobusów elektrycznych, nadbudowanej o elektrownię fotowoltaiczną, wiatrową oraz bateryjny magazyn energii został przedstawiony na Rysunku 5.1.



Rys. 5.1 Schemat ideowy stacji [39]

Pracująca on-grid stacja ładowania może zarówno oddawać, jak i pobierać energię z sieci elektroenergetycznej. Głównym elementem funkcjonalnym, spełniającym zasadniczy cel stacji są ładowarki autobusów dużej i małej mocy. Nadbudowę stacji stanowią układy dodatkowe, które zasadniczo można podzielić na:

- źródła energii, do których można zaliczyć m.in. elektrownie fotowoltaiczne, wiatrowe, agregaty prądotwórcze, ogniwa paliwowe;
- magazyny energii, do których można zaliczyć m.in. baterie elektrochemiczne, superkondensatory, magazyny wodoru.

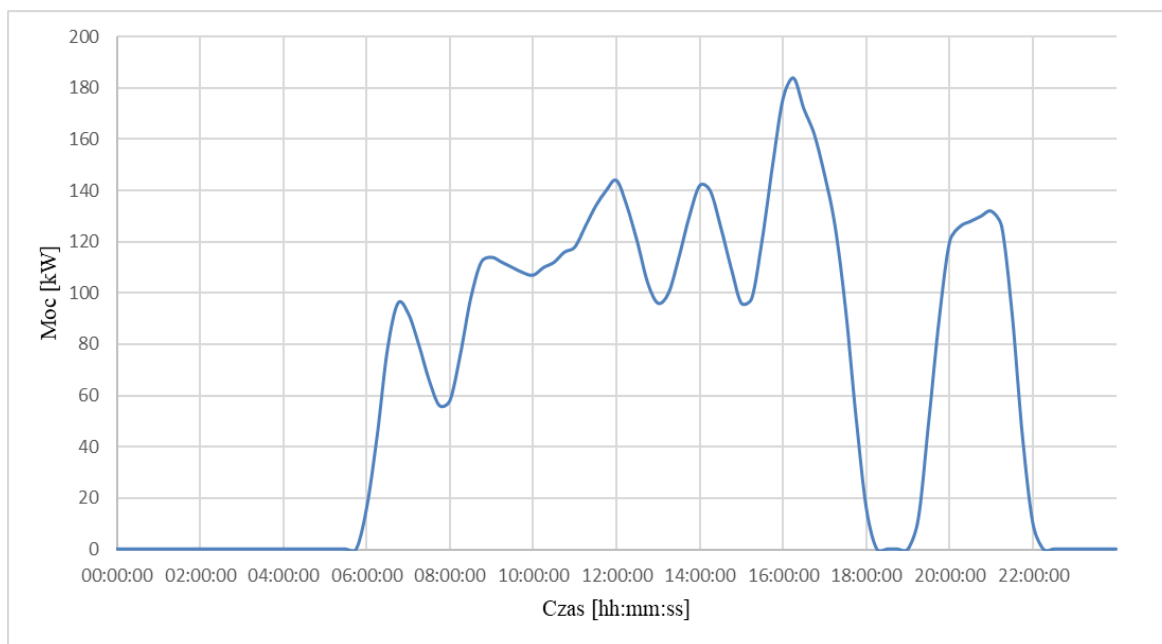
W niniejszej pracy jako układy dodatkowe stacji przyjęto źródła w postaci elektrowni fotowoltaicznej i wiatrowej bilansowane przez baterie elektrochemiczne. W zasadniczym zarządzaniu takim układem, generacja z odnawialnych źródeł energii w pierwszej kolejności pokrywa zapotrzebowanie na energię elektryczną podłączonych do ładowarek autobusów elektrycznych. Nadwyżka energii elektrycznej kierowana jest do bateryjnego magazynu energii, a w przypadku jego pełnego naładowania oddawana jest do sieci elektroenergetycznej. Gdy generacja z OZE jest niższa od aktualnego zapotrzebowania na energię elektryczną, niedobór pobierany jest z magazynu energii, a w sytuacji jego pełnego rozładowania, kompensowany z sieci. Schemat blokowy opisujący dokładną logikę działania stacji został przedstawiony w rozdziale 5.4.

5.2 Profile pracy stacji ładowania

Profile pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych są zróżnicowane pod względem czasu oraz mocy ładowania, co szczegółowo zostało opisane w rozdziale 4. Na rzecz doboru mocy odnawialnych źródeł oraz pojemności baterii w tego typu układach oraz dalszego przeprowadzenia analizy wielokryterialnej rozwiązań wykonano opracowanie własne reprezentatywnych trzech dziennych charakterystyk poboru mocy na podstawie danych literaturowych [10], [40].

Pierwszy przyjęty profil ładowania został określony jako „dzienny – małej mocy”. Przedstawia rzeczywisty pobór mocy ze stacji pantografowej znajdującej się w Warszawie przy ulicy Spartańskiej. Ładowarka wyprodukowana przez firmę EkoEnergetyka obsługuje

jedną linię autobusową oznaczoną numerem 222, na której kursują autobusy wyposażone w baterie trakcyjne o łącznej pojemności 200 kWh. Maksymalna moc stacji wynosi 200 kW. Trasa linii to 10 km, a średni pobór energii w czasie kursu mieści się na poziomie 1,5 kWh/km. Warto podkreślić, że częstotliwość kursowania autobusów w godzinach szczytu wynosi 15 min, a poza jego godzinami 20 min [10], [41]. Charakterystyka mocy pobieranej ze stacji ładowania przez autobus elektryczny w ciągu dnia została przedstawiona na Rysunku 5.2.

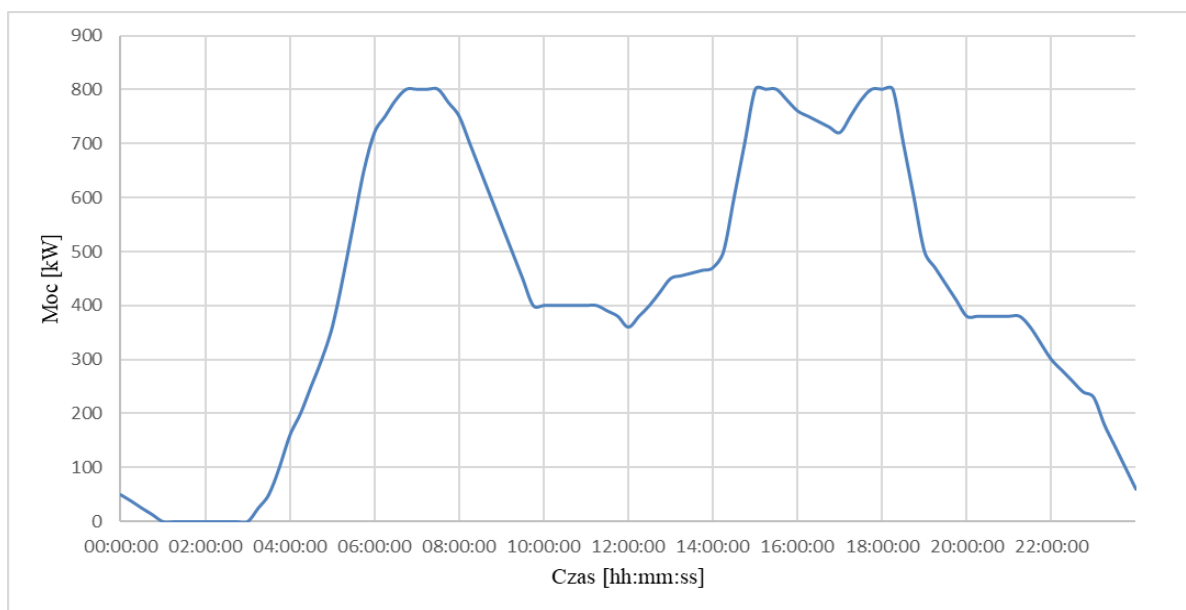


Rys. 5.2 Profil ładowania dzienny - małej mocy, opracowanie własne na podstawie [10]

Stacja o profilu ładowania „dziennym – małej mocy” rozpoczyna pracę o godzinie 6:00. Następnie od godziny 9:00 do 16:00 jest stale obciążona – średnio na poziomie od 120 kW do 140 kW. O godzinie 16:00 następuje szczyt poboru mocy, który wynosi ponad 180 kW. Później można zauważyć krótką przerwę w poborze energii ze stacji, a następnie kolejne przyłączenie autobusów od godziny 19:00 do 22:00. Stacja ładowania pozostaje bez obciążenia od godziny 22:00 do 6:00.

Drugi profil ładowania został określony jako „dzienny – dużej mocy” i reprezentuje model poboru energii elektrycznej z projektowanej stacji Wilanów w Warszawie. Ładowarka ta obsługuje trzy linie autobusowe 116, 180 i E-2, ładując pojazdy wyposażone w baterie trakcyjne o pojemności 240 kWh, przy średnim zużyciu energii elektrycznej na poziomie 1,8 kWh/km. W tym przypadku, maksymalna moc pobierana ze stacji pantografowej mieści się na poziomie 800 kW, co stanowi czterokrotność maksymalnej mocy profilu pierwszego.

Warto podkreślić, że zasadność doboru odnawialnych źródeł oraz magazynu energii wzmocnia również fakt maksymalnego użytkowania stacji w godzinach szczytu. Obciążenie to ma duży wpływ na miejską sieć elektroenergetyczną średniego napięcia w ciągu dnia. Wynika to bezpośrednio z rozkładu jazdy linii E-2, która kursuje co 10 min wyłącznie w godzinach szczytu, natomiast linie 116 i 180 obsługiwane są przez cały dzień z częstotliwością co 10-12 min [10]. Charakterystyka mocy pobieranej ze stacji ładowania przez autobus elektryczny w ciągu dnia została przedstawiona na Rysunku 5.3.

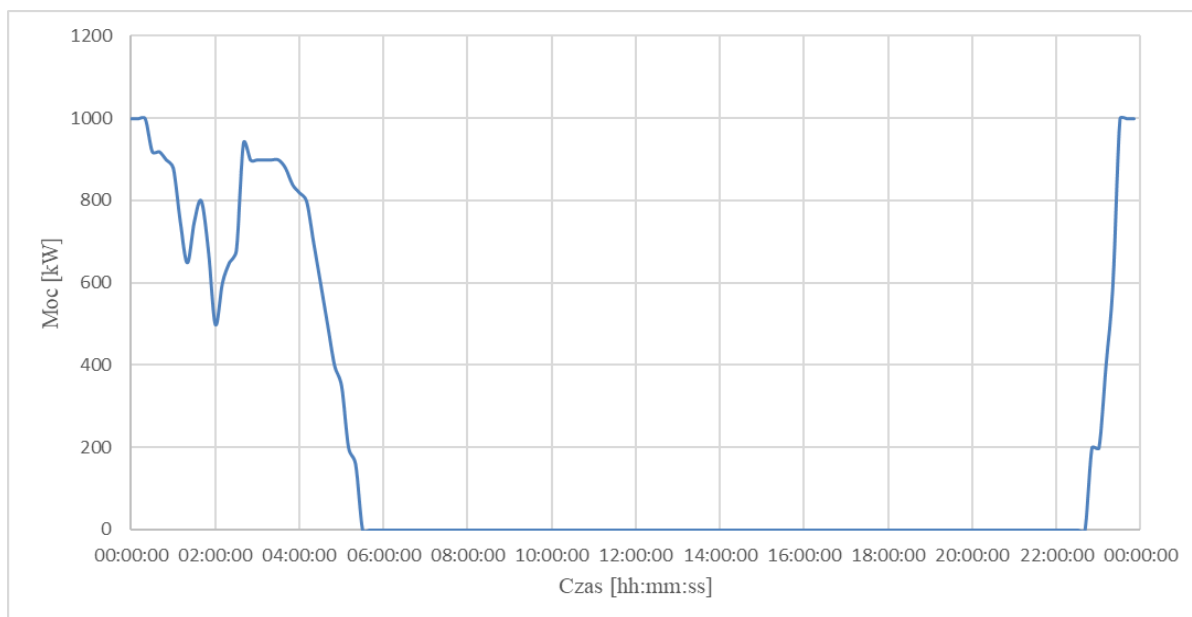


Rys. 5.3 Profil ładowania dzienny – dużej mocy, opracowanie własne na podstawie [10]

Stacja o profilu ładowania „dziennym – dużej mocy” rozpoczyna pracę o godzinie 3:00. Od godziny 3:00 do 6:00 następuje regularny wzrost poboru mocy ze stacji od poziomu 0 kW do około 750 kW. Największych pobór mocy obserwowany jest w godzinach szczytu od około 6:00 do 8:00 oraz od około 15:00 do 18:00. W godzinach od około 8:00 do 15:00 oraz od około 18:00 do 21:00 moc utrzymuje się średnio na poziomie połowy maksymalnego obciążenia stacji. Od godziny 21:00 do 1:00 następuje regularny spadek poboru mocy ze stacji od poziomu 380 kW do 0 kW. Stacja ładowania pozostaje bez obciążenia od godziny 1:00 do 3:00.

Trzeci profil ładowania został określony jako „nocny”. Reprezentuje pobór energii elektrycznej przez ładowarki plug-in w zajezdni autobusowej na przykładzie symulacji przewoźnika Bus Rapid Transport w Bogocie. Stacja ta obsługuje dziesięć ładowarek, których moc znamionowa wynosi łącznie 1000 kW. Profil ten zasadniczo różni się od pozostałych,

ponieważ pobór energii odbywa się w okresie nocnym pomiędzy godziną 22:00, a 5:00 rano, co przedstawiono na Rysunku 5.4 [40].



Rys. 5.4 Profil ładowania nocny - dużej mocy, opracowanie własne na podstawie [40]

Stacja o profilu ładowania „nocnym” rozpoczyna pracę o godzinie 23:00. Od godziny 23:00 do 23:30 następuje skokowy wzrost poboru mocy od poziomu 0 kW do 1000 kW, po czym moc utrzymuje się na poziomie szczytowym do godziny 0:30. W godzinach od około 0:30 do 4:00 można obserwować nieregularny pobór mocy w granicach od 500 kW do 900 kW. Od godziny 4:00 do 5:30 następuje spadek poboru mocy ze stacji od poziomu 800 kW do 0 kW. Stacja ładowania pozostaje bez obciążenia od godziny 5:30 do 23:00.

W celu dokładnego scharakteryzowania poszczególnych profili energetycznych posłużono się wybranymi wskaźnikami energetycznymi. Wskaźniki te zostały wyliczone jako wartości roczne [42], [43], [44]:

- roczny pobór energii elektrycznej:

$$E_r = \int_0^{T_r} P_d(t) dt \quad (5.1)$$

gdzie: E_r – roczny pobór energii elektrycznej, T_r – czas trwania roku – 8760 [h], P_d – moc pobierana przez układ w czasie t

- moc średnia roczna:

$$P_{r\acute{s}r} = \frac{E_r}{T_r} = \frac{1}{T_r} \int_0^{T_r} P_d(t) dt \quad (5.2)$$

gdzie: $P_{r\acute{s}r}$ – moc średnia roczna

- średni roczny stopień obciążenia:

$$m_r = \frac{P_{r\acute{s}r}}{P_{rs}} = \frac{E_r}{P_{rs} T_r} \quad (5.3)$$

gdzie: m_r – średni roczny stopień obciążenia, P_{rs} – roczna moc szczytowa.

Wyniki obliczeń wartości wskaźników energetycznych dla poszczególnych profili przedstawiono w tabeli 5.1.

Tabela 5.1 Wskaźniki energetyczne rozpatrywanych profili ładowania

Wskaźnik	Profil dzienny – małej mocy	Profil dzienny – dużej mocy	Profil nocny
E_r [MWh]	583	3788	1683
$P_{r\acute{s}r}$ [kW]	67	432	192
P_{rs} [kW]	184	800	1000
m_r [-]	0,36	0,54	0,19

Na podstawie wyników obliczeń można zauważyć, że profil nocny cechuje najwyższa moc szczytowa, natomiast roczny pobór energii oraz średnia moc jest ponad dwukrotnie niższa, niż w przypadku profilu dziennego – dużej mocy. Najniższe wartości wspomnianych parametrów zostały wyznaczone dla profilu dziennego – małej mocy. Wielkość ostatniego wskaźnika, średniego rocznego stopnia obciążenia, jest tym wyższa, im wartość mocy szczytowej jest bardziej zbliżona do wartości mocy średniej w ciągu roku. Najwyższą wartość otrzymano dla profilu dziennego – dużej mocy, a najniższą dla profilu nocnego.

5.3 Model matematyczny generacji z odnawialnych źródeł oraz praca magazynu energii

Hybrydowa jednostka wytwórcza stanowi integralny system kombinowany, w skład którego wchodzi co najmniej dwa źródła generujące energię elektryczną [45]. Układy tego typu stają się coraz bardziej popularne dla odnawialnych źródeł energii ze względu na ich stochastyczny charakter generacji, zmienny w różnych okresach doby, miesiąca i roku. W niniejszym rozdziale przedstawiono model matematyczny pozwalający na wyznaczenie generacji z elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej, dodatkowo nadbudowanych o baterijny magazyn energii elektrycznej. Modelowany układ pracuje w trybie on-grid, co umożliwia sprzedaż nadwyżek generacji bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej. Ponadto sieć umożliwia kompensację niedoborów energii przy niewystarczającej generacji z obydwu rozpatrywanych odnawialnych źródeł energii oraz przy pełnym rozładowaniu baterijnego magazynu energii.

5.3.1 Model elektrowni fotowoltaicznej

W celu opracowania modelu generacji elektrowni fotowoltaicznej potrzebna jest znajomość profilu natężenia promieniowania słonecznego oraz parametrów modułu fotowoltaicznego. Dokładniejsze odwzorowanie wytwarzania energii elektrycznej ze źródła otrzymywane jest poprzez uwzględnienie wartości temperatury modułu PV, wyznaczonej na podstawie aktualnej temperatury otoczenia oraz temperaturowego współczynnika rezystancji. Moc generowana przez elektrownię fotowoltaiczną wyznaczana jest na podstawie następującej zależności [27]:

$$P_{PV}(t) = P_{n_{PV}} \eta_{PV} G(t) [1 + \alpha_T (T_{PV}(t) - T_{STC})] \quad (5.4)$$

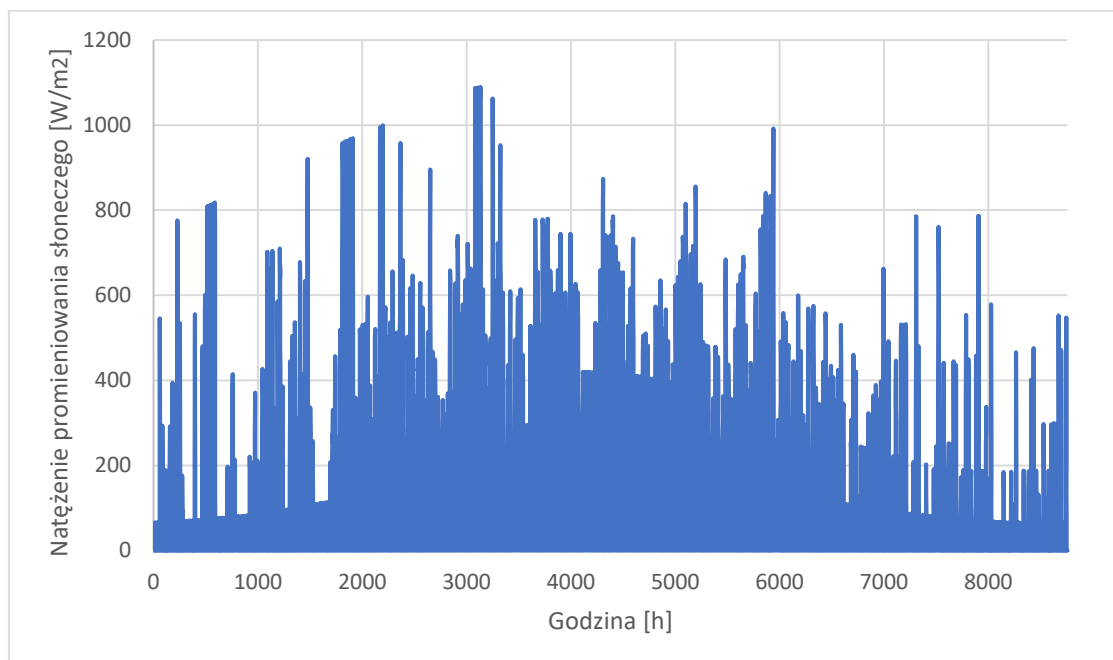
gdzie: P_{PV} – moc generowana przez elektrownię fotowoltaiczną w iteracji t , $P_{n_{PV}}$ – moc znamionowa elektrowni fotowoltaicznej, η_{PV} – sprawność elektrowni fotowoltaicznej, G – natężenie promieniowania słonecznego w czasie t , α_T – temperaturowy współczynnik rezystancji, T_{PV} – temperatura modułu fotowoltaicznego w iteracji t , T_{STC} – temperatura modułu fotowoltaicznego w standardowych warunkach testowych.

Wymieniona w równaniu 5.4 temperatura modułu fotowoltaicznego obliczana jest na podstawie następującej zależności [27]:

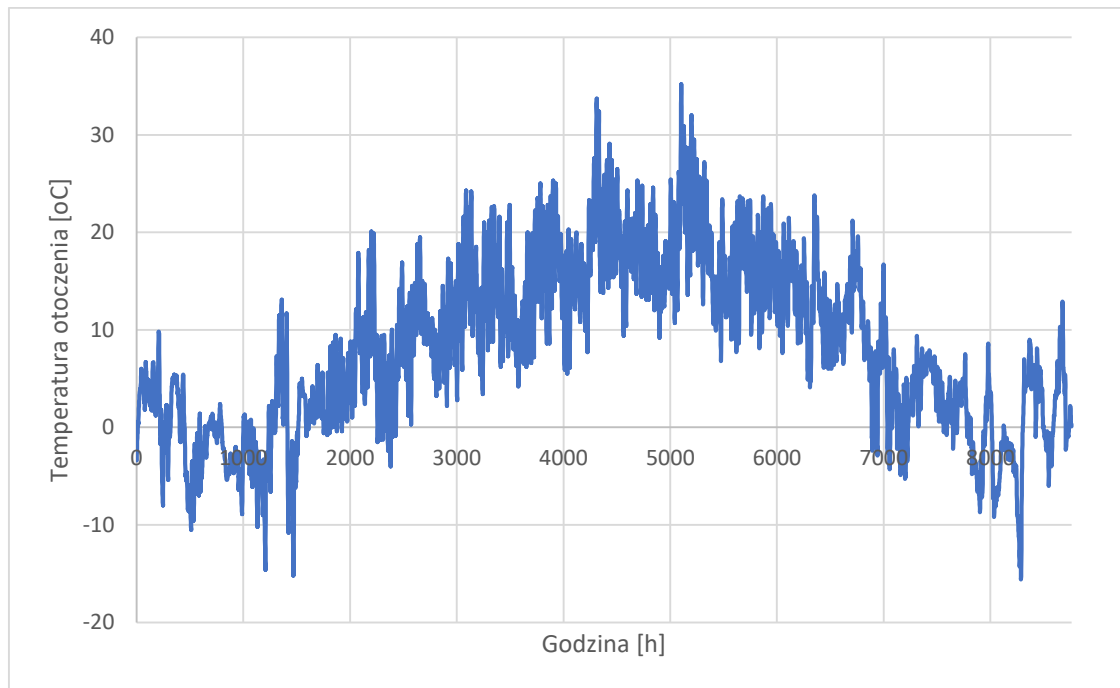
$$T_{PV}(t) = \frac{T(t) + (T_{NOCT} - 20) \left(\frac{G(t)}{0.8} \right) \left(1 - \frac{\eta_{STC}(1 - 25\alpha_T)}{0.9} \right)}{1 + (T_{NOCT} - 20) \left(\frac{G(t)}{0.8} \right) \left(\frac{\eta_{STC}\alpha_T}{0.9} \right)} \quad (5.5)$$

gdzie: T – temperatura zewnętrzna w iteracji t , T_{NOCT} – temperatura ogniwa w normalnych warunkach pracy, η_{STC} – sprawność w standardowych warunkach testowych.

Wykorzystane w równaniach 5.4 oraz 5.5 wartości natężenia promieniowania słonecznego oraz temperatury zewnętrznej zostały zebrane na podstawie danych zawartych na stronie internetowej Ministerstwa Inwestycji i Rozwoju w Serwisie Rzeczypospolitej Polskiej dotyczącej danych do obliczeń energetycznych budynków [46]. Zamieszczone dane określone są jako typowe lata meteorologiczne wyznaczone według normy EN ISO 15927-4 *Hygrothermal performance of buildings - Calculation and presentation of climatic data - Part 4 Data for assessing the annual energy for cooling and heating systems* [47]. Opracowane dane dotyczą wybranej stacji pogodowej i stanowią roczny ciąg wyznaczony jako średnia z minimum 10 lat obserwacji meteorologicznych. Na Rysunku 5.5 oraz Rysunku 5.6 przedstawiono roczne profile natężenie promieniowania słonecznego oraz temperatury zewnętrznej.



Rys. 5.5 Natężenie promieniowania słonecznego, opracowanie własne na podstawie [46]



Rys. 5.6 Temperatura otoczenia, opracowanie własne na podstawie [46]

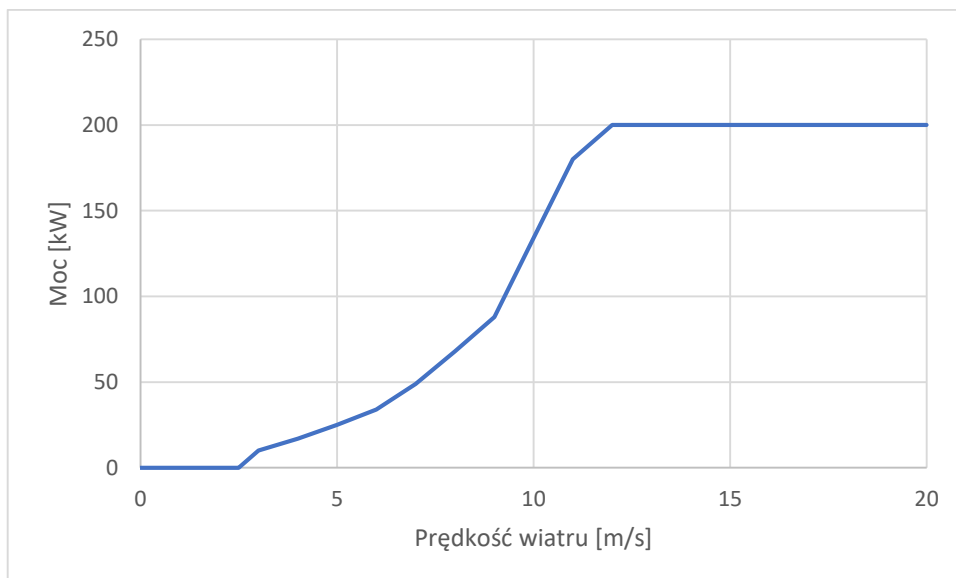
Energia elektryczna wytworzona w ciągu roku przez rozpatrywaną instalację elektrowni fotowoltaicznej wyznaczana jest na podstawie zależności:

$$E_{r,PV} = \int_0^{T_r} P_{PV}(t)dt \quad (5.6)$$

gdzie: $E_{r,PV}$ – roczna generacja energii elektrycznej przez elektrownię fotowoltaiczną,
 T_r – czas trwania roku – 8760 [h].

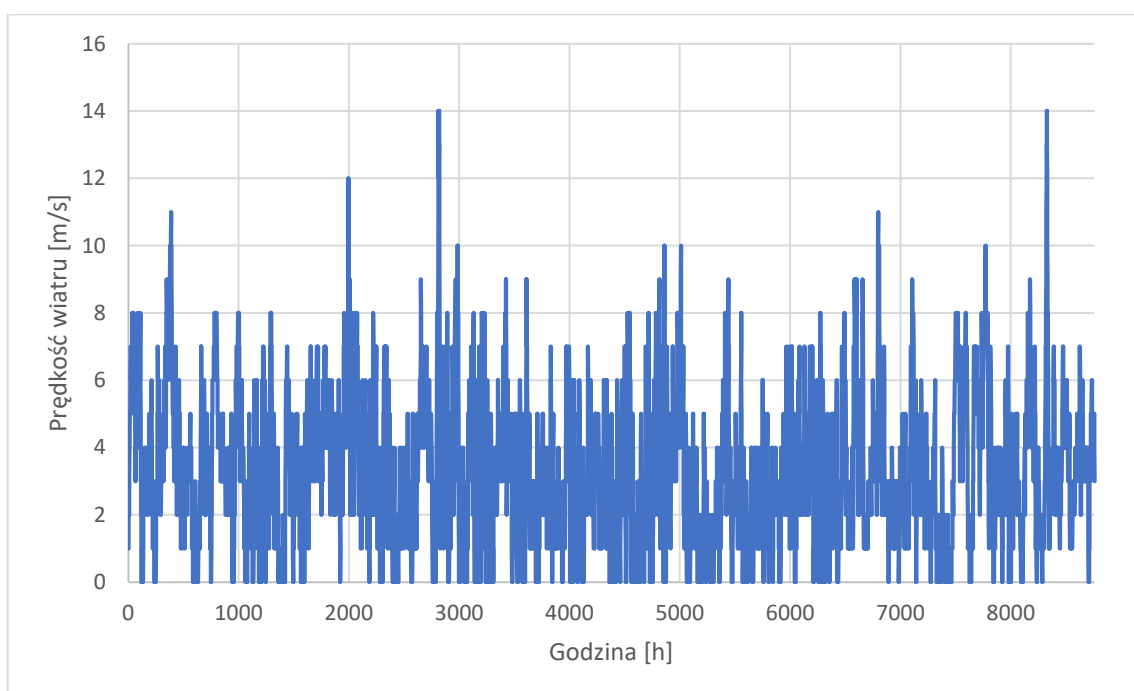
5.3.2 Model elektrowni wiatrowej

W celu opracowania modelu matematycznego rocznej generacji z elektrowni wiatrowej posłużono się bazą charakterystyk producentów, których wykorzystanie pozwala na wyznaczenie wartości mocy wytwarzanej przez turbinę o danej mocy znamionowej P_{nEW} w funkcji prędkości wiatru $P(v_{EW})$. Charakterystyka turbiny Hummer H25.0–200 kW, której dane wykorzystano w niniejszej dysertacji została przedstawiona na Rysunku 5.7.



Rys. 5.7 Turbina Hummer H25.0-200 kW, opracowanie własne na podstawie [48]

Ponadto wykorzystano roczny rozkład prędkości wiatru na podstawie typowego roku meteorologicznego [46], którego roczną charakterystykę przedstawiono na Rysunku 5.8.



Rys. 5.8 Prędkość wiatru, opracowanie własne na podstawie [46]

Prędkość wiatru na wysokości odniesienia należy przeliczyć na wartość tego parametru na wysokości instalacji turbiny wiatrowej. W tym celu posłużono się następującą zależnością [48], [49]:

$$v_{EW}(t) = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{H_{EW}}{Z_o}\right)}{\ln\left(\frac{H_{ref}}{Z_o}\right)} \quad (5.7)$$

gdzie: v_{EW} – prędkość wiatru na wysokości rozpatrywanej turbiny wiatrowej w iteracji t , v_{ref} – zmierzona prędkość wiatru na wysokości odniesienia, H_{EW} – wysokość rozpatrywanej turbiny wiatrowej, H_{ref} – wysokość odniesienia, Z_o – szorstkość powierzchni

Wysokość rozpatrywanej turbiny wiatrowej często nie jest podawana przez producentów, gdyż może być dostosowana dla danego obszaru lub danej topografii terenu. W tym celu, na rzecz określenia przybliżonej wartości wysokości turbiny wiatrowej można posłużyć się następującą zależnością [50]:

$$H_{EW} = 0,789 \cdot r_d + 14,9 \quad (5.8)$$

gdzie: r_d – średnica wirnika turbiny wiatrowej

Moc generowana przez elektrownię wiatrową określana jest na podstawie charakterystyki turbiny wiatrowej w funkcji prędkości wiatru. Wyznaczenie to można przedstawić zgodnie z następującymi zależnościami [26]:

$$P_{EW}(t) = \begin{cases} P_{v1} + \frac{P_{v2} - P_{v1}}{v_2 - v_1} (v_w(t) - v_1) & \text{dla } v_{in} \leq v_{EW}(t) < v_n \\ P_{nEW} & \text{dla } v_n \leq v_{EW}(t) < v_{out} \\ 0 & \text{dla inne } v_{EW}(t) \end{cases} \quad (5.9)$$

gdzie: P_{EW} – moc generowana przez elektrownię wiatrową w iteracji t , v_1, v_2 – prędkości wiatru z charakterystyki mocy turbiny wiatrowej, pomiędzy którymi leży prędkość wiatru zmierzona ($v_w \in \langle v_1; v_2 \rangle$), P_{v1}, P_{v2} – moce turbiny wiatrowej odpowiadające prędkości wiatru v_1, v_2 , P_{nEW} – moc znamionowa elektrowni wiatrowej, v_{in} – prędkość wiatru, przy której następuje załączenie turbiny wiatrowej, v_{out} – prędkość wiatru, powyżej której następuje odłączenie turbiny wiatrowej, v_n – prędkość wiatru, przy której elektrownia wiatrowa pracuje z mocą znamionową.

Energia elektryczna wytworzona w ciągu roku przez rozpatrywaną instalację elektrowni wiatrowej wyznaczana jest na podstawie zależności:

$$E_{r,EW} = \int_0^{T_r} P_{EW}(t) dt \quad (5.10)$$

gdzie: $E_{r,EW}$ – roczna generacja energii elektrycznej przez elektrownię wiatrową, T_r – czas trwania roku – 8760 [h].

5.3.3 Model bateryjnego magazynu energii

Zasadniczym celem wykorzystania baterii w rozpatrywanym układzie hybrydowej jednostki wytwórczej jest magazynowanie nadmiaru energii z odnawialnych źródeł w czasie nadwyżki generacji względem obciążenia oraz jej wtórne wykorzystanie w przypadku deficytu energii z OZE [27]. Parametrem określającym stan baterii jest SOC (ang. *State of Charge*) stanowiący stosunek energii możliwej do pobrania z baterii w danej chwili odniesiony do znamionowej pojemności magazynu. Wskaźnik ten można przedstawić na podstawie następującej zależności [51]:

$$SOC(t) = \frac{E_{bat}(t)}{B_n} \quad (5.11)$$

gdzie: SOC – ang. *State of Charge* – stan naładowania bateryjnego magazynu energii, E_{bat} – pozostała ilość energii możliwa do pobrania z magazynu energii w iteracji t , B_n – znamionowa pojemność magazynu energii.

Następujące równania przedstawiają proces ładowania (5.12) oraz rozładowania (5.13) bateryjnego magazynu energii elektrycznej [52], [23], [53]:

$$E_{\text{ład}}(t) = E_{bat}(t-1) + E_{bat}(t) \cdot \eta_{bat} \quad (5.12)$$

$$E_{roz}(t) = E_{bat}(t-1) - \frac{E_{bat}(t)}{\eta_{bat}} \quad (5.13)$$

gdzie: $E_{\text{ład}}(t)$ – ilość energii oddanej do baterii podczas ładowania w iteracji t , $E_{roz}(t)$ – ilość energii pobranej z baterii podczas rozładowania w iteracji t , η_{bat} – sprawność ładowania/rozładowania baterii.

W celu ograniczenia spadku pojemności baterii redukuje się możliwość głębokiego rozładowania oraz naładowania magazynu, umożliwiając jego prace jedynie w zakresie granicznych SOC_{min} oraz SOC_{max} [54], [26], które w niniejszej dysertacji wynoszą:

$$SOC_{min} = 0.25 \cdot B_n \quad (5.14)$$

$$SOC_{max} = 0.85 \cdot B_n \quad (5.15)$$

gdzie: SOC_{min} – minimalne, dopuszczalne SOC magazynu energii, SOC_{max} – maksymalne, dopuszczalne SOC magazynu energii.

5.4 Strategia zarządzania hybrydową jednostką wytwórczą w ramach mikrosieci

Hybrydowa jednostka wytwórcza posiada system zarządzania oparty na aktualnym bilansie energii w układzie. W rozpatrywanej stacji będzie on zależny od obecnej generacji z elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej, stanu naładowania bateryjnego magazynu energii oraz obecnego zapotrzebowania na energię przez odbiór w postaci autobusu elektrycznego. Stosunek pomiędzy generacją z OZE i obciążeniem obliczany jest dla każdego kolejnego pomiaru, który w niniejszej dysertacji wykonywany jest z krokiem co jedną godzinę przez 15 lat. Różnica ΔE wyznaczana jest na podstawie następującej zależności:

$$\Delta E(t) = E_{PV}(t) + E_{EW}(t) - E_{BUS}(t) \quad (5.16)$$

gdzie: ΔE – różnica pomiędzy energią generowaną z odnawialnych źródeł energii, a zapotrzebowaniem na energię przez autobus elektryczny w iteracji t , E_{PV} – energia generowana przez elektrownie fotowoltaiczną w iteracji t , E_{EW} – energia generowana przez elektrownię wiatrową w iteracji t , E_{BUS} – zapotrzebowanie na energię przez stację ładowania autobusu elektrycznego w iteracji t .

Jeżeli wynik (5.16) jest dodatni oznacza to, że w rozpatrywanym układzie istnieje nadmiar energii, który może zostać zmagazynowany. Maksymalna zdolność magazynowania energii baterii w iteracji t wyznaczana jest na podstawie następującej zależności:

$$E_{lad,max}(t) = \frac{SOC_{max} - E_{bat}(t-1)}{\eta_{bat}} \quad (5.17)$$

gdzie: $E_{lad,max}$ – maksymalna energia możliwa do ładowania bateryjnego magazynu energii w iteracji t .

Jeżeli $|\Delta E(t)| \leq E_{lad,max}(t)$ to ilość energii doprowadzonej do bateryjnego magazynu energii jest obliczana zgodnie z zależnością (5.12).

Jeżeli $|\Delta E(t)| > E_{lad,max}(t)$ w zależności (5.12) $E_{bat}(t) = E_{lad,max}(t)$, a bateria zostaje naładowana do poziomu SOC_{max} . Nadmiar energii w układzie zostanie wyprowadzony do sieci elektroenergetycznej zgodnie z zależnością:

$$E_{do,sieci}(t) = (\Delta E(t) - E_{lad}(t)) \cdot \eta_{inv} \quad (5.18)$$

gdzie: $E_{do,sieci}$ – energia oddana do sieci elektroenergetycznej w iteracji t , η_{inv} – sprawność inwertera.

Jeżeli wynik (5.16) jest ujemny oznacza to, że w rozpatrywanym układzie istnieje niedobór energii, który może zostać zbilansowany z bateryjnego magazynu energii. Maksymalna energia możliwa do pobrania z baterii w czasie t wyznaczana jest na podstawie następującej zależności:

$$E_{roz,max}(t) = (E_{bat}(t-1) - SOC_{min}) \cdot \eta_{bat} \quad (5.19)$$

gdzie: $E_{roz,max}$ – maksymalna energia możliwa do pobrania z bateryjnego magazynu energii w iteracji t .

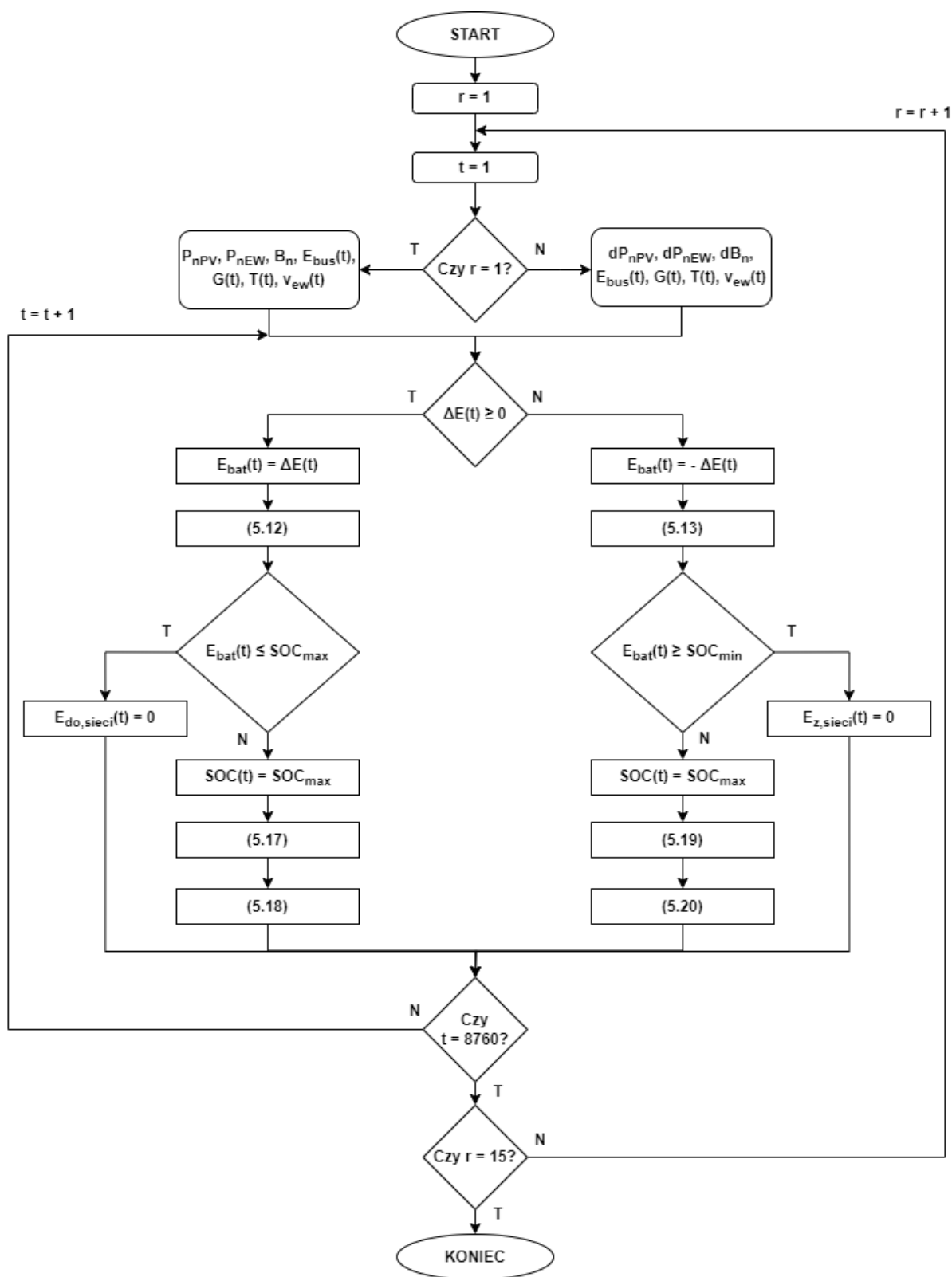
Jeżeli $|\Delta E(t)| \leq E_{roz,max}(t)$ to ilość energii pobranej z bateryjnego magazynu energii jest obliczana zgodnie z zależnością (5.13).

Jeżeli $|\Delta E(t)| > E_{roz,max}(t)$ w zależności (5.13) $E_{bat}(t) = E_{roz,max}(t)$, to bateria zostaje rozładowana do poziomu SOC_{min} . Niedobór energii w układzie jest doprowadzony z sieci elektroenergetycznej zgodnie z zależnością:

$$E_{z,sieci}(t) = \frac{\Delta E(t) - E_{roz}(t)}{\eta_{inv}} \quad (5.20)$$

gdzie: $E_{z,sieci}$ – energia pobrana z sieci elektroenergetycznej w iteracji t .

Na Rysunku 5.9 przedstawiono algorytm zarządzania stacją ładowania autobusów elektrycznych, nadbudowaną o elektrownię fotowoltaiczną, elektrownię wiatrową oraz baterijny magazyn energii w całym rozpatrywanym okresie eksploatacji.



Rys. 5.9 Algorytm zarządzania układem – stacją ładowania autobusów elektrycznych, nadbudowaną o elektrownię fotowoltaiczną, elektrownię wiatrową oraz baterijny magazyn energii

Program wykonuje obliczenia dla 15 lat pracy układu hybrydowego. Dla każdego roku wykonanych zostało 8760 iteracji stanowiących obliczenia dla każdej godziny. Po pierwszym roku i po każdym kolejnym, uwzględniany jest proces spadku wydajności elektrowni wiatrowej, fotowoltaicznej oraz baterijnego magazynu energii stanowiących dane wejściowe dla danego roku obliczeniowego.

Po pierwszym roku eksploatacji, moc elektrowni fotowoltaicznej w danym roku obliczeniowym wyznaczana jest na podstawie zależności:

$$dP_{nPV}(r) = d_{PV} \cdot P_{nPV}(r - 1) \quad (5.21)$$

gdzie: $dP_{nPV}(r)$ – moc elektrowni fotowoltaicznej w danym roku obliczeniowym r , wyznaczona z uwzględnieniem spadku wydajności, d_{PV} – wskaźnik rocznej degradacji elektrowni fotowoltaicznej, $P_{nPV}(r - 1)$ – moc elektrowni fotowoltaicznej w poprzednim roku obliczeniowym.

Po pierwszym roku eksploatacji, moc elektrowni wiatrowej w danym roku obliczeniowym wyznaczana jest na podstawie zależności:

$$dP_{nEW}(r) = d_{EW} \cdot P_{nEW}(r - 1) \quad (5.22)$$

gdzie: $dP_{nEW}(r)$ – moc elektrowni wiatrowej w danym roku obliczeniowym r , wyznaczona z uwzględnieniem spadku wydajności, d_{EW} – wskaźnik rocznej degradacji elektrowni wiatrowej, $P_{nEW}(r - 1)$ – moc elektrowni wiatrowej w poprzednim roku obliczeniowym.

Po pierwszym roku eksploatacji, pojemność baterijnego magazynu energii w danym roku obliczeniowym wyznaczana jest na podstawie zależności [55]:

$$dB_n(r) = \begin{cases} -0,0024 \cdot l_c + 94,708 & \text{dla } l_c \geq 900 \\ 7 \cdot 10^{-6} \cdot l_c^2 - 0,0144 \cdot l_c + 99,86 & \text{dla } l_c < 900 \end{cases} \quad (5.23)$$

gdzie: $dB_n(r)$ – pojemność bateryjnego magazynu energii w danym roku obliczeniowym r , wyznaczona z uwzględnieniem spadku wydajności, l_c – liczba cykli bateryjnego magazynu energii.

Liczba cykli l_c wyznaczana jest na podstawie następującej zależności [51]:

$$l_c(r) = \frac{\sum_{t=1}^{(r-1) \cdot 8760} E_{lad}(t) + \sum_{t=1}^{(r-1) \cdot 8760} E_{roz}(t)}{2 \cdot B_n} \quad (5.24)$$

gdzie: $l_c(r)$ – estymowana liczba pełnych cykli na początku rozpatrywanego roku obliczeniowego.

6 WIELOKRYTERIALNE WSPOMAGANIE DECYZJI

6.1 Istota wielokryterialnego wspomaganie decyzji

W rozdziale 6 zdefiniowano wielokryterialne wspomaganie decyzji (WWD) oraz przedstawiono wybraną metodę, z wykorzystaniem której porównano kryteria oceny dotyczące mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej oraz bateryjnego magazynu energii, stanowiących nadbudowę dla pracujących on-grid stacji ładowania autobusów elektrycznych.

Wielokryterialne wspomaganie decyzji (WWD) określane również jako analiza wielokryterialna (ang. MCA – *Multi-Criteria Analysis*) lub analiza wielokryterialna rozwiązań (ang. MCDA – *Multi-Criteria Decision Analysis*) jest dziedziną, która wywodzi się bezpośrednio z badań operacyjnych. Zasadniczym zadaniem WWD jest wyposażenie decydenta (ang. DM – *Decision Maker*) w takie procedury, modele matematyczne i narzędzia informatyczne, które umożliwią rozwiązanie bardzo złożonych problemów decyzyjnych przy uwzględnieniu wielu, czasem przeciwstawnych, punktów widzenia. Metody WWD pozwalają na poszukiwanie pożądanego rozwiązania przy uwzględnieniu wielu różnorodnych celów, które stawia sobie decydent w procesie podejmowania decyzji [57].

Warto zauważyć, że w odróżnieniu od podejścia klasycznego dotyczącego technik metod operacyjnych, wielokryterialne wspomaganie decyzji nie pozwala na wyznaczenie, dla danego problemu decyzyjnego, jednego, jednoznacznie najlepszego rozwiązania. Należy podkreślić, że znalezienie rozwiązania najlepszego jednocześnie z wielu punktów widzenia jest niemożliwe. Dlatego też w dziedzinie metod WWD często wykorzystywanym stwierdzeniem jest rozwiązanie Pareto-optymalne, określane również jako niezdominowane, sprawne lub rozwiązanie kompromisowe [58].

Jednym z najtrudniejszych etapów WWD w tworzeniu modelu decyzyjnego jest wybór odpowiednich kryteriów, które mają istotny wpływ na jakość i poprawność otrzymanego rozwiązania. Z jednej strony kryteria powinny być tak dobrane, aby proces podejmowania decyzji był możliwie jak najkrótszy i najłatwiejszy, pozwalając decydentowi zrozumieć wpływ każdego z nich na implementację funkcji celu. Z drugiej strony, liczba kryteriów powinna być

tak dobrana, aby zagwarantować i wziąć pod uwagę wszystkie istotne informacje odnośnie problemu decyzyjnego [59].

W niniejszej dysertacji wykorzystano metodę TOPSIS, która łączy w sobie wiele zalet, do których można m.in. zaliczyć [59], [60], [61], [62]:

- a) praktyczność, zwięzłość oraz systematyczność,
- b) logikę reprezentującą racjonalny wybór decydenta,
- c) przejrzystą procedurę obliczeniową, praktyczną pod względem implementacyjnym,
- d) możliwość pełnego wykorzystania przydzielonych informacji,
- e) możliwość reprezentacji otrzymanych wyników w formie graficznej, gdyż są one otrzymane w postaci wartości liczbowych, tworzących ranking rozwiązań,
- f) powszechne zastosowanie do oceny technologii energetycznych i zasadniczo brak znaczących wad lub zagrożeń związanych z wykorzystaniem tej metody.

Główne wykorzystanie metody TOPSIS w kwestiach związanych z energetyką skupia się w literaturze związanej z tą tematyką głównie na dwóch obszarach [62]:

- a) polityka energetyczna/wybór projektów energetycznych,
- b) ocena technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Metoda TOPSIS została wykorzystana jako narzędzie do wyznaczenia rankingu rozwiązań rozpatrywanych konfiguracji układów zasilania opartych o odnawialne źródła energii wraz z baterijnym magazynem energii dla stacji ładowania oraz określenia rozwiązania Pareto-optimalnego dla każdego profilu pracy stacji ładowania rozpatrywanego w niniejszej pracy doktorskiej.

6.2 Kryteria oceny scenariuszy hybrydowego układu elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej oraz baterijnego magazynu energii pracujących na rzecz stacji ładowania autobusów elektrycznych

W związku z bardzo dynamicznym rozwojem systemów wytwarzania energii elektrycznej opartych o odnawialne źródła, magazyny energii oraz na komunikacji publicznej

opartej na elektromobilności – planowany układ instalacji należy rozpatrywać kompleksowo. W tym celu warto wziąć pod uwagę różnorodne kryteria, w tym energetyczne, ekonomiczne i środowiskowe. Wykorzystanie metod WWD staje się coraz bardziej popularne w obszarach szeroko pojętego planowania energetycznego, gdyż ze względu na swoje możliwości oraz elastyczność zapewniają decydom sposobność do rozważenia wszystkich kryteriów i celów jednocześnie [61]. Na potrzeby niniejszej dysertacji wykorzystano trzy kryteria służące do oceny danego scenariusza mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej oraz baterijnego magazynu energii pracujących na rzecz stacji ładowania autobusów elektrycznych.

- 1) **LPSP** – ang. *Loss of Power Supply Probability* – prawdopodobieństwo utraty zasilania:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^n E_{z,sieci}(t)}{\sum_{t=1}^n E_{BUS}(t)} \quad (6.1)$$

gdzie: n – ilość lat pomiarowych, E_{BUS} – energia pobrana przez autobus elektryczny w iteracji t , wyznaczana na podstawie zależności:

$$E_{BUS}(t) = P_{BUS}(t)\Delta t \quad (6.2)$$

Kryterium to jest destymulantem – im mniejsza będzie ilość energii pobranej z sieci w ciągu roku tym scenariusz będzie korzystniejszy. LPSP zostało opracowane na podstawie [27] i określane jest jako kryterium energetyczne, pozwalające ocenić układ z punktu widzenia jego niezależności od sieci elektroenergetycznej.

- 2) **LCOE** – ang. *Levelized Cost of Electricity* – uśredniony koszt energii elektrycznej

$$LCOE = \frac{CAPEX + \frac{\sum_{t=1}^n OPEX + \sum_{t=1}^n E_{z,sieci}(t)C_z - \sum_{t=1}^n E_{do,sieci}(t)C_d}{(1+r)^t}}{\frac{\sum_{t=1}^n E_{BUS}(t) + \sum_{t=1}^n E_{do,sieci}(t)}{(1+r)^t}} \quad (5.3)$$

gdzie: C_z – koszt 1 kWh energii pobranej z sieci, C_d – dochód ze sprzedaży 1 kWh energii oddanej do sieci, CAPEX oraz OPEX wyznaczane są na podstawie następujących zależności:

$$CAPEX = P_{PV}CAPEX_{PV} + P_{EW}CAPEX_{EW} + B_nCAPEX_{bat} \quad (5.4)$$

$$OPEX = P_{PV}(t)OPEX_{PV} + P_{EW}(t)OPEX_{EW} + B_n(t)OPEX_{bat} \quad (5.5)$$

gdzie: $CAPEX_{PV}$ – nakłady inwestycyjne na 1 kW elektrowni fotowoltaicznej, $CAPEX_{EW}$ – nakłady inwestycyjne na 1 kW elektrowni wiatrowej, $CAPEX_{bat}$ – nakłady inwestycyjne na 1 kWh pojemności bateryjnego magazynu energii, $OPEX_{PV}$ – roczne koszty operacyjne przeliczone na 1 kW elektrowni fotowoltaicznej, $OPEX_{EW}$ – roczne koszty operacyjne przeliczone na 1 kW elektrowni wiatrowej, $OPEX_{bat}$ – roczne koszty operacyjne przeliczone na 1 kWh pojemności bateryjnego magazynu energii.

Kryterium to jest destymulantem – im jego wartość jest niższa tym scenariusz jest korzystniejszy. LCOE zostało opracowane na podstawie [23], [26] i określane jest jako kryterium ekonomiczne pozwalające ocenić układ na podstawie poziomu nakładów, kosztów operacyjnych oraz przychodów ze sprzedaży nadwyżek energii do sieci.

3) **EEI** – ang. *Environmental Emissions Impact* – wpływ środowiskowy

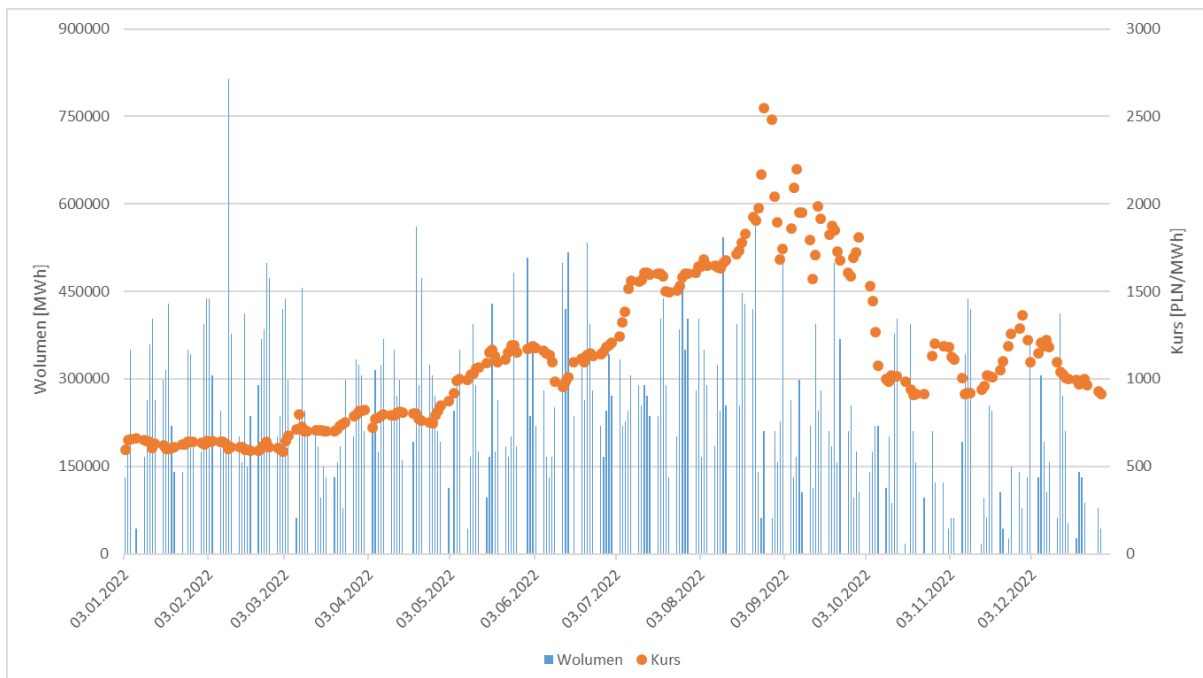
$$EEI = \frac{\sum_{t=1}^n E_{PV}(t) Em_{PV} + \sum_{t=1}^n E_{EW}(t) Em_{EW} + B_n Em_{bat} + \sum_{t=1}^n E_{z,sieci}(t) Em_s}{\sum_{t=1}^n E_{BUS}(t) + \sum_{t=1}^n E_{do,sieci}(t)} \quad (5.6)$$

gdzie: Em_{PV} – wskaźnik emisji na 1 kWh energii wytworzonej przez elektrownię fotowoltaiczną, Em_{EW} – wskaźnik emisji na 1 kWh energii wytworzonej przez elektrownię wiatrową, B_n – znamionowa pojemność baterii, Em_{bat} – wskaźnik emisji na 1 kWh znamionowej pojemności bateryjnego magazynu energii, Em_s – wskaźnik emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej.

Kryterium to jest destymulantem – im jego wartość jest niższa tym scenariusz jest korzystniejszy. EEI pozwala ocenić układ na podstawie stopnia jego wpływu na środowisko.

W ostatnim czasie obserwowane są znaczące zmiany cen energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Kontrakt terminowy na energię elektryczną na rok 2023, oznaczany jako BASE_Y_23, jest jednym z najbardziej fundamentalnych indeksów

wykorzystywanych w analizie cen energii na najbliższy rok, którym dla niniejszej dysertacji jest rok 2023. W oparciu o BASE_Y_23 spółki energetyczne kupują energię, a biorąc pod uwagę wartość tego indeksu szacują ceny energii dla odbiorców końcowych. W notowaniach w 2020 roku BASE_Y_23 mieścił się na poziomie około 250 zł/MWh. Na początku roku 2021 wynosił 260 zł/MWh, zaś pod koniec 2021 wynosił 582 zł/MWh. W 2022 roku obserwowane były znaczące zmiany indeksu BASE_Y_23 wynikające m.in. z polityki energetycznej, wzrostu cen uprawnień za emisję CO₂ jak również kryzysu surowcowego związanego z wojną w Ukrainie. Na Rysunku 6.1 przedstawiono zmianę kursu oraz wolumen indeksu BASE_Y_23 w 2022 roku.



*Rys. 6.1 Kurs indeksu BASE_Y-23,
opracowanie własne w dniu 28.12.2022 r. na podstawie [63]*

Na Rysunku 6.1 można zauważyć bardzo duże wartości skrajne indeksu BASE_Y-23, ponieważ jego wartość minimalna wyniosła 585 zł/MWh, a maksymalna 2547,1 zł/MWh. Wobec tak znaczącej rozbieżności prognoz cen energii, dotychczas niespotykanych na TGE, na rzecz niniejszej dysertacji wyznaczono koszt energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej C_z oraz dochód ze sprzedaży energii oddanej do sieci elektroenergetycznej C_d na podstawie następujących zależności:

$$C_z = k_{dys} \cdot k_{\epsilon} \cdot \frac{\sum_{t=1}^1 K_{BASE_Y-23}(t) \cdot W_{BASE_Y-23}(t)}{\sum_{t=1}^1 W_{BASE_Y-23}(t)} \quad (5.7)$$

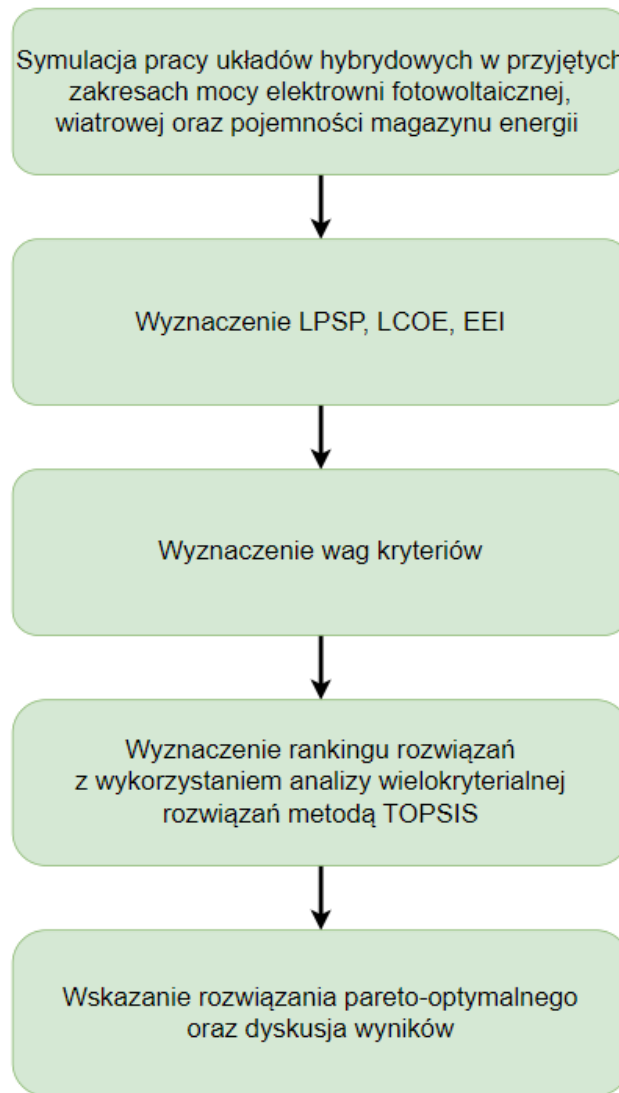
gdzie: $t = 1, 2, \dots, n$, k_{dys} – przyjęty współczynnik uwzględniający koszty dystrybucji energii elektrycznej ($k_{dys} = 1,3$), k_{ϵ} – kurs euro/PLN ($k_{\epsilon} = 4,6938$), $K_{BASE_Y-23}(t)$ – kurs wskaźnika BASE_Y-23 w czasie t, $W_{BASE_Y-23}(t)$ – wolumen wskaźnika BASE_Y-23 w czasie t

$$C_d = k_{bil} \cdot k_{\epsilon} \cdot \frac{\sum_{t=1}^n K_{BASE_Y-23}(t) \cdot W_{BASE_Y-23}(t)}{\sum_{t=1}^n W_{BASE_Y-23}(t)} \quad (5.8)$$

gdzie: k_{bil} – przyjęty współczynnik uwzględniający koszty bilansowania handlowego energią elektryczną ($k_{dys} = 0,9$)

6.3 Metoda TOPSIS

W niniejszej dysertacji skupiono się na wyznaczeniu rankingu rozpatrywanych konfiguracji układów elektrowni hybrydowej z wykorzystaniem metody analizy wielokryterialnej rozwiązań TOPSIS. Zasadniczą ideą metody jest odniesienie każdego wariantu decyzyjnego do rozwiązania idealnego i anty-idealnego, które stanowią dwa punkty referencyjne. Wariantem decyzyjnym Pareto-optymalnym jest to rozwiązanie, które jednocześnie jest najbliżej rozwiązania idealnego i najdalej od rozwiązania anty-idealnego [64]. Metodologia wyznaczania danych i wykonania analizy została przedstawiona na Rysunku 6.2.



Rys. 6.2 Metodologia prowadzonych badań

Sposób wykonania symulacji układów hybrydowych został przedstawiony w postaci modelu matematycznego w rozdziale 5, a wyznaczenie kryteriów oceny LPSP, LCOE, EEI w rozdziale 6.2. W niniejszym rozdziale przedstawiono zapis matematyczny ukazujący poszczególne fazy wykonywanych obliczeń w metodzie analizy wielokryterialnej rozwiązań TOPSIS [27], [65], [66].

Faza 1 – wyznaczenie scenariuszy i kryteriów oceny oraz wskazanie czy dane kryteria są stymulantami czy destymulantami.

Faza 2 – wyznaczenie macierzy decyzyjnej X , biorąc pod uwagę zróżnicowane kryteria i scenariusze, na podstawie następującej zależności:

$$X = [x_{ij}]_{m \times n} = \begin{bmatrix} x_{11} & \cdots & x_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{m1} & \cdots & x_{mn} \end{bmatrix} \quad (6.9)$$

gdzie: x_{ij} reprezentuje wartość j -tego kryterium ($j = 1, 2, \dots, n$) dla i -tego scenariusza ($i = 1, 2, \dots, m$) oraz $x_{ij} \in R$.

Faza 3 – sprowadzenie wartości wszystkich kryteriów do ujednoliconej skali (0;1) określane jako normalizacja. Przeliczenie to wykonywane jest w celu osiągnięcia porównywalności pomiędzy poszczególnymi kryteriami [62]:

$$r_{ij} = \begin{cases} \frac{x_{ij} - \min_j(x_{ij})}{\max_j(x_{mn}) - \min_j(x_{ij})} & , \text{dla stymulantów} \\ \frac{\max_j(x_{ij}) - x_{ij}}{\max_j(x_{ij}) - \min_j(x_{ij})} & , \text{dla destymulantów} \end{cases} \quad (6.10)$$

Faza 4 – wyznaczenie znormalizowanej macierzy decyzyjnej opisanej równaniem:

$$R = [r_{ij}]_{m \times n} = \begin{bmatrix} r_{11} & \cdots & r_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{m1} & \cdots & r_{mn} \end{bmatrix} \quad (6.11)$$

gdzie: r_{ij} reprezentuje znormalizowaną wartość j -tego kryterium ($j = 1, 2, \dots, n$) dla i -tego scenariusza ($i = 1, 2, \dots, m$).

Faza 5 – wyznaczenie wag kryteriów. Wagi mogą być określone w sposób subiektywny na podstawie wskazań decydenta, np. scenariusz energetyczny (największa waga dla LPSP), scenariusz ekonomiczny (największa waga dla LCOE) lub scenariusz środowiskowy (największa waga dla EEI). Warto podkreślić, że wagi mogą zostać wyznaczone również w sposób obiektywny. Pozwala na to metoda entropii, w której wartość wagi jest zależna od zmienności kolumny wyników kryteriów. Entropia E_j dla każdego kryterium obliczana jest na podstawie zależności:

$$E_j = -(\ln m)^{-1} \sum_{i=1}^m p_{ij} \ln p_{ij} \quad (6.12)$$

gdzie: E_j – entropia danego kryterium, a wartość indeksu p_{ij} obliczana jest zgodnie z równaniem:

$$p_{ij} = \frac{r_{ij}}{\sum_{i=1}^m r_{ij}} \quad (6.13)$$

Znając wartość entropii kryteriów obliczana jest ich waga ω_j na podstawie następującej zależności:

$$\omega_j = \frac{1 - E_j}{n - \sum_{i=1}^n E_j} \quad (6.14)$$

gdzie: ω_j – waga danego kryterium, $\sum_{j=1}^n \omega_j = 1$ oraz $0 \leq \omega_j \leq 1$.

Faza 6 – wyznaczenie znormalizowanych wartości kryteriów z uwzględnieniem ich wagi zgodnie z równaniem:

$$v_{ij} = \omega_j r_{ij} \quad (6.15)$$

Faza 7 – wyznaczenie ważonej, znormalizowanej macierzy decyzyjnej V na podstawie następującej zależności:

$$V = [v_{ij}]_{m \times n} = \begin{bmatrix} v_{11} & \cdots & v_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ v_{m1} & \cdots & v_{mn} \end{bmatrix} \quad (6.16)$$

gdzie: v_{ij} reprezentuje ważoną, znormalizowaną wartość j -tego kryterium ($j = 1, 2, \dots, n$) dla i -tego scenariusza ($i = 1, 2, \dots, m$).

Faza 8 – wyznaczenie rozwiązania idealnego (A^+) oraz anty-idealnego (A^-) dla otrzymanego modelu zgodnie z równaniami:

$$A^+ = (v_1^+, v_2^+, \dots, v_m^+) \quad (6.17)$$

$$A^- = (v_1^-, v_2^-, \dots, v_m^-) \quad (6.18)$$

$$v_m^+ = \left\{ \left(\max_i v_{ij} \mid j \in S \right), \left(\min_i v_{ij} \mid j \in D \right) \mid i = 1, 2, \dots, n \right\} \quad (6.19)$$

$$v_m^- = \left\{ \left(\min_i v_{ij} \mid j \in S \right), \left(\max_i v_{ij} \mid j \in D \right) \mid i = 1, 2, \dots, n \right\} \quad (6.20)$$

gdzie: $S = \{j = 1, 2, \dots, m \mid j \text{ reprezentuje kryteria będące stymulantami}\}$,

$D = \{j = 1, 2, \dots, m \mid j \text{ reprezentuje kryteria będące destymulantami}\}$.

Faza 9 – wyznaczenie dla każdego wariantu decyzyjnego odległości od rozwiązania idealnego (d^+) oraz anty-idealnego (d^-) na podstawie następujących zależności:

$$d_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^+)^2} \quad (6.21)$$

$$d_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^-)^2} \quad (6.22)$$

gdzie: d_i^+ – odległość od rozwiązania idealnego, d_i^- – odległość od rozwiązania anty-idealnego, dla $i = 1, 2, \dots, m$.

Faza 10 – obliczenie wartości współczynnika względnej bliskości RC_i do rozwiązania idealnego dla każdego rozważanego układu hybrydowego zgodnie z równaniem:

$$RC_i = \frac{d_i^-}{d_i^+ + d_i^-} \quad (6.23)$$

gdzie: RC_i – współczynnik względnej bliskości, dla $i = 1, 2, \dots, m$ oraz $0 \leq RC_i \leq 1$

Faza 11 – wskazanie rankingu wariantów decyzyjnych oraz rozwiązania Pareto-optimalnego.

7 DOBÓR HYBRYDOWEJ JEDNOSTKI WYTWÓRCZEJ Z WYKORZYSTANIEM METODY WIELOKRYTERIALNEGO WSPOMAGANIA DECYZJI

W niniejszym rozdziale zebrano rankingi opracowane na podstawie WWD. Zostały one wykonane na rzecz doboru mocy hybrydowej jednostki wytwórczej w układzie elektrownia fotowoltaiczna, elektrownia wiatrowa, bateryjny magazyn energii pracujące on-grid na rzecz zasilania stacji ładowania autobusów elektrycznych.

Na potrzeby symulacji ustalono następujący zakresy graniczne:

- moc elektrowni fotowoltaicznej od 50 do 2050 kWp, z krokiem co 200 kWp,
- moc elektrowni wiatrowej od 0 do 2000 kW, z krokiem co 200 kW,
- pojemność bateryjnego magazynu od 50 do 2050 kWh, z krokiem co 200 kWh.

Wielkości na tym poziomie zostały uznane za umożliwiające szeroki zakres oceny wspomnianego układu pod kątem rozpatrywanych kryteriów oceny, przy zachowaniu zasadności z poziomu ekonomicznego oraz biorąc pod uwagę powierzchnię zajmowaną przez potencjalną instalację. Ponadto dobór zakresu wielkości wynika z doświadczenia autora niniejszej dysertacji, zdobytego w realizowanych projektach związanych z tego typu instalacjami. Warto podkreślić, że prezentowane podejście pozwala na dalsze wykorzystanie zaproponowanej metodologii obliczeń oraz modelu matematycznego dla konkretnych lokalizacji inwestycji, przy znajomości jej ograniczeń m.in. powierzchniowych i ekonomicznych, wynikających z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub warunków określonych przez operatora sieci dystrybucyjnej.

Po wykonaniu symulacji, zgodnie z algorytmem przedstawionym na Rysunku 5.9 w rozdziale 5, w ramach wspomnianego zakresu otrzymywanych jest 1331 scenariuszy konfiguracji potencjalnego układu hybrydowego, co przedstawiono w Tabeli 7.1.

Tabela 7.1 Scenariusze układu hybrydowego

Scenariusz	PV	Wind	Bat	LPSP	LCOE	EEI
1	50	0	50
2	50	0	250
3	50	0	450
4	50	0	650
5	50	0	850
...
1331	2050	2000	2050

Następnie wyznaczono wagi dla kryteriów oceny scenariuszy zgodnie z poniższymi rozkładami przedstawionymi w tabeli 7.2.

Tabela 7.2 Rozkłady wag kryteriów

Rozkład Wag	LPSP	LCOE	EEI
Energetyczny	0,5	0,25	0,25
Ekonomiczny	0,25	0,5	0,25
Środowiskowy	0,25	0,25	0,5
Równy	0,(3)	0,(3)	0,(3)
Entropia	Na podstawie obliczeń		

Po uwzględnieniu wag kryteriów wyznaczano ranking oraz rozwiązanie Pareto-optymalne z wykorzystaniem metody wielokryterialnego wspomaganie decyzji opisanej w rozdziale 6.3.

7.1 Dane wejściowe do obliczeń

W tabeli 7.3 zebrano wykaz danych użytych na rzecz symulacji pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych nadbudowaną o elektrownię fotowoltaiczną, wiatrową oraz baterijny magazyn energii.

Tabela 7.3 Dane wejściowe do symulacji

Nazwa	Symbol	Wartość	Jednostka	Źródło
Temperaturowy współczynnik rezystancji	α_T	-0,3	%/°C	[68]
Temperatura modułu fotowoltaicznego w standardowych warunkach testowych	T_{STC}	25	°C	[68]
Temperatura ogniwa w normalnych warunkach pracy	T_{NOCT}	45	°C	[68]
Sprawność w standardowych warunkach testowych	η_{STC}	22,02	%	[68]
Wskaźnik rocznej degradacji elektrowni fotowoltaicznej	d_{PV}	1 (1 rok) 0,4 (kolejne lata)	%	[68]
Sprawność elektrowni fotowoltaicznej	η_{PV}	90	%	[23]
Nakłady inwestycyjne na 1 kW elektrowni fotowoltaicznej	$CAPEX_{PV}$	1000	€/kW	[23]
Roczne koszty operacyjne przeliczone na 1 kW elektrowni fotowoltaicznej	$OPEX_{PV}$	14	€/kW	[23]
Wskaźnik emisji na 1 kWh energii wytworzonej przez elektrownię fotowoltaiczną	Em_{PV}	41	gCO _{2eq} /kWh	[69]
Wysokość rozpatrywanej turbiny wiatrowej	H_{EW}	35	m	[70]
Wysokość odniesienia	H_{ref}	10	m	[47]
Szorstkość powierzchni	Z_o	0,1	m	[71]
Moc znamionowa elektrowni wiatrowej	$P_{n_{EW}}$	200	kW	[72]
Prędkość wiatru, przy której następuje załączenie turbiny wiatrowej	v_{in}	2,5	m/s	[72]
Prędkość wiatru, powyżej której następuje odłączenie turbiny wiatrowej	v_{out}	20	m/s	[72]
Prędkość wiatru, przy której elektrownia wiatrowa pracuje z mocą znamionową	v_n	11,5	m/s	[72]
Średnica wirnika turbiny wiatrowej	r_d	25	m	[72]
Nakłady inwestycyjne na 1 kW elektrowni wiatrowej	$CAPEX_{EW}$	1000	€/kW	[23]

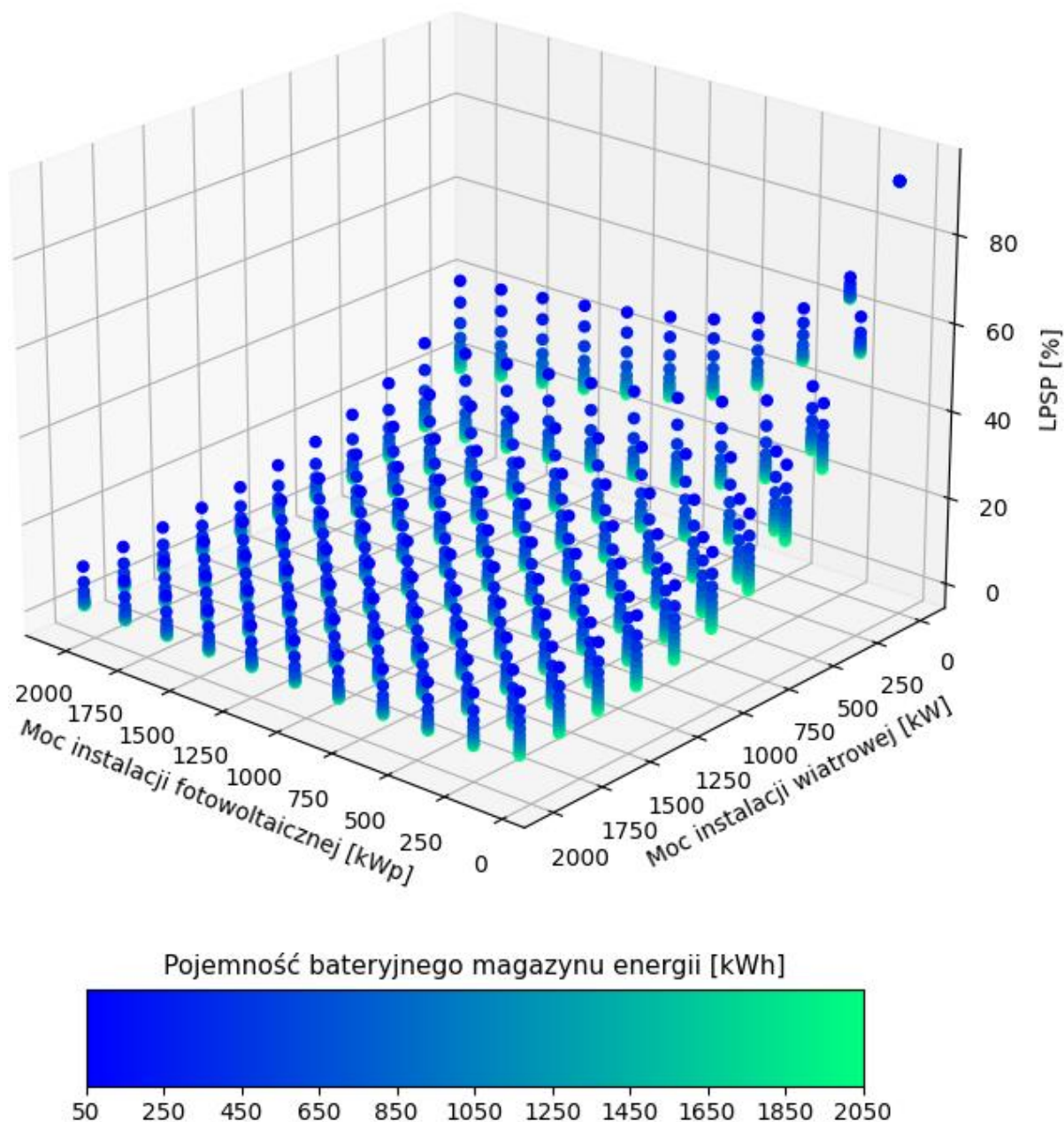
Roczne koszty operacyjne przeliczone na 1 kW elektrowni wiatrowej	$OPEX_{EW}$	14	€/kW	[23]
Wskaźnik emisji na 1 kWh energii wytworzonej przez elektrownię wiatrowej	Em_{EW}	14	gCO _{2eq} /kWh	[69]
Wskaźnik rocznej degradacji elektrowni wiatrowej	d_{EW}	0,43	%	[73]
Sprawność ładowania/rozładowania baterii	η_{bat}	95	%	[74]
Sprawność inwertera	η_{inv}	95	%	[75]
Nakłady inwestycyjne na 1 kW elektrowni wiatrowej	$CAPEX_{bat}$	533,3	€/kWh	[26]
Roczne koszty operacyjne przeliczone na 1 kWh baterijnego magazynu energii	$OPEX_{bat}$	22,2	€/kWh	[26]
Wskaźnik emisji na 1 kWh pojemności baterijnego magazynu energii	Em_{bat}	14	gCO _{2eq} /kWh _(poj)	[76]
Wskaźnik emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej	Em_s	708	gCO _{2eq} /kWh	[77]
Koszt 1 MWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej	C_z	308,86	€/MWh	6.2
Dochód ze sprzedaży 1 MWh energii oddanej do sieci elektroenergetycznej	C_d	190,07	€/MWh	

7.2 Pierwszy profil pracy stacji ładowania „dzienny – małej mocy”

7.2.1 Wyniki Wielokryterialnego Wspomagania Decyzji

W tym rozdziale przedstawiono wyniki wykonanych symulacji, a następnie rankingi oraz rozwiązanie Pareto-optymalne mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemności baterijnego magazynu energii dla pierwszego rozpatrywanego profilu stacji ładowania.

Charakterystyka kryterium LPSP dla różnych układów mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemność baterii została przedstawiona na Rysunku 7.1.

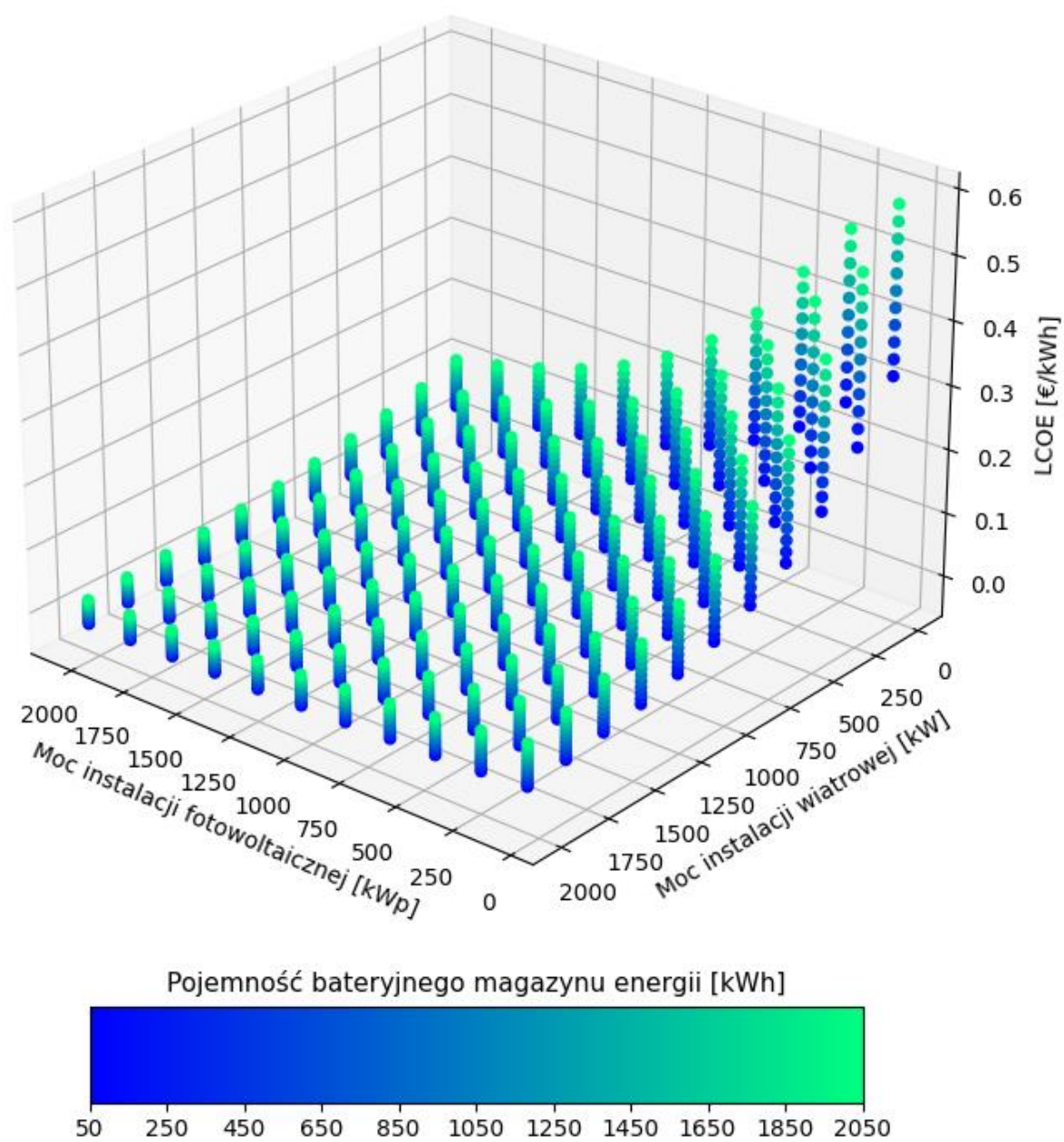


Rys. 7.1 Rozkład wartości wskaźnika LPSP – profil dzienny małej mocy

Rozkład wartości wskaźnika LPSP przedstawiony na Rysunku 7.1 pokazuje, że im większa jest moc instalacji fotowoltaicznej przy braku instalacji wiatrowej lub im większa jest moc instalacji wiatrowej przy braku instalacji fotowoltaicznej tym wpływ pojemności baterii na wartość wskaźnika LPSP jest wyższy. Przy czym wraz ze wzrostem sumarycznej mocy zainstalowanej generacji z obydwu źródeł OZE wpływ pojemności baterii na zmiany wskaźnika LPSP jest coraz niższy. Wynika to z faktu, że układ hybrydowy składający się z jednostki wiatrowej i fotowoltaicznej w znacznym stopniu pokryje zapotrzebowania energii dla rozpatrywanego profilu (LPSP bliskie 0%) i w pełni naładowany

magazyn energii nie będzie rozładowywany. Na podstawie rozkładu można również zauważyć, że nie jest zasadnym instalowanie dużych pojemności bateryjnego magazynu energii dla najniższych rozpatrywanych mocy instalacji fotowoltaicznej oraz wiatrowej.

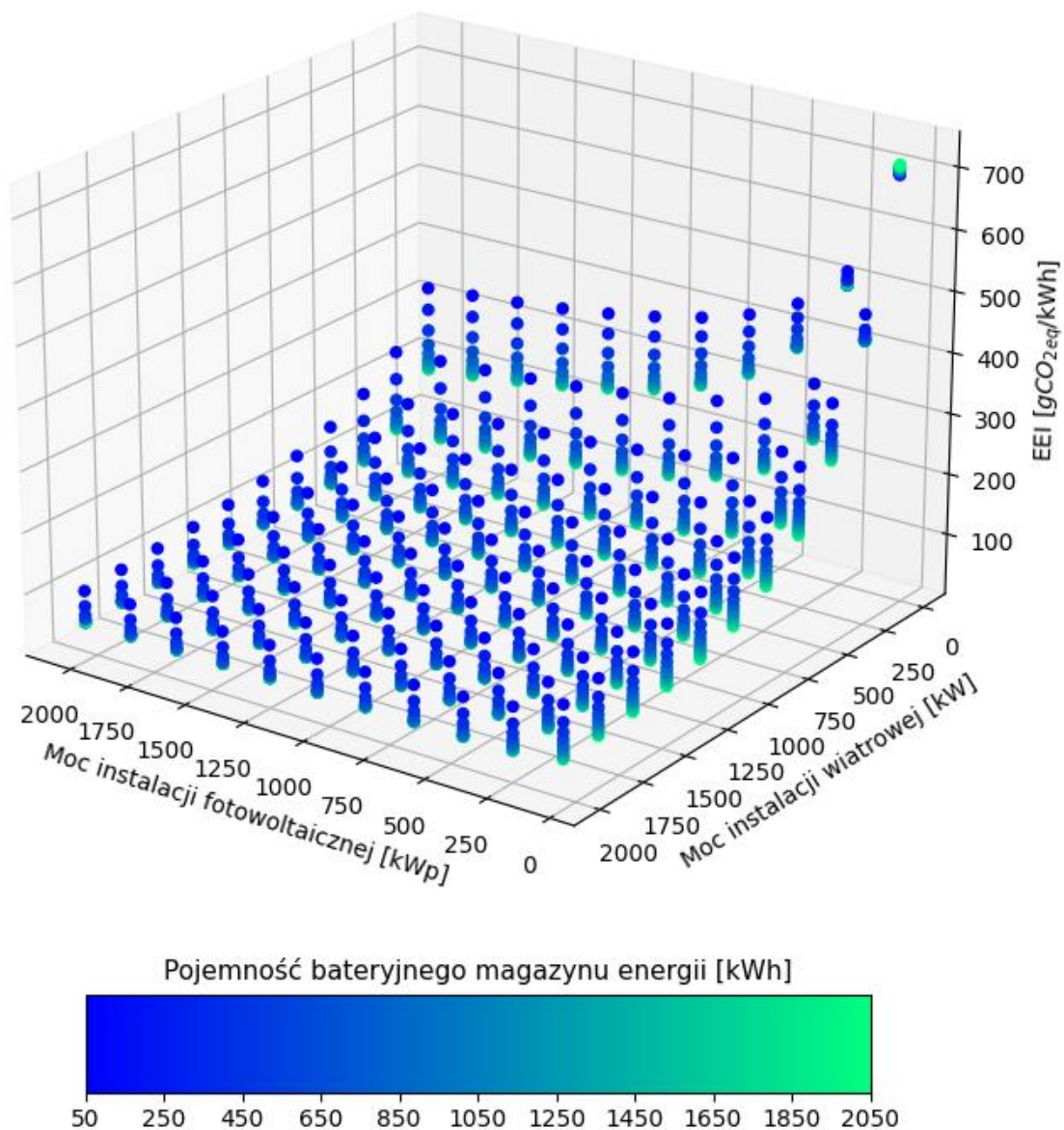
Charakterystyka kryterium LCOE dla różnych układów mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemności bateryjnego magazynu energii została przedstawiona na Rysunku 7.2.



Rys. 7.2 Rozkład wartości wskaźnika LCOE – profil dzienny małej mocy

Rozkład przedstawiony na Rysunku 7.2 świadczy o tym, że w przypadku małych mocy elektrowni fotowoltaicznej oraz wiatrowej zastosowanie baterii o wysokiej pojemności może nawet dwukrotnie podwyższyć uśredniony koszt energii elektrycznej. Wynika to z przewymiarowania magazynu energii dla niskiej sumarycznej mocy zainstalowanej generacji z OZE. Im większe są moce generacji tym wpływ pojemności baterii na zmianę wskaźnika LCOE jest mniejszy. Warto podkreślić, że dla rozpatrywanego profilu, dla najwyższych symulowanych mocy wytwórczych układu osiągnięto wskaźnik LCOE na poziomie bliskim zeru, a nawet ujemnym. Wynika to z pracy on-grid i znaczących zysków z oddawania energii elektrycznej do sieci. Warto również zauważyć, że dla rozpatrywanego profilu, każdorazowo wraz ze wzrostem pojemności baterijnego magazynu energii wzrastał wskaźnik LCOE. Jeżeli wskaźnik ekonomiczny stanowiłby jedyne kryterium oceny należałoby wskazać, że rekomendowanym jest układ bez baterijnego magazynu energii.

Charakterystyka kryterium EEI dla różnych układów mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemności baterijnego magazynu energii została przedstawiona na Rysunku 7.3.



Rys. 7.3 Rozkład wartości wskaźnika EEI – profil dzienny małej mocy

Rozkład przedstawiony na Rysunku 7.3 pokazuje w znacznym stopniu analogiczne zależności, jak te opisane dla wskaźnika LPSP dla rozpatrywanego profilu. Warto podkreślić, że dla najniższego rozpatrywanego wariantu generacji z OZE wzrost pojemności baterijnego magazynu energii wpływa na podwyższenie wskaźnika EEI. Oznacza to, że dla przyjętych założeń bardziej ekologiczna, biorąc pod uwagę emisję ekwivalentu CO₂, byłaby praca układu przy całkowitym poborze energii elektrycznej z sieci, niż nadbudowa układu o elektrownie fotowoltaiczną o mocy 50 kWp i baterijny magazyn energii o pojemności 2050 kWh.

Ranking rozwiązań dla „energetycznego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.4.

Tabela 7.4 Ranking rozwiązań, profil pierwszy,
rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	1050	1,934	-0,002	48,157
2	2050	2000	850	2,392	-0,006	49,813
3	2050	2000	1250	1,644	0,001	47,749
4	1850	2000	1050	2,038	-0,0001	48,274
5	2050	1800	1050	2,056	0,0004	49,549
6	1850	2000	850	2,499	-0,004	49,956
7	1850	2000	1250	1,739	0,004	47,804
8	2050	1800	850	2,514	-0,004	51,208
9	2050	2000	1050	1,934	-0,002	48,157
10	2050	2000	850	2,392	-0,006	49,813
...
1331	50	0	2050	92,233	0,58	708,423

Ranking rozwiązań dla „ekonomicznego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.5.

Tabela 7.5 Ranking rozwiązań, profil pierwszy,
rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	650	3,078	-0,01	53,172
2	2050	2000	450	4,222	-0,014	59,938
3	1850	2000	650	3,198	-0,008	53,405
4	2050	2000	850	2,392	-0,006	49,813
5	1850	2000	450	4,36	-0,012	60,313
6	2050	1800	650	3,212	-0,008	54,654
7	2050	1800	450	4,381	-0,012	61,609
8	1650	2000	650	3,337	-0,006	53,721
9	1650	2000	450	4,519	-0,01	60,774
10	1850	2000	850	2,499	-0,004	49,956
...
1331	50	0	2050	92,233	0,58	708,423

Ranking rozwiązań dla „środowiskowego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.6.

Tabela 7.6 Ranking rozwiązań, profil pierwszy, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO_{2eq}/kWh]
1	2050	2000	850	2,392	-0,006	49,813
2	2050	2000	1050	1,934	-0,002	48,157
3	1850	2000	850	2,499	-0,004	49,956
4	2050	2000	650	3,078	-0,01	53,172
5	2050	1800	850	2,514	-0,004	51,208
6	1850	2000	1050	2,038	-0,0001	48,274
7	1850	2000	650	3,198	-0,008	53,405
8	1650	2000	850	2,623	-0,002	50,154
9	2050	1800	1050	2,056	0,0004	49,549
10	2050	2000	1250	1,644	0,001	47,749
...
1331	50	0	2050	92,233	0,58	708,423

Ranking rozwiązań dla „równego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.7.

*Tabela 7.7 Ranking rozwiązań, profil pierwszy,
rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3)*

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO_{2eq}/kWh]
1	2050	2000	850	2,392	-0,006	49,813
2	2050	2000	650	3,078	-0,01	53,172
3	2050	2000	1050	1,934	-0,002	48,157
4	1850	2000	850	2,499	-0,004	49,956
5	1850	2000	650	3,198	-0,008	53,405
6	2050	1800	850	2,514	-0,004	51,208
7	2050	1800	650	3,212	-0,008	54,654
8	1850	2000	1050	2,038	-0,0001	48,274
9	1650	2000	850	2,623	-0,002	50,154
10	1650	2000	650	3,337	-0,006	53,721
...
1331	50	0	2050	92,233	0,58	708,423

Wagi wyznaczone metodą entropii przedstawiono w Tabeli 7.8. Następnie przedstawiono ranking rozwiązań dla otrzymanego rozkładu wag wyznaczonych w Tabeli 7.9.

Tabela 7.8 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil pierwszy

	LPSP	LCOE	EEI
Rozkład Wag	0,346	0,324	0,33

Tabela 7.9 Ranking rozwiązań, profil pierwszy, rozkład wag: metoda entropii

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	850	2,392	-0,006	49,813
2	2050	2000	650	3,078	-0,01	53,172
3	2050	2000	1050	1,934	-0,002	48,157
4	1850	2000	850	2,499	-0,004	49,956
5	2050	1800	850	2,514	-0,004	51,208
6	1850	2000	650	3,198	-0,008	53,405
7	2050	1800	650	3,212	-0,008	54,654
8	1850	2000	1050	2,038	-0,0001	48,274
9	1650	2000	850	2,623	-0,002	50,154
10	2050	1800	1050	2,056	0,0004	49,549
...
1331	50	0	2050	92,233	0,58	708,423

7.2.2 Dyskusja wyników

W Tabeli 7.10 przedstawiono podsumowanie trzech pierwszych miejsc rankingu scenariuszy wyznaczonych na podstawie różnych rozkładów wag poszczególnych kryteriów.

Tabela 7.10 Podsumowanie wyników, profil pierwszy

	Rozkład wag				
	LPSP: 0,5 LCOE: 0,25 EEI: 0,25	LPSP: 0,25 LCOE: 0,5 EEI: 0,25	LPSP: 0,25 LCOE: 0,25 EEI: 0,5	LPSP: 0,(3) LCOE: 0,(3) EEI: 0,(3)	LPSP: 0,346 LCOE: 0,324 EEI: 0,33
	Instalacja fotowoltaiczna [kW] / instalacja wiatrowa [kW] / bateria [kWh]				
1	2050/2000/ 1050	2050/2000/ 650	2050/2000/ 850	2050/2000/ 850	2050/2000/ 850
2	2050/2000/ 850	2050/2000/ 450	2050/2000/ 1050	2050/2000/ 650	2050/2000/ 650
3	2050/2000/ 1250	1850/2000/ 650	1850/2000/ 850	2050/2000/ 1050	2050/2000/ 1050

Dla wszystkich rozkładów wag kryteriów dla profilu pierwszego pracy stacji ładowania, Pareto-optimalny scenariusz otrzymano dla maksymalnych, przyjętych

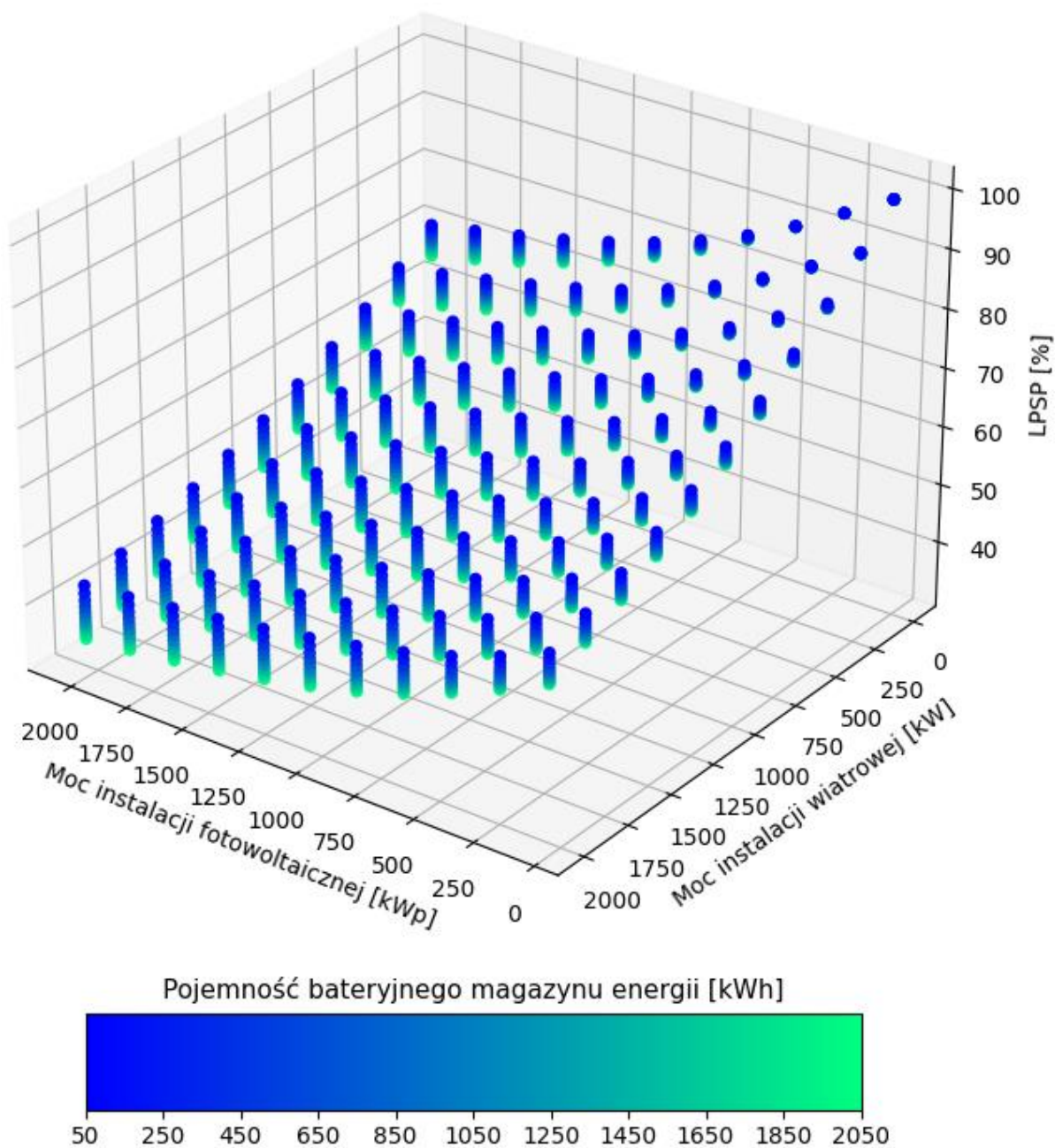
na potrzeby symulacji, mocy jednostek wytwórczych. Analiza wielokryterialna rozwiązań pozwoliła na dobór pojemności baterijnego magazynu energii w układzie. W zależności od rozpatrywanego rozkładu wag mieścił się on w zakresie od 650 kWh (LCOE: 0,5) do 1050 kWh (LPSP: 0,5). Na podstawie obiektywnej metody wyznaczania wag można zauważyć, że wskaźnik LPSP charakteryzuje się największą zmiennością wyników.

7.3 Drugi profil pracy stacji ładowania „dzienny – dużej mocy”

7.3.1 Wyniki WWD

W niniejszym rozdziale przedstawione zostały wyniki wykonanych analiz, a następnie zaprezentowano ranking oraz rozwiązanie Pareto-optymalne mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemność baterijnego magazynu energii dla drugiego rozpatrywanego profilu stacji ładowania.

Charakterystyka kryterium LPSP dla różnych układów mocy elektrowni fotowoltaicznej i wiatrowej oraz pojemności baterijnego magazynu energii została przedstawiona na Rysunku 7.4.

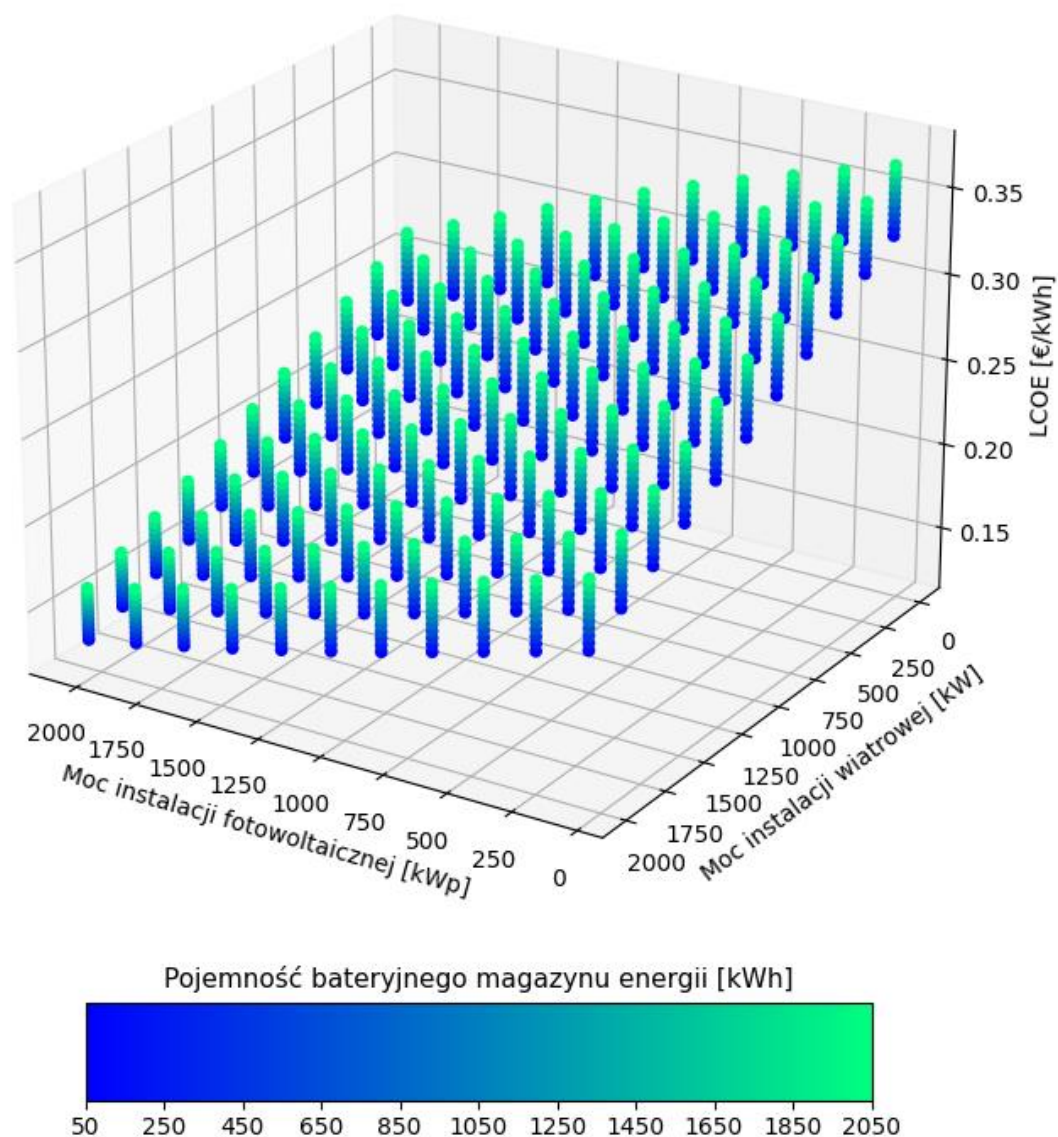


Rys. 7.4 Rozkład wartości kryterium LPSP – profil dzienny dużej mocy

Na podstawie rozkładu przedstawionego na Rysunku 7.4 można zauważyć, że im większa jest sumaryczna moc instalacji fotowoltaicznej oraz wiatrowej tym wpływ pojemności baterijnego magazynu energii na wartość wskaźnika LPSP jest wyższy. Największy wpływ obserwowany jest dla najwyższych rozpatrywanych mocy jednostek wytwórczych, co wynika z coraz większej nadwyżki energii do zbilansowania na rzecz stacji ładowania autobusu elektrycznego. Warto podkreślić, że do łącznej mocy instalacji

fotowoltaicznej oraz wiatrowej na poziomie 1500-1600 kW wpływ wzrostu pojemności bateryjnego magazynu energii na wskaźnik LPSP jest nieznaczny. Dla rozpatrywanego profilu stacji ładowania generacja z OZE jest od razu pobierana przez autobus elektryczny i dla wspomnianego zakresu mocy nie ma nadwyżek energii do bilansowania. Wykorzystywanie dużych pojemności bateryjnego magazynu energii jest więc zasadne dla dużych mocy instalacji fotowoltaicznej oraz wiatrowej dla rozpatrywanego profilu.

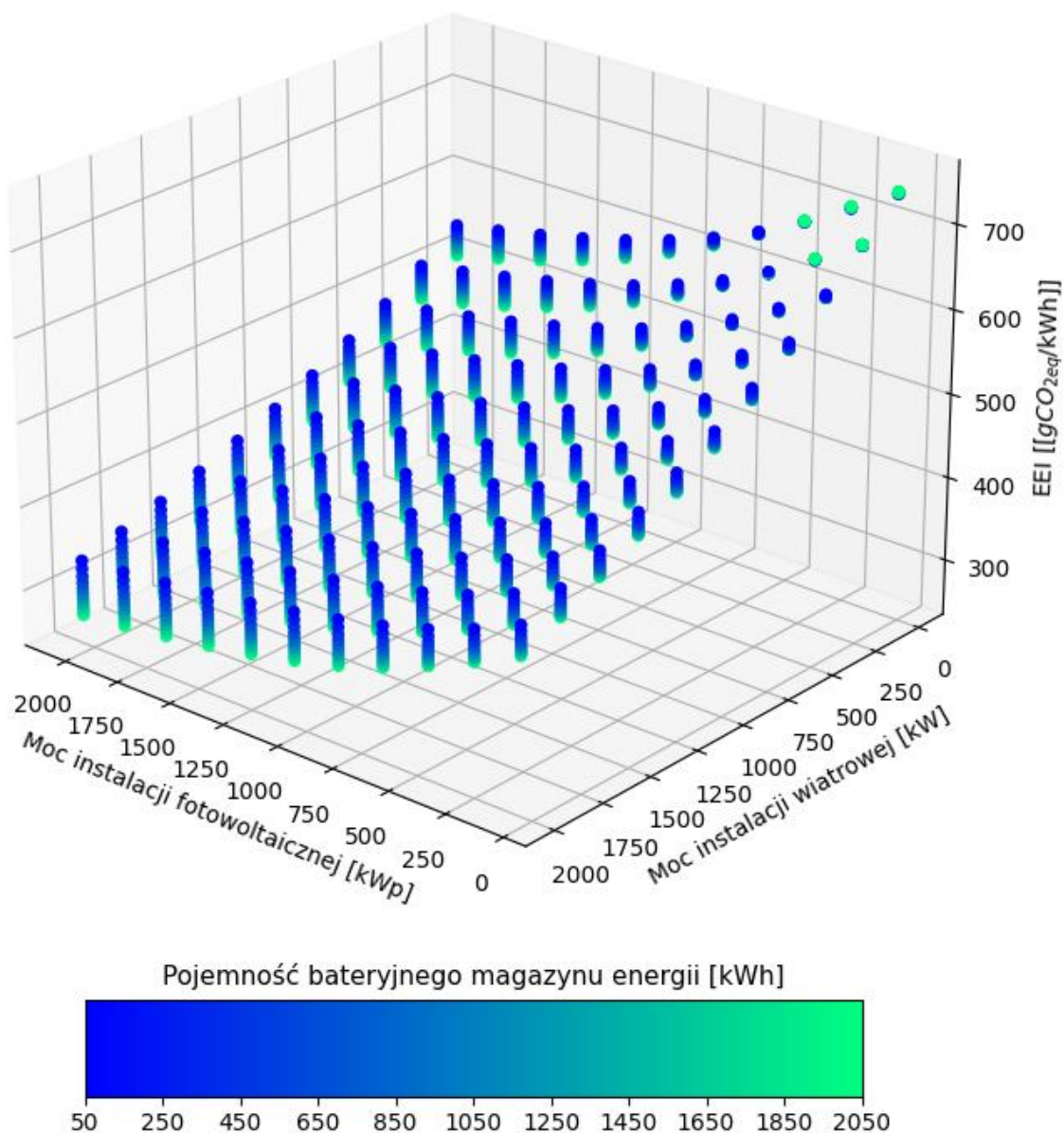
Charakterystyka kryterium LCOE dla różnych układów mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemności bateryjnego magazynu energii została przedstawiona na Rysunku 7.5.



Rys. 7.5 Rozkład wartości kryterium LCOE – profil dzienny dużej mocy

Na podstawie rozkładu przedstawionego na Rysunku 7.5 można zauważyć, że pojemność zastosowanego baterijnego magazynu energii ma wyraźny wpływ na uśredniony koszt energii elektrycznej dla wszystkich scenariuszy układu stacji ładowania przy rozpatrywanym profilu. Każdorazowo zastosowanie baterijnego magazynu energii wpływa na podwyższenie wskaźnika LCOE. Warto podkreślić, że im wyższa jest sumaryczna moc jednostki hybrydowej składającej się z instalacji fotowoltaicznej i wiatrowej, tym większa pojemność baterijnego magazynu energii ma mniejszy wpływ na wartość wskaźnika LCOE.

Charakterystyka kryterium EEI dla różnych układów mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemność baterijnego magazynu energii została przedstawiona na Rysunku 7.6.



Rys. 7.6 Rozkład wartości kryterium EEI – profil dzienny dużej mocy

Rozkład przedstawiony na Rysunku 7.6 pokazuje w znacznym stopniu analogiczne zależności, jak te opisane dla wskaźnika LPSP dla rozpatrywanego profilu. Warto podkreślić, że dla najniższego rozpatrywanego wariantu generacji OZE wzrost pojemności baterijnego magazynu energii wpływa na podwyższenie wskaźnika EEI. Natomiast wraz ze wzrostem sumarycznej mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej oraz elektrowni wiatrowej wpływ zwiększenia pojemności baterijnego magazynu energii na obniżenia wskaźnika EEI jest coraz bardziej znaczący.

Ranking rozwiązań dla „energetycznego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.11.

Tabela 7.11 Ranking rozwiązań, profil drugi,
rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	1650	34,809	0,155	277,406
2	2050	2000	1450	35,545	0,152	282,616
3	2050	2000	1850	34,123	0,158	272,562
4	2050	2000	1250	36,307	0,149	288,029
5	2050	2000	2050	33,477	0,161	268,015
6	2050	2000	1050	37,128	0,146	293,878
7	1850	2000	1650	35,757	0,162	283,844
8	1850	2000	1850	35,086	0,165	279,113
9	1850	2000	1450	36,474	0,158	288,917
10	1850	2000	2050	34,451	0,168	274,649
...
1331	50	0	2050	98,802	0,365	739,583

Ranking rozwiązań dla „ekonomicznego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.12.

Tabela 7.12 Ranking rozwiązań, profil drugi,
rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	650	39,009	0,14	307,353
2	2050	2000	850	38,025	0,143	300,293
3	2050	2000	450	40,083	0,137	315,086
4	2050	2000	1050	37,128	0,146	293,878
5	2050	2000	1250	36,307	0,149	288,029
6	2050	2000	250	41,335	0,134	324,151
7	2050	2000	1450	35,545	0,152	282,616
8	1850	2000	650	39,874	0,146	313,174
9	1850	2000	450	40,94	0,143	320,849
10	2050	2000	50	42,682	0,131	333,919
...
1331	50	0	2050	98,802	0,365	739,583

Ranking rozwiązań dla „środowiskowego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.13.

*Tabela 7.13 Ranking rozwiązań, profil drugi,
rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5*

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO_{2eq}/kWh]
1	2050	2000	1650	34,809	0,155	277,406
2	2050	2000	1450	35,545	0,152	282,616
3	2050	2000	1850	34,123	0,158	272,562
4	2050	2000	1250	36,307	0,149	288,029
5	2050	2000	2050	33,477	0,161	268,015
6	2050	2000	1050	37,128	0,146	293,878
7	1850	2000	1650	35,757	0,162	283,844
8	1850	2000	1850	35,086	0,165	279,113
9	1850	2000	1450	36,474	0,158	288,917
10	1850	2000	2050	34,451	0,168	274,649
...
1331	50	0	2050	98,802	0,365	739,583

Ranking rozwiązań dla „równego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.14.

*Tabela 7.14 Ranking rozwiązań, profil drugi,
rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3)*

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO_{2eq}/kWh]
1	2050	2000	1250	36,307	0,149	288,029
2	2050	2000	1450	35,545	0,152	282,616
3	2050	2000	1050	37,128	0,146	293,878
4	2050	2000	1650	34,809	0,155	277,406
5	2050	2000	850	38,025	0,143	300,293
6	2050	2000	1850	34,123	0,158	272,562
7	2050	2000	650	39,009	0,14	307,353
8	2050	2000	2050	33,477	0,161	268,015
9	1850	2000	1250	37,22	0,155	294,21
10	1850	2000	1050	38,026	0,152	299,945
...
1331	50	0	2050	98,802	0,365	739,583

Wagi wyznaczone metodą entropii przedstawiono w Tabeli 7.15. Następnie przedstawiono ranking rozwiązań dla otrzymanego rozkładu wag wyznaczonych w Tabeli 7.16.

Tabela 7.15 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil drugi

	LPSP	LCOE	EEI
Rozkład wag	0,326	0,349	0,325

Tabela 7.16 Ranking rozwiązań, profil drugi, rozkład wag: metoda entropii

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	1250	36,307	0,149	288,029
2	2050	2000	1050	37,128	0,146	293,878
3	2050	2000	1450	35,545	0,152	282,616
4	2050	2000	850	38,025	0,143	300,293
5	2050	2000	1650	34,809	0,155	277,406
6	2050	2000	1850	34,123	0,158	272,562
7	2050	2000	650	39,009	0,14	307,353
8	2050	2000	2050	33,477	0,161	268,015
9	1850	2000	1250	37,22	0,155	294,21
10	1850	2000	1050	38,026	0,152	299,945
...
1331	50	0	2050	98,802	0,365	739,583

7.3.2 Dyskusja wyników

W Tabeli 7.17 przedstawiono podsumowanie trzech pierwszych scenariuszy wyznaczonych na podstawie różnych rozkładów wag poszczególnych kryteriów dla profilu drugiego pracy stacji ładowania.

Tabela 7.17 Podsumowanie wyników, profil drugi

	Rozkład wag				
	LPSP: 0,5 LCOE: 0,25 EEI: 0,25	LPSP: 0,25 LCOE: 0,5 EEI: 0,25	LPSP: 0,25 LCOE: 0,25 EEI: 0,5	LPSP: 0,(3) LCOE: 0,(3) EEI: 0,(3)	LPSP: 0,326 LCOE: 0,349 EEI: 0,325
	Instalacja fotowoltaiczna [kW] / instalacja wiatrowa [kW] / bateria [kWh]				
1	2050/2000/ 1650	2050/2000/ 650	2050/2000/ 1650	2050/2000/ 1250	2050/2000/ 1250
2	2050/2000/ 1450	2050/2000/ 850	2050/2000/ 1450	2050/2000/ 1450	2050/2000/ 1050
3	2050/2000/ 1850	2050/2000/ 450	2050/2000/ 1850	2050/2000/ 1050	2050/2000/ 1450

Podobnie jak dla profilu pracy „małej mocy”, tak również dla wszystkich rozkładów wag kryteriów dla drugiego rozpatrywanego profilu pracy stacji ładowania Pareto-optymalny

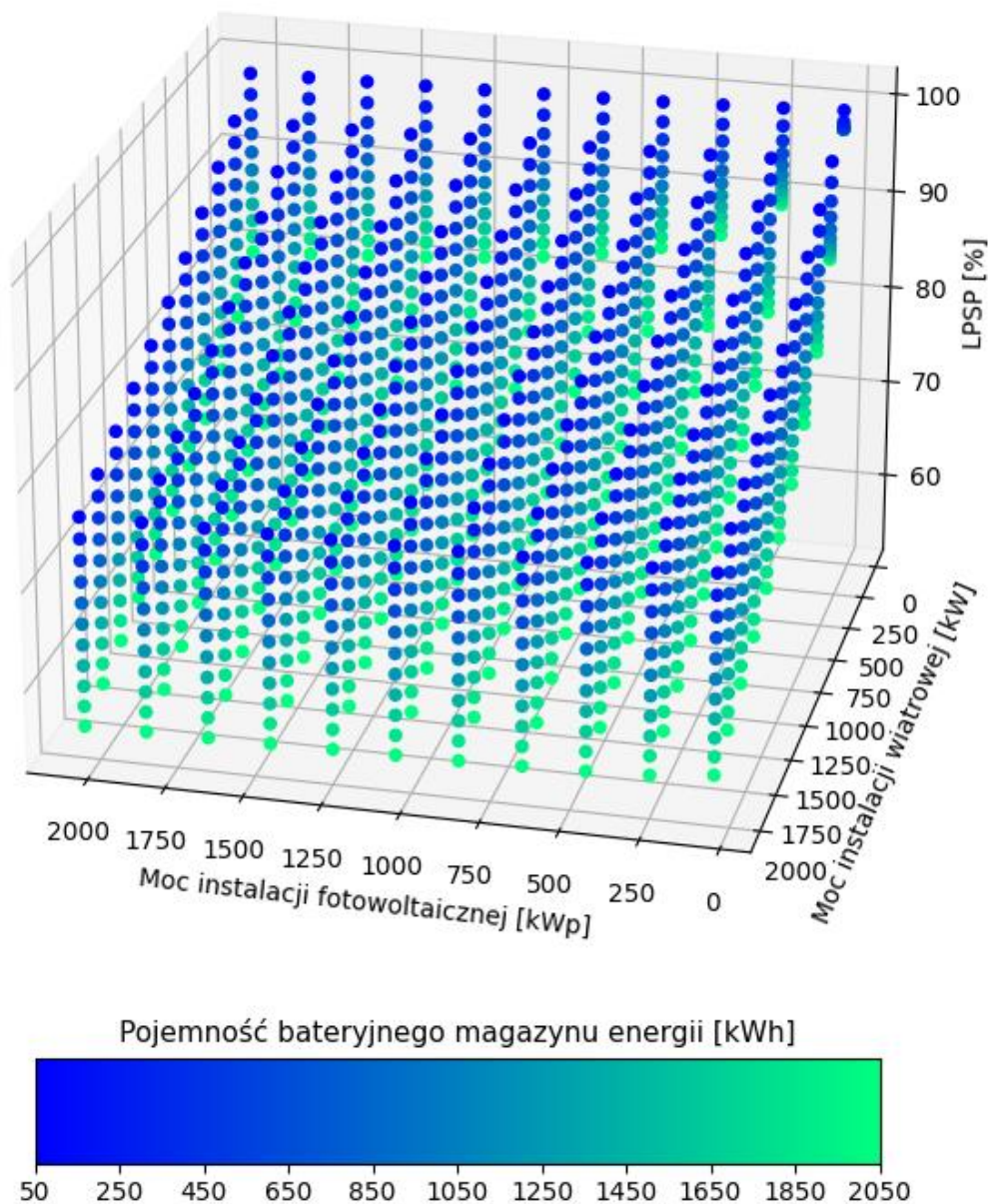
scenariusz otrzymano dla maksymalnych, rozpatrywanych na potrzeby symulacji, mocy jednostek wytwórczych. Analiza wielokryterialna rozwiązań pozwoliła na dobór pojemności baterijnego magazynu energii w układzie. W zależności od rozpatrywanego rozkładu wag mieścił się on w zakresie od 650 kWh (LCOE: 0,5) do 1650 kWh (LPSP: 0,5). Na podstawie obiektywnej metody wyznaczania wag można zauważyć, że wskaźnik LCOE charakteryzuje się największą zmiennością wyników dla rozpatrywanego profilu.

7.4 Trzeci profil pracy stacji ładowania „nocny”

7.4.1 Wyniki WWD

W niniejszym rozdziale przedstawione zostały wyniki wykonanych symulacji, a następnie ranking oraz rozwiązanie Pareto-optymalne mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemności baterijnego magazynu energii dla trzeciego rozpatrywanego profilu stacji ładowania.

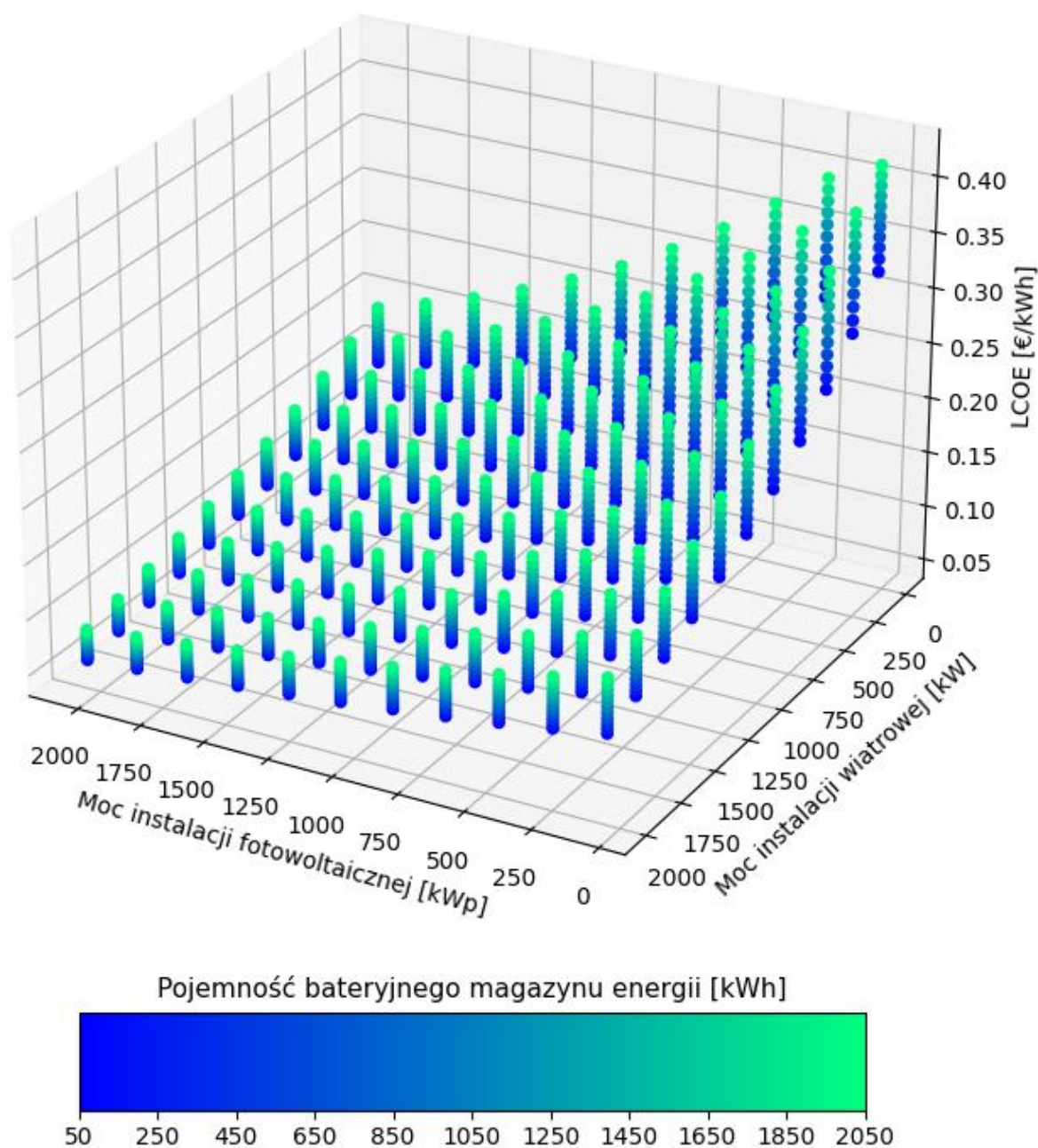
Charakterystyka kryterium LPSP dla różnych układów mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemności baterijnego magazynu energii została przedstawiona na Rysunku 7.7.



Rys. 7.7 Rozkład wartości kryterium LPSP – profil nocny

Na podstawie rozkładu przedstawionego na Rysunku 7.7 można zauważyć, że dla trzech rozpatrywanych profili pracy stacji ładowania autobusu elektrycznego wpływ wzrostu pojemności baterijnego magazynu energii dla profilu nocnego jest największy. Wynika to z faktu, że magazyn prawie całkowicie bilansuje generację z instalacji fotowoltaicznej na rzecz odbioru. Dla hybrydowej jednostki wytwórczej o najwyższej sumarycznej mocy zainstalowanej w rozpatrywanym zakresie najwyższa przyjęta pojemność magazynu energii przekłada się na obniżenie wskaźnika LPSP o ponad 20%.

Kryterium LCOE dla różnych układów mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemności baterijnego magazynu energii został przedstawiony na Rysunku 7.8.

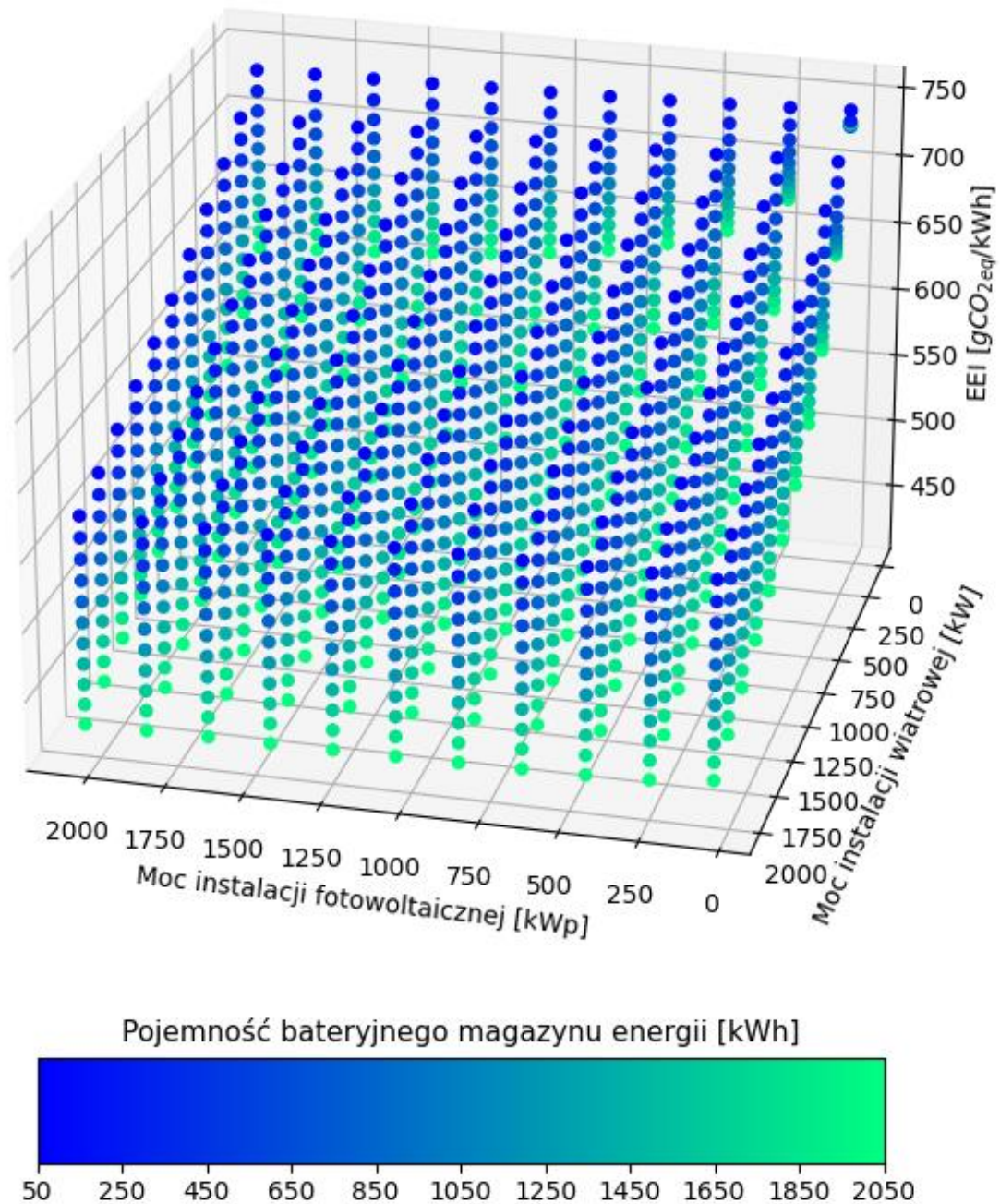


Rys. 7.8 Rozkład wartości kryterium LCOE – profil nocny

Na podstawie rozkładu przedstawionego na Rysunku 7.8 można zauważyć, że dla każdego z rozpatrywanych układów generacji z odnawialnych źródeł energii wzrost pojemności magazynu energii wpływa na zwiększenie wskaźnika LCOE. Warto zauważyć,

że wraz ze wzrostem sumarycznej mocy instalacji fotowoltaicznej oraz wiatrowej zwiększenie pojemności magazynu w coraz mniejszym stopniu przekłada się na zmianę wskaźnika LCOE.

Charakterystyka kryterium EEI dla różnych układów mocy elektrowni fotowoltaicznej, wiatrowej i pojemności bateryjnego magazynu energii została przedstawiona na Rysunku 7.9.



Rys. 7.9 Rozkład wartości kryterium EEI – profil nocny

Na podstawie rozkładu przedstawionego na Rysunku 7.9 można zauważyć, że dla przeważającej większości rozpatrywanych układów generacji z odnawialnych źródeł energii wzrost pojemności magazynu energii wpływa na zmniejszenie wskaźnika EEI określającego wpływ środowiskowy jednostki hybrydowej. Warto zauważyć, że dla najwyższej rozpatrywanej sumarycznej mocy instalacji fotowoltaicznej oraz wiatrowej wskaźnik EEI mieści się na poziomie ponad 423,491 CO_{2eq}/kWh. Wynika to z faktu, że zapotrzebowanie na energię stacji pokrywane jest w ponad 55% z sieci elektroenergetycznej.

Ranking rozwiązań dla „energetycznego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.18.

*Tabela 7.18 Ranking rozwiązań, profil trzeci,
rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25*

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO_{2eq}/kWh]
1	2050	2000	2050	55,124	0,085	423,491
2	1850	2000	2050	55,209	0,09	423,945
3	1650	2000	2050	55,294	0,096	424,388
4	1450	2000	2050	55,381	0,102	424,823
5	2050	2000	1850	57,147	0,082	437,956
6	2050	1800	2050	56,697	0,092	434,893
7	1850	2000	1850	57,227	0,087	438,381
8	1250	2000	2050	55,477	0,108	425,298
9	1850	1800	2050	56,782	0,097	435,364
10	1650	2000	1850	57,312	0,093	438,819
...
1331	50	0	2050	97,555	0,415	733,297

Ranking rozwiązań dla „ekonomicznego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.19

Tabela 7.19 Ranking rozwiązań, profil trzeci,
rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	1850	57,147	0,082	437,956
2	2050	2000	2050	55,124	0,085	423,491
3	2050	2000	1650	59,192	0,079	452,592
4	1850	2000	1850	57,227	0,087	438,381
5	1850	2000	2050	55,209	0,09	423,945
6	2050	1800	2050	56,697	0,092	434,893
7	1850	2000	1650	59,269	0,084	452,985
8	1650	2000	1850	57,312	0,093	438,819
9	2050	1800	1850	58,747	0,089	449,559
10	1650	2000	2050	55,294	0,096	424,388
...
1331	50	0	2050	97,555	0,415	733,297

Ranking rozwiązań dla „środowiskowego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.20.

Tabela 7.20 Ranking rozwiązań, profil trzeci,
rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	2050	55,124	0,085	423,491
2	1850	2000	2050	55,209	0,09	423,945
3	1650	2000	2050	55,294	0,096	424,388
4	1450	2000	2050	55,381	0,102	424,823
5	2050	2000	1850	57,147	0,082	437,956
6	2050	1800	2050	56,697	0,092	434,893
7	1850	2000	1850	57,227	0,087	438,381
8	1250	2000	2050	55,477	0,108	425,298
9	1850	1800	2050	56,782	0,097	435,364
10	1650	2000	1850	57,312	0,093	438,819
...
1331	50	0	2050	97,555	0,415	733,297

Ranking rozwiązań dla „równego” rozkładu wag został przedstawiony w Tabeli 7.21.

*Tabela 7.21 Ranking rozwiązań, profil trzeci,
rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3)*

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO_{2eq}/kWh]
1	2050	2000	2050	55,124	0,085	423,491
2	1850	2000	2050	55,209	0,09	423,945
3	2050	2000	1850	57,147	0,082	437,956
4	1650	2000	2050	55,294	0,096	424,388
5	1850	2000	1850	57,227	0,087	438,381
6	2050	1800	2050	56,697	0,092	434,893
7	1650	2000	1850	57,312	0,093	438,819
8	1450	2000	2050	55,381	0,102	424,823
9	1850	1800	2050	56,782	0,097	435,364
10	1450	2000	1850	57,398	0,098	439,244
...
1331	50	0	2050	97,555	0,415	733,297

Wagi wyznaczone metodą entropii przedstawiono w Tabeli 7.22. Następnie przedstawiono ranking rozwiązań dla otrzymanego rozkładu wag w Tabeli 7.23.

Tabela 7.22 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil trzeci

Rozkład Wag	LPSP	LCOE	EEI
Entropia	0,417	0,162	0,421

Tabela 7.23 Ranking rozwiązań, profil trzeci, rozkład wag: metoda entropii

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	2050	55,124	0,085	423,491
2	1850	2000	2050	55,209	0,09	423,945
3	1650	2000	2050	55,294	0,096	424,388
4	1450	2000	2050	55,381	0,102	424,823
5	1250	2000	2050	55,477	0,108	425,298
6	1050	2000	2050	55,581	0,115	425,809
7	2050	1800	2050	56,697	0,092	434,893
8	1850	1800	2050	56,782	0,097	435,364
9	2050	2000	1850	57,147	0,082	437,956
10	850	2000	2050	55,698	0,123	426,382
...
1331	50	0	2050	97,555	0,415	733,297

7.4.2 Dyskusja wyników

W Tabeli 7.24 przedstawiono podsumowanie trzech najlepszych wyników wyznaczonych na podstawie różnych rozkładów wag poszczególnych kryteriów.

Tabela 7.24 Podsumowanie wyników, profil trzeci

	Rozkład wag				
	LPSP: 0,5 LCOE: 0,25 EEI: 0,25	LPSP: 0,25 LCOE: 0,5 EEI: 0,25	LPSP: 0,25 LCOE: 0,25 EEI: 0,5	LPSP: 0,(3) LCOE: 0,(3) EEI: 0,(3)	LPSP: 0,417 LCOE: 0,162 EEI: 0,421
	Instalacja fotowoltaiczna [kW] / instalacja wiatrowa [kW] / bateria [kWh]				
1	2050/2000/ 2050	2050/2000/ 1850	2050/2000/ 2050	2050/2000/ 2050	2050/2000/ 2050
2	1850/2000/ 2050	2050/2000/ 2050	1850/2000/ 2050	1850/2000/ 2050	1850/2000/ 2050
3	1650/2000/ 2050	2050/2000/ 1650	1650/2000/ 2050	2050/2000/ 1850	1650/2000/ 2050

Podobnie jak dla poprzednich rozpatrywanych profili pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych tak również dla wszystkich rozkładów wag kryteriów dla trzeciego profilu „nocnego” Pareto-optymalny scenariusz otrzymano dla maksymalnych,

rozpatrywanych na potrzeby symulacji, mocy jednostek wytwórczych. Analiza wielokryterialna rozwiązań pozwoliła na dobór pojemności bateryjnego magazynu energii w układzie. W zależności od rozpatrywanego rozkładu wag mieścił się on w zakresie od 1850 kWh (LCOE: 0,5) do 2050 kWh (LPSP/EEI: 0,5). Warto podkreślić, że dla rozpatrywanego profilu, w przeciwieństwie do pozostałych dwóch, pojemność bateryjnego magazynu energii na pierwszych miejscach rankingu jest zdecydowanie wyższa ze względu na to, że buforuje on generację z elektrowni fotowoltaicznej na rzecz zasilania stacji ładowania. Na podstawie obiektywnej metody wyznaczania wag można zauważyć, że wskaźniki LPSP oraz EEI charakteryzują się największą zmiennością wyników dla rozpatrywanego profilu. Ponadto analiza rankingów pozwala zauważyć, że dla rozpatrywanego profilu zdecydowanie większe znaczenie ma moc zainstalowana w elektrowni wiatrowej niż elektrowni fotowoltaicznej, ze względu na charakter generacji z tego układu – zarówno w ciągu dnia, jak i w nocy.

7.5 Analiza wrażliwości

Analiza wrażliwości wykonywana jest w celu sprawdzenia w jakim stopniu dany parametr wejściowy, przyjęty na rzecz symulacji, wpływa na jej wyniki końcowe. W rozdziale 7.1 wskazano ponad 30 parametrów wejściowych, których wartości mają wpływ na końcowe wyniki symulacji. W niniejszej dysertacji analizę wrażliwości, w pierwszej kolejności, dokonano na rzecz ceny zakupu oraz sprzedaży energii z sieci elektroenergetycznej, której zmienność opisano w rozdziale 6.2. Analiza wrażliwości dla tych danych wejściowych została wykonana ze względu na ich bardzo dużą zmienność w latach 2022 oraz 2023, jak również ze względu na fakt, że trudno byłoby przyjąć „sztywne” dane literaturowe. Na rzecz analizy wrażliwości zdecydowano się przyjąć wartości zdecydowanie niższe od tych, które zostały wykorzystane na rzecz symulacji w pracy doktorskiej. Powyższe założenie wynika z potencjalnego spadku cen zakupu energii elektrycznej, w sytuacji zakończenia obecnego kryzysu gospodarczego. Ponadto, ze względu na skokowy przyrost mocy zainstalowanej w OZE spodziewanym jest, że sprzedaż energii elektrycznej do sieci w momencie dużej, jednoczesnej generacji z OZE będzie mniej opłacalna. Na podstawie tych założeń przyjęto koszt 1 MWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej C_z na poziomie 50 €/MWh, a dochód ze sprzedaży 1 MWh energii oddanej do sieci elektroenergetycznej C_d jako równy 10 €/MWh.

Ranking trzech pierwszych rozwiązań dla profilu pracy stacji ładowania „dziennego – małej mocy” oraz poszczególnych rozkładów wag został przedstawiony w Tabelach 7.25 – 7.28.

Tabela 7.25 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dziennego – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	450	4,222	0,137	59,938
2	1850	2000	450	4,36	0,138	60,313
3	2050	1800	450	4,381	0,138	61,609

Tabela 7.26 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dziennego – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	50	10,023	0,129	99,664
2	1850	2000	50	10,173	0,129	100,122
3	1650	2000	50	10,338	0,129	100,629

Tabela 7.27 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dziennego – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	450	4,222	0,137	59,938
2	1850	2000	450	4,36	0,138	60,313
3	2050	1800	450	4,381	0,138	61,609

Tabela 7.28 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dziennego – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	250	6,4	0,133	74,413
2	1850	2000	250	6,537	0,133	74,782
3	2050	1800	250	6,651	0,133	76,769

Wagi wyznaczone metodą entropii przedstawiono w Tabeli 7.29. Następnie przedstawiono ranking rozwiązań dla otrzymanego rozkładu wag w Tabeli 7.30.

Tabela 7.29 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”

Rozkład Wag	LPSP	LCOE	EEI
Entropia	0,304	0,407	0,289

Tabela 7.30 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: metoda entropii, $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	250	6,400	0,133	74,413
2	1850	2000	250	6,537	0,133	74,782
3	2050	1800	250	6,651	0,133	76,769

Analizując wyniki przedstawione w Tabelach 7.25 – 7.30 można zauważyć, że znaczące obniżenie ceny zakupu oraz sprzedaży energii z sieci elektroenergetycznej dla profilu „dziennego – małej mocy” spowodowało, że konfiguracje HJW znajdujące się na pierwszych miejscach rankingów rozwiązań dla różnych rozkładów wag, mają zdecydowanie niższe pojemności baterijnego magazynu energii, w porównaniu do rozkładów otrzymanych dla cen energii rozpatrywanych w niniejszej dysertacji jako wejściowe na rzecz symulacji. Wynika to z faktu, że w przypadku niskich cen zakupu energii, bardziej korzystnym jest bilansowanie niedoborów energii z sieci elektroenergetycznej, niż z magazynu energii. Szczególnie ukazują to wyniki przedstawione dla rozkładu wag LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, w których na pierwszych trzech miejscach rankingu otrzymano najniższe rozpatrywane pojemności magazynu energii. Rozkład wag wyznaczony metodą entropii wskazują, że wśród rozpatrywanych kryteriów oceny, LCOE charakteryzuje się największą zmiennością.

Ranking trzech pierwszych rozwiązań dla profilu pracy stacji ładowania „dziennego – dużej mocy” oraz poszczególnych rozkładów wag został przedstawiony w Tabelach 7.31 – 7.34.

Tabela 7.31 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, $C_z = 50$ €/MWh, $C_d = 10$ €/MWh

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	50	42,682	0,108	333,919
2	2050	2000	250	41,335	0,112	324,151
3	2050	2000	450	40,083	0,115	315,086

Tabela 7.32 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, $C_z = 50$ €/MWh, $C_d = 10$ €/MWh

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	450	600	50	74,787	0,075	563,812
2	650	600	50	71,456	0,078	540,528
3	650	400	50	75,699	0,074	571,616

Tabela 7.33 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, $C_z = 50$ €/MWh, $C_d = 10$ €/MWh

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	50	42,682	0,108	333,919
2	2050	2000	250	41,335	0,112	324,151
3	1850	2000	50	43,535	0,107	339,647

Tabela 7.34 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), $C_z = 50$ €/MWh, $C_d = 10$ €/MWh

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	50	42,682	0,108	333,919
2	1850	2000	50	43,535	0,107	339,647
3	1650	2000	50	44,482	0,106	346,026

Wagi wyznaczone metodą entropii przedstawiono w Tabeli 7.35. Następnie przedstawiono ranking rozwiązań dla otrzymanego rozkładu wag w Tabeli 7.36.

Tabela 7.35 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil drugi „dzienny – dużej mocy”

Rozkład Wag	LPSP	LCOE	EEI
Entropia	0,268	0,465	0,267

Tabela 7.36 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: metoda entropii, $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	650	1000	50	64,257	0,085	487,684
2	650	800	50	67,646	0,082	512,584
3	450	1000	50	67,184	0,083	508,052

Na podstawie wyników przedstawionych w Tabelach 7.31 – 7.36 można zauważyć, że znaczące obniżenie ceny zakupu oraz sprzedaży energii z sieci elektroenergetycznej dla profilu „dziennego – dużej mocy” spowodowało, że konfiguracje HJW znajdujące się na pierwszych miejscach rankingów rozwiązań dla różnych rozkładów wag, mają zdecydowanie niższe pojemności baterijnego magazynu energii, w porównaniu do rozkładów otrzymanych dla cen energii rozpatrywanych w niniejszej dysertacji jako wejściowe na rzecz symulacji. Tak jak w przypadku pierwszego analizowanego profilu pracy stacji, wynika to z faktu, że w przypadku niskich cen zakupu energii, bardziej korzystnym jest bilansowanie niedoborów energii z sieci elektroenergetycznej, niż z magazynu energii. Warto zauważyć, że w przypadku drugiego profilu pracy, scenariusze Pareto-optymalne dla każdego analizowanego rozkładu wag, zostały otrzymane dla najniższej, rozpatrywanej pojemności baterijnego magazynu energii. Jest to spowodowane tym, że w układzie nie ma dużej nadwyżki generacji z OZE. Rozkład wag wyznaczony metodą entropii wskazuje, że wśród rozpatrywanych kryteriów oceny, LCOE charakteryzuje się największą zmiennością. Warto podkreślić, że dla rozkładów, w których LCOE miało najwyższą wagę, na pierwszych miejscach rankingu nie znajdują się HJW z maksymalnymi, rozpatrywanymi mocami zainstalowanymi w OZE i w tej sytuacji, korzystniej jest pokrywać z sieci znaczną część zapotrzebowania na energię przez stacje ładowania autobusów elektrycznych.

Ranking trzech pierwszych rozwiązań dla profilu pracy stacji ładowania „nocnego” oraz poszczególnych rozkładów wag został przedstawiony w Tabelach 7.37 – 7.40.

Tabela 7.37 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag:
 LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	2050	55,124	0,148	423,491
2	2050	2000	1850	57,147	0,144	437,956
3	1850	2000	2050	55,209	0,149	423,945

Tabela 7.38 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag:
 LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	50	0	50	99,478	0,057	741,548
2	50	200	50	96,418	0,065	719,307
3	50	400	50	93,722	0,072	699,599

Tabela 7.39 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag:
 LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	2050	55,124	0,148	423,491
2	2050	2000	1850	57,147	0,144	437,956
3	1850	2000	2050	55,209	0,149	423,945

Tabela 7.40 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag:
 LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	2050	55,124	0,148	423,491
2	2050	2000	1850	57,147	0,144	437,956
3	2050	2000	1650	59,192	0,140	452,592

Wagi wyznaczone metodą entropii przedstawiono w Tabeli 7.41. Następnie przedstawiono ranking rozwiązań dla otrzymanego rozkładu wag w Tabeli 7.42.

Tabela 7.41 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil trzeci „nocny”

Rozkład Wag	LPSP	LCOE	E EI
Entropia	0,301	0,395	0,304

Tabela 7.42 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: metoda entropii, $C_z = 50 \text{ €/MWh}$, $C_d = 10 \text{ €/MWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	E EI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	1850	57,147	0,144	437,956
2	2050	2000	1650	59,192	0,140	452,592
3	2050	2000	2050	55,124	0,148	423,491

Na podstawie wyników przedstawionych w Tabelach 7.37 – 7.42 można zauważyć, że znaczące obniżenie ceny zakupu oraz sprzedaży energii z sieci elektroenergetycznej dla profilu „nocnego” nie spowodowało istotnych zmian dla konfiguracji HJW znajdujących się na pierwszych miejscach rankingów rozwiązań dla większości rozpatrywanych rozkładów wag. Jedynie dla LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25 można zauważyć znaczącą zmianę, gdyż Parteo-optymalnym scenariuszem jest układ elektrowni fotowoltaicznej o mocy 50 kWp oraz baterijnego magazynu energii o pojemności 50 kWh, bez elektrowni wiatrowej. Można więc zauważyć, że dla profilu nocnego pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych, przy niskiej cenie energii elektrycznej, dla wspomnianego rozkładu wag, najkorzystniej jest budować układ HJW przy minimalizacji nakładów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych. Przykład analizy dla profilu nocnego ukazuje jak fundamentalne znaczenie może mieć dobór wag przez decydenta w WWD.

Kolejnym parametrem, dla którego wykonano analizę wrażliwości jest wskaźnik emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej Em_s . W najbliższych latach wielkość tego wskaźnika będzie ulegać znaczącemu obniżeniu, ze względu na coraz większy udział OZE przyłączonych bezpośrednio do sieci oraz wygaszaniu elektrowni węglowych. Parametr ten wpływa na kryterium EEI. Wskaźnik emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej przyjęto na poziomie $Em_s = 27 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$, co odpowiada wartości tego wskaźnika w Norwegii w 2021 roku [73].

Ranking trzech pierwszych rozwiązań dla profilu pracy stacji ładowania „dziennego – małej mocy” oraz poszczególnych rozkładów wag został przedstawiony w Tabelach 7.43 – 7.46.

Tabela 7.43 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dziennego – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, $Em_s = 27 \text{ g}_{CO2eq}/kWh$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO_{2eq}/kWh]
1	250	2000	450	8,046	0,012	20,558
2	250	2000	650	6,523	0,018	21,881
3	450	2000	450	6,688	0,008	22,102

Tabela 7.44 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dziennego – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, $Em_s = 27 \text{ g}_{CO2eq}/kWh$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO_{2eq}/kWh]
1	250	2000	250	10,287	0,007	19,440
2	450	2000	250	9,000	0,002	21,004
3	250	2000	50	14,154	0,001	18,784

Tabela 7.45 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dziennego – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, $Em_s = 27 \text{ g}_{CO2eq}/kWh$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO_{2eq}/kWh]
1	50	2000	250	14,105	0,012	17,962
2	50	1800	250	15,026	0,019	18,110
3	50	2000	450	11,766	0,019	19,052

Tabela 7.46 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dziennego – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), $Em_s = 27 \text{ g}_{CO2eq}/kWh$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO_{2eq}/kWh]
1	250	2000	250	10,287	0,007	19,440
2	250	2000	450	8,046	0,012	20,558
3	250	1800	250	10,836	0,012	19,698

Wagi wyznaczone metodą entropii przedstawiono w Tabeli 7.47. Następnie przedstawiono ranking rozwiązań dla otrzymanego rozkładu wag w Tabeli 7.48.

Tabela 7.47 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”

Rozkład Wag	LPSP	LCOE	EEl
Entropia	0,151	0,141	0,707

Tabela 7.48 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: metoda entropii, $Em_s = 27 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEl [CO _{2eq} /kWh]
1	50	2000	250	14,105	0,012	17,962
2	50	2000	50	18,115	0,007	17,346
3	50	1800	250	15,026	0,019	18,110

Analizując wyniki przedstawione w Tabelach 7.43 – 7.48 można zauważyć, że znaczące obniżenie wskaźnika emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej dla profilu „dziennego – małej mocy” spowodowało, że konfiguracje HJW znajdujące się na pierwszych miejscach rankingów rozwiązań dla różnych rozkładów wag, mają zdecydowanie niższą pojemność bateryjnego magazynu energii oraz moc zainstalowaną elektrowni fotowoltaicznej, w porównaniu do rozkładów otrzymanych dla Em_s rozpatrywanego w niniejszej dysertacji jako dana wejściowa na rzecz symulacji. Wynika to z tego, że wraz ze wzrostem pojemności bateryjnego magazynu energii oraz mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej rośnie kryterium EEl, co w sposób znaczący przełożyło się na rankingi rozwiązań. Rozkład wag wyznaczony metodą entropii wskazuje, że wśród rozpatrywanych kryteriów oceny, EEl charakteryzuje się największą zmiennością.

Ranking trzech pierwszych rozwiązań dla profilu pracy stacji ładowania „dziennego – dużej mocy” oraz poszczególnych rozkładów wag został przedstawiony w Tabelach 7.49 – 7.52.

Tabela 7.49 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, $Em_s = 27 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	1450	2000	1250	39,388	0,170	26,595
2	1450	2000	1450	38,676	0,173	26,663
3	1450	2000	1650	37,996	0,176	26,740

Tabela 7.50 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, $Em_s = 27 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	1650	2000	450	41,901	0,149	26,968
2	1450	2000	250	44,208	0,153	26,614
3	1650	2000	250	43,142	0,146	27,051

Tabela 7.51 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, $Em_s = 27 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	450	2000	450	51,637	0,195	23,991
2	450	2000	250	52,629	0,191	24,003
3	250	2000	250	55,641	0,199	23,471

Tabela 7.52 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), $Em_s = 27 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	1050	2000	650	44,609	0,174	25,571
2	1050	2000	450	45,597	0,171	25,581
3	850	2000	450	47,241	0,178	25,063

Wagi wyznaczone metodą entropii przedstawiono w Tabeli 7.53. Następnie przedstawiono ranking rozwiązań dla otrzymanego rozkładu wag w Tabeli 7.54.

Tabela 7.53 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil drugi „dzienny – dużej mocy”

Rozkład Wag	LPSP	LCOE	EEI
Entropia	0,262	0,281	0,457

Tabela 7.54 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: metoda entropii, $Em_s = 27 \text{ g}_{CO_2eq}/kWh$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	450	2000	250	52,629	0,191	24,003
2	450	2000	450	51,637	0,195	23,991
3	450	2000	50	53,750	0,187	24,051

Na podstawie wyników przedstawionych w Tabelach 7.49 – 7.54 można zauważyć podobne zależności, jak dla analizy wrażliwości dotyczącej wskaźnika emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej dla profilu „dziennego – małej mocy”. Ponadto, dla każdego rozkładu wag, według scenariusza Pareto-optimalnego najkorzystniejszym wyborem jest układ HJW z maksymalną rozpatrywaną mocą zainstalowaną elektrowni wiatrowej, która charakteryzuje się wskaźnikiem emisji na poziomie $14 \text{ g}_{CO_2eq}/kWh$.

Ranking trzech pierwszych rozwiązań dla profilu pracy stacji ładowania „nocnego” oraz poszczególnych rozkładów wag został przedstawiony w Tabelach 7.55 – 7.58.

Tabela 7.55 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, $Em_s = 27 \text{ g}_{CO_2eq}/kWh$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	450	2000	2050	56,018	0,140	26,464
2	650	2000	2050	55,839	0,131	26,812
3	850	2000	2050	55,698	0,123	27,116

Tabela 7.56 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag:
 LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, $Em_s = 27 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	1650	2000	1650	59,349	0,089	27,952
2	1850	2000	1650	59,269	0,084	28,122
3	1850	2000	1850	57,227	0,087	28,150

Tabela 7.57 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag:
 LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, $Em_s = 27 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	50	2000	1650	60,720	0,150	25,573
2	50	2000	1850	58,844	0,156	25,649
3	50	2000	1450	62,636	0,145	25,509

Tabela 7.58 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag:
 LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), $Em_s = 27 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	450	2000	1850	57,999	0,135	26,418
2	450	2000	2050	56,018	0,140	26,464
3	650	2000	1850	57,830	0,127	26,769

Wagi wyznaczone metodą entropii przedstawiono w Tabeli 7.59. Następnie przedstawiono ranking rozwiązań dla otrzymanego rozkładu wag w Tabeli 7.60.

Tabela 7.59 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil trzeci „nocny”

Rozkład Wag	LPSP	LCOE	EEI
Entropia	0,657	0,255	0,088

Tabela 7.60 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: metoda entropii, $Em_s = 27 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$

	Instalacja fotowoltaiczna [kWp]	Instalacja wiatrowa [kW]	Bateria [kWh]	LPSP [%]	LCOE [€/kWh]	EEI [CO _{2eq} /kWh]
1	2050	2000	2050	55,124	0,085	28,337
2	1850	2000	2050	55,209	0,090	28,185
3	1650	2000	2050	55,294	0,096	28,016

Na podstawie wyników przedstawionych w Tabelach 7.55 – 7.60 należy podkreślić znaczący wpływ rozkładu wag na rankingi rozwiązań, wyznaczonych przy obniżeniu wskaźnika emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej dla profilu „nocnego”. Porównując rankingi przedstawione w Tabeli 7.55 oraz w Tabeli 7.56 warto zauważyć, że dla danych rozkładów wag w rozpatrywanym układzie, z punktu widzenia niezawodności, korzystniej jest wybudować elektrownię fotowoltaiczną mniejszej mocy z większym baterijnym magazynem energii, a z ekonomicznego punktu widzenia bardziej opłacalne będzie wybudowanie większej elektrowni fotowoltaicznej przy niższej pojemności baterijnego magazynu energii. Wynika to z faktu, że przy nocnym profilu pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych magazyn energii całkowicie bilansuje generację z elektrowni fotowoltaicznej. Z drugiej strony znacząco wpływa na podwyższenie kryterium LCOE. Z punktu widzenia wpływu na środowisko, rozwiązaniem Pareto-optymalnym jest układ z najniższą rozpatrywaną mocą elektrowni fotowoltaicznej charakteryzującej się wskaźnikiem emisji na poziomie $41 \text{ gCO}_{2eq}/\text{kWh}$, czyli wyższym niż ten, który został przyjęty dla sieci w niniejszej analizie wrażliwości.

8 PODSUMOWANIE

W niniejszej pracy doktorskiej skupiono się na zestawieniu dwóch fundamentalnych obszarów nowoczesnej energetyki badając wykorzystanie odnawialnych źródeł i magazynu energii w stacjach ładowania autobusów elektrycznych. Opracowany model matematyczny oraz algorytm zarządzania hybrydową jednostką wytwórczą wraz z bateryjnym magazynem energii, przy rozpatrzeniu trzech charakterystycznych profili pracy stacji ładowania, pozwolił na symulację długoterminowej pracy układu oraz wyznaczenie wartości kryteriów oceny, biorąc pod uwagę aspekty energetyczne, ekonomiczne oraz środowiskowe. W celu lepszego odzwierciedlenia rzeczywistych warunków pracy uwzględniono procesy spadku wydajności odnawialnych źródeł oraz magazynu energii wraz z czasem eksploatacji elementów zaproponowanego układu HJW. Z wykorzystaniem wielokryterialnego wspomaganie decyzji, biorąc pod uwagę obliczone wartości kryteriów oceny oraz nadane im wagi, wyznaczone w sposób subiektywny oraz obiektywny, otrzymano rankingi rozwiązań rozpatrywanych konfiguracji HJW. Na tej podstawie określono scenariusze Pareto-optymalne mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej, elektrowni fotowoltaicznej oraz pojemności bateryjnego magazynu energii, co zdaniem Autora pozwoliło na udowodnienie tezy postawionej w niniejszej dysertacji.

Warto zauważyć, że dla każdego z trzech charakterystycznych profili pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych scenariusz Pareto-optymalny otrzymano dla maksymalnych przyjętych w analizie mocy zainstalowanych elektrowni wiatrowej oraz elektrowni fotowoltaicznej. Wynika to z faktu pracy układu w trybie on-grid i korzyści związanych ze sprzedażą nadwyżek energii do sieci. W obecnych warunkach nakłady inwestycyjne na odnawialne źródła energii przyłączone bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej zazwyczaj zostają spłacone dzięki dochodom ze sprzedaży energii elektrycznej już w pierwszym dziesięcioleciu funkcjonowania instalacji. Jednocześnie, wzrost mocy zainstalowanej w OZE znacząco obniża kryterium środowiskowe EEI. Warto podkreślić, że zasadniczo wykorzystanie wielokryterialnego wspomaganie decyzji pozwoliło na dobór pojemności energetycznej bateryjnego magazynu energii, która była różna w zależności od rozpatrywanego profilu pracy stacji oraz wag nadanych kryteriom oceny. Jej najwyższa wartość została otrzymana dla stacji ładowania autobusów elektrycznych o profilu nocnym, w której magazyn energii całkowicie bilansował generację z elektrowni fotowoltaicznej, charakteryzującej się dziennym profilem generacji. Dobór pojemności

wynikał również z jej znaczącego przełożenia na wzrost wartości kryterium LCOE. Należy jednak zauważyć, że wykorzystanie wysokich pojemności bateryjnych magazynów energii może okazać się niezbędne w celu zapewnienia odpowiedniego bilansowania odnawialnych źródeł energii elektrycznej oraz zarządzania energią oddawaną do sieci elektroenergetycznej i ograniczaniem ich wpływu na parametry jakościowe sieci.

Zdaniem autora, bardzo istotnym uzupełnieniem wykonanych badań jest ukazanie wpływu wybranych parametrów wejściowych na wyniki symulacji w ramach analizy wrażliwości. W tym celu zbadano znaczące obniżenie dochodów ze sprzedaży energii elektrycznej do sieci oraz jej ceny zakupu, jak również zmniejszenie wskaźnika emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej. Wyniki analizy wrażliwości zauważalnie wpłynęły na ranking oraz otrzymane rozwiązania Pareto-optymalne. W przypadku niskich cen energii z sieci można zauważyć, że korzystniejsze jest bilansowanie energii z sieci, niż wykorzystanie bateryjnego magazynu energii. Ponadto analiza wielokryterialna rozwiązań dla rozkładu wag LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25 dla profilu dziennego dużej mocy oraz nocnego, przy rozpatrywaniu obniżenia dochodu ze sprzedaży energii do sieci oraz niskich kosztach jej zakupu, pozwoliła na wskazanie, że najkorzystniejsze z punktu widzenia przyjętych wskaźników jest znaczące bilansowanie całej stacji ładowania z sieci, bez znaczącej rozbudowy mocy zainstalowanej z OZE. Ponadto obniżenie wskaźnika emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej również zauważalnie wpłynęło na otrzymane rankingi. Zaobserwowano szczególne obniżenie pozycji w rankingach dla układów z wyższą mocą zainstalowaną elektrowni fotowoltaicznej, która charakteryzuje się wyższym wskaźnikiem emisji na 1 kWh wyprodukowanej energii, niż elektrownia wiatrowa. Na podstawie wspomnianych analiz należy podkreślić, że fundamentalne znaczenie dla badanego modelu matematycznego ma przyjęcie prawidłowych oraz aktualnych danych wejściowych, szczególnie przy tak dynamicznych zmianach systemu energetycznego.

Autor niniejszej dysertacji ponadto zauważa szeroki zakres dalszych możliwych prac w obszarach poruszonych w rozprawie. Należą do nich badania różnorodnych kryteriów oceny tego typu układów m.in. związanych z funkcjonowaniem sieci dystrybucyjnej. Ponadto autor w przyszłych pracach planuje rozpatrywać pracę tego typu układów w trybie off-grid, badając wykorzystanie w ramach HJW ogniw paliwowych i magazynów wodorowych. Kolejnym obszarem dalszych prac jest wykorzystanie w stacjach ładowania autobusów

elektrycznych magazynów energii bez nadbudowy o jednostki generacji, takie jak elektrownie fotowoltaiczne i wiatrowe. Dodatkowo, ze względu na spodziewane wprowadzenie dynamicznych taryf energii elektrycznej, w swych pracach autor zamierza wykorzystać predycyjne zarządzanie bateryjnym magazynem energii oraz procesem ładowania autobusów elektrycznych, uzależnione od spodziewanej generacji z OZE, jak również cen energii. Kolejnym obszarem jest rozbudowana analiza możliwości oddawania energii do sieci zarówno z baterijnego magazynu energii, jak również z baterii trakcyjnych autobusu elektrycznego (ang. V2G – *Vehicle to Grid*).

9 BIBLIOGRAFIA

- [1] „Ustawa o Elektromobilności i Paliwach Alternatywnych”, 11 stycznia 2018 r..
- [2] „Polskie Sieci Elektroenergetyczne” [Online]. Available: <https://www.pse.pl/>. [Data uzyskania dostępu: 01 02 2023].
- [3] R. Korab, M. Połomski i M. Smółka, „Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia”, *Silesian Electrical Journal*, Nr 5’2021 (137).
- [4] „Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych”, [Online]. Available: <https://pspa.com.pl/>. [Data uzyskania dostępu: 01 02 2023].
- [5] **F. Sidorski**, D. Michalak, M. Sierszyński i inni, „Projektowanie i eksploatacja systemów przeznaczonych do autobusów z napędem alternatywnym”, *Maszyny Elektryczne - Zeszyty Problemowe*, pp. 61-68, Nr 1/2019 (121).
- [6] R. Szczerbowski, „Wybrane aspekty rozwoju elektromobilności w aglomeracjach”, *Opracowania–Wdrożenia–Eksploatacja*, 2021, DOI 10.15199/74.2021.4.5.
- [7] „Swiatoze”, 01 03 2023. [Online]. Available: <https://swiatoze.pl/oslo-prekursorem-doglebszej-elektryfikacji-transportu-publicznego-a-jak-sytuacja-w-polsce/>.
- [8] „MPK Poznań”, [Online]. Available: <https://www.mpk.poznan.pl/>. [Data uzyskania dostępu: 01 02 2023].
- [9] „Obserwatorium Rynku Paliw Alternatywnych”, [Online]. Available: <https://orpa.pl/>. [Data uzyskania dostępu: 01 02 2023].
- [10] K. Zagrajek, J. Paska i inni, „Impact of Electric Bus Charging on Distribution Substation and Local Grid in Warsaw”, *Energies*, 2020, 13, 1210; doi:10.3390/en13051210.
- [11] D. Steen i L. A. Tuan, „Impacts of fast charging of electric buses on electrical distribution systems”, *In Proceedings of the 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, 2017.
- [12] M. Al-Saadi, S. Bhattacharyya i inni, „Impact on the Power Grid Caused via Ultra-Fast Charging Technologies of the Electric Buses Fleet”, *Energies*, 2022.
- [13] M. Mohamed, H. Farag i inni, „Simulation of electric buses on a full transit network: Operational feasibility and grid impact analysis”, *Electric Power Systems Research*, pp. 163-175, Vol. 142, 2017.
- [14] T. Boonraksa, A. Paudel i inni, „Impact of Electric Bus Charging on the Power Distribution System a Case Study IEEE 33 Bus Test System”, *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, 2019.
- [15] S. M. Arif, T. Tjing Lie i inni, „Plug-In Electric Bus Depot Charging with PV and ESS and Their Impact on LV Feeder”, *Energies*, 2020.
- [16] Y. He, Z. Song i Z. Liu, „Fast-charging station deployment for battery electric bus systems considering electricity demand charges”, *Sustainable Cities and Society*, 2019.
- [17] E. T. Sayed, A. H. Alami i inni, „Renewable Energy and Energy Storage Systems”, *Energies*, 2023.
- [18] J. Szkutnik i S. Bartosz, „Wpływ magazynów energii elektrycznej na pracę sektora energetycznego”, *Rynek Energii*, 2016.
- [19] O. Achkari, A. El Fadrad i inni, „Renewable Energy Storage Technologies - A Review”, *Proceedings of Engineering and Technology - Conference Internationale en Automatique & Traitement de Signal*, 2018.

- [20] J. Mitali, S. Dhinakaran i inni, „Energy storage systems: a review”, *Energy Storage and Saving*, pp. 166-216, 2022.
- [21] J. Szuktnik i A. Malinowski, „Hybrid low-voltage networks as the element of the lifting of the efficiency and the independence in the distribution of electricity”, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 95 NR 4/2019.
- [22] A. Cichoń, W. Liu i inni, „Heat transfer enhancement of latent heat thermal energy storage in solar heating system: A state-of-the-art review”, *The Journal of Energy Storage*, 2022.
- [23] B. Ceran, J. Jurasz i A. Orłowska, „Component degradation in small-scale off-grid PV-battery systems operation in terms of reliability, environmental impact and economic performance”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Volume 38, April 2020, 100647, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100647>.
- [24] R. M. Raczkowski i S. Robak, „System magazynowania energii elektrycznej jako środek poprawy elastyczności systemu elektroenergetycznego z dużym udziałem generacji OZE”, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2021, doi:10.15199/48.2021.03.01.
- [25] A. Cichoń, M. Huang i inni, „Renewable energy storage and sustainable design of hybrid energy powered ships: A case study”, *Journal of Energy Storage*, 2021.
- [26] L. Kasprzyk, A. Tomczewski, Z. Nadolny i inni, „Optimization of a PV-Wind Hybrid Power Supply Structure with Electrochemical Storage Intended for Supplying a Load with Known Characteristics”, *Energies*, 2020, 13, 6143; doi:10.3390/en13226143 .
- [27] J. Lu, W. Wang i inni, „Multi-Objective Optimal Design of Stand-Alone Hybrid Energy System Using Entropy Weight Method Based on HOMER”, *Energies*, 2017, 10, 1664; doi:10.3390/en10101664.
- [28] A. Bharatee, P. K. Ray i inni, „A Power Management Scheme for Grid-connected PV Integrated with Hybrid Energy Storage System”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, VOL. 10, NO. 4, July 2022.
- [29] S. Singh, P. Chauhan i N. Jap Singh, „Feasibility of grid-connected solar-wind hybrid system with electric vehicle”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, VOL. 9, NO. 2, 2021.
- [30] O. Ekren, C. H. Canbaz i Ç. B. Güvel, „Sizing of a solar-wind hybrid electric vehicle charging station by using HOMER software”, *Journal of Cleaner Production*, Volume 279, 2021.
- [31] M. Bilal, F. Ahmad i inni, „Techno-economic assessment of grid and renewable powered electric vehicle charging stations in India using a modified metaheuristic technique”, *Energy Conversion and Management*, 2023.
- [32] D. Sadeghi, A. H. Naghshbandy i inni, „Optimal sizing of hybrid renewable energy systems in presence of electric vehicles using multi-objective particle swarm optimization”, *Energy*, 2020.
- [33] T. Li, J. Zhang i inni, „An Optimal Design and Analysis of a Hybrid Power Charging Station for Electric Vehicles Considering Uncertainties”, *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2018.
- [34] **F. Sidorski**, M. Piłkuła, M. Sierszyński i inni, „Autobusy napędzane silnikiem elektrycznym w zeroemisyjnym transporcie publicznym”, *Poznan University of Technology Academic Journals*, 2018.
- [35] W. Kobos i P. Chudzik, „Dostarczanie energii do autobusu elektrycznego”, *Autobusy*, nr 1-2, 2017.
- [36] A. Dobrzycki, M. Filipiak i J. Jajczyk, „Zasilanie układów ładowania akumulatorów autobusów elektrycznych”, *Poznan University of Technology Academic Journals*, 2017.

- [37] K. Alamatsaz, S. Hussain i inni, „Electric Bus Scheduling and Timetabling, Fast Charging Infrastructure Planning, and Their Impact on the Grid: A Review”, *Energies*, 2022.
- [38] A. Józwiak, Ł. Guciewski i A. Misztal, „Metoda rozmieszczenia infrastruktury ładowania autobusów elektrycznych w miejskim transporcie zbiorowym”, *Zeszyty Naukowe Politechniki Poznańskiej*, 2018.
- [39] **F. Sidorski**, „Charakterystyka stacji ładowania autobusów elektrycznych”, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2018, doi:10.15199/48.2018.10.22.
- [40] M. Rios, G. Ramos i inni, „Load demand profile for a large charging station of a fleet of all-electric plug-in buses”, *The Journal of Engineering*, 2014, doi: 10.1049/joe.2014.0152.
- [41] M. Kłos, K. Zagrajek i inni, „Problematyka przyłączania do sieci dystrybucyjnej stacji ładowania autobusów elektrycznych”, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2019, doi:10.15199/48.2019.01.44.
- [42] A. Chojnacki, „Analiza dobowej, tygodniowej i rocznej zmienności obciążeń elektroenergetycznych w sieciach zasilających odbiorców komunalnych oraz przemysłowych”, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2018, R. 94, NR 6/2018, doi:10.15199/48.2018.06.10.
- [43] E. Dyka i I. Mróz-Radłowska, *Ekonomia w Energetyce – wybrane zagadnienia*, Łódź: Politechnika Łódzka, 2014.
- [44] N. Hoppe-Maliszewska i M. Kolasa, „Wpływ weekendów oraz innych dni wolnych od pracy na kształt profili odbiorców końcowych energii elektrycznej”, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2020, R. 96, NR 5/2020, doi:10.15199/48.2020.05.14.
- [45] N. Martinez, Y. Benchaabane i inni, „Computer Model for a Wind–Diesel Hybrid System with Compressed Air Energy Storage”, *Energies*, 2019, 12(18), 3542; <https://doi.org/10.3390/en12183542>.
- [46] „Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju”, [Online]. Available: <https://www.gov.pl/web/archiwum-inwestycje-rozwoj/dane-do-obliczen-energetycznych-budynkow>. [Data uzyskania dostępu: 30 01 2022].
- [47] ISO15927-4:2005, „Hygrothermal performance of buildings — Calculation and presentation of climatic data — Part 4: Hourly data for assessing the annual energy use for heating and cooling”.
- [48] Y. Charabi i S. Abdul-Wahab, „Wind turbine performance analysis for energy cost minimization”, *Renewables*, 2020, 7, 5, <https://doi.org/10.1186/s40807-020-00062-7>.
- [49] J. Manwell, J. Mcgowan i A. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, NJ, USA: John Wiley & Sons: Hoboken, 2010.
- [50] W. van Sark, H. C. Van der Velde i inni, „Do we really need rotor equivalent wind speed?”, *Wind Energy*, p. 745–763, 2019, 22(5), DOI:10.1002/we.2319.
- [51] I. Espedal, A. Jinasena i inni, „Current Trends for State-of-Charge (SoC) Estimation in Lithium-Ion Battery Electric Vehicles”, *Energies*, 2021, 14(11), 3284; <https://doi.org/10.3390/en14113284>.
- [52] M. Elkazaz, M. Sumner i D. Thomas, „Energy management system for hybrid PV-wind-battery microgrid using convex programming, model predictive and rolling horizon predictive control with experimental validation”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020, 115, 105483, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105483>.

- [53] Y.-R. Lee, H.-J. Kim i M.-K. Kim, „Optimal Operation Scheduling Considering Cycle Aging of Battery Energy Storage Systems on Stochastic Unit Commitments in Microgrids”, *Energies*, 2021, 14(2), 470; <https://doi.org/10.3390/en14020470>.
- [54] M. Koniak i A. A. Czerepicki, „Selection of the battery pack parameters for an electric vehicle based on performance”, *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2017, 211 01200, doi:10.1088/1757-899X/211/1/0.
- [55] A. Mielcarek, „Długoterminowa niezawodność niezależnego systemu wytwórczego złożonego z instalacji fotowoltaicznej i elektrochemicznego magazynu energii”, *Rozprawa Doktorska, Politechnika Poznańska*, Poznań, 2022.
- [56] P. Svens, M. Behm i G. Lindbergh, „Lithium-Ion Battery Cell Cycling and Usage Analysis in a Heavy-Duty Truck Field Study”, *Energies*, 2015.
- [57] M. Kruszyński, „Metodyka wielokryterialnego wspomaganie decyzji w problematyce zarządzania transportem miejskim”, *Rozprawa doktorska, Politechnika Poznańska*, 2014, Poznań.
- [58] J. Żak, A. Redmer i P. Sawicki, „Wielokryterialne wspomaganie decyzji w transporcie drogowym”, *Zeszyty Naukowe Politechniki Poznańskiej*, nr 57, 2004.
- [59] A. Łatuszyńska, „Multiple-Criteria Decision Analysis Using Topsis Method for Interval Data in Research Into the Level of Information Society Development”, *Folia Oeconomica Stetinensia*, 2014, <https://doi.org/10.2478/fofi-2013-0015>.
- [60] Y. Wang, „Application of TOPSIS and AHP in the Multi-Objective Decision-Making Problems”, *MATEC Web of Conferences* 228:05002, 2018, DOI:10.1051/mateconf/201822805002.
- [61] A. Kumar, B. Sah, A. R. Singh i inni, „A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 69, issue C, 596-609, DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.191 .
- [62] I. Siksnelyte, E. K. Zavadskas i inni, „An Overview of Multi-Criteria Decision-Making Methods in Dealing with Sustainable Energy Development Issues”, *Energies*, 2018.
- [63] „Towarowa Giełda Energii”, [Online]. Available: <https://tge.pl/>. [Data uzyskania dostępu: 28 12 2022].
- [64] D. Kacprzak, „Przedziałowa Metoda TOPSIS dla grupowego podejmowania decyzji”, *Optimum Economic Studies nr 4 (94)*, 2018, doi: 10.15290/oes.2018.04.94.19.
- [65] C. Hwang i K. Yoon, *Multiple Attributes Decision Making Methods and Application; Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*, Berlin: Springer: Berlin/Heidelberg, 1981.
- [66] S. Hajduk i D. Jelonek, „A Decision-Making Approach Based on TOPSIS Method for Ranking Smart Cities in the Context of Urban Energy”, *Energies*, 2021, 14(9), 2691; <https://doi.org/10.3390/en14092691>.
- [67] B. Ceran, „Ogniwa paliwowe w systemach rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej”, *Rozprawa doktorska, Politechnika Poznańska*, 2017.
- [68] „Karta katalogowa modułu fotowoltaicznego Jinko Tiger Neo N-type”, [Online]. Available: [https://www.jinkosolar.com/uploads/61970f6e/JKM410-430N-54HL4-\(V\)-F1-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/61970f6e/JKM410-430N-54HL4-(V)-F1-EN.pdf). [Data uzyskania dostępu: 29 12 2022].
- [69] R. Joshua, „Nuclear and wind power estimated to have lowest levelized CO2 emissions”, *The University of Texas at Austin*, 2017.

- [70] W. Van Sark, V. d. V. H.C. i i. inni, „Do we really need rotor equivalent wind speed?”, *Wind Energy*, p. 745–763, 2019; 22.
- [71] D. Saheb, M. Koussa i S. Hadji, „Technical and Economic Study of a Stand-Alone Wind Energy System for Remote Rural Area Electrification in Algeria”, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality ICREPQ'14*, pp. 638-643, 2014, Vol.1, No.12.
- [72] D. Milone, D. Curto i inni, „An Economic Approach to Size of a Renewable Energy Mix in Small Islands”, *Energies*, 2022, <https://doi.org/10.3390/en15062005> .
- [73] I. Staffell i R. Green, „How does wind farm performance decline with age?”, *Renewable Energy*, pp. 775-786, 2014, 66.
- [74] M. Rogge, S. Wollny i D. Uwe Sauer, „Fast Charging Battery Buses for the Electrification of Urban Public Transport—A Feasibility Study Focusing on Charging Infrastructure and Energy Storage Requirements”, *Energies* , pp. 4587-4606, 2015, 8, doi:10.3390/en8054587 .
- [75] C.-Y. Park, S.-H. Hong i inni, „Inverter Efficiency Analysis Model Based on Solar Power Estimation Using Solar Radiation”, *Processes*, 2020, 8(10), 1225; <https://doi.org/10.3390/pr8101225>.
- [76] J. Pucker-Singer i C. Aichberger, „Greenhouse Gas Emissions of Stationary Battery Installations in Two Renewable Energy Projects”, *Sustainability*, 2021, 13(11), 6330; <https://doi.org/10.3390/su13116330>.
- [77] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, „Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej grudzień 2022”, Warszawa, 2022.
- [78] „Nowtricity”, [Online]. Available: <https://www.nowtricity.com/country/norway/>. [Data uzyskania dostępu: 01 03 2023].

SPIS RYSUNKÓW

Rys. 1.1 Moc zainstalowana w OZE w KSE w latach 2003 – 2022 (opracowanie własne na podstawie [2]).....	11
Rys. 1.2 Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc w latach 2003 – 2022 (opracowanie własne na podstawie [2]).....	13
Rys. 1.3 procentowy udział autobusów zeroemisyjnych we flocie (opracowanie własne na podstawie [1]).....	14
Rys. 4.1 Podstawowe układy funkcjonalne baterijnego autobusu elektrycznego [34]	23
Rys. 4.2 Ładowarka typu plug-in w zajezdni autobusowej w Krakowie [38]	25
Rys. 4.3 Ładowarka typu pantografowego na przystanku autobusowym w Warszawie [38]..	26
Rys. 4.4 Ładowarka typu pantografowego na dworcu autobusowym na Os. Sobieskiego w Poznaniu (fot. autor).....	27
Rys. 4.5 Schemat ładowarki typu indukcyjnego [38]	28
Rys. 5.1 Schemat ideowy stacji [39]	29
Rys. 5.2 Profil ładowania dzienny - małej mocy, opracowanie własne na podstawie [10]	31
Rys. 5.3 Profil ładowania dzienny – dużej mocy, opracowanie własne na podstawie [10].....	32
Rys. 5.4 Profil ładowania nocny - dużej mocy, opracowanie własne na podstawie [40]	33
Rys. 5.5 Natężenie promieniowania słonecznego, opracowanie własne na podstawie [46]....	36
Rys. 5.6 Temperatura otoczenia, opracowanie własne na podstawie [46].....	37
Rys. 5.7 Turbina Hummer H25.0-200 kW, opracowanie własne na podstawie [48].....	38
Rys. 5.8 Prędkość wiatru, opracowanie własne na podstawie [46].....	38
Rys. 5.9 Algorytm zarządzania układem – stacją ładowania autobusów elektrycznych, nadbudowaną o elektrownię fotowoltaiczną, elektrownię wiatrową oraz baterijny magazyn energii	44
Rys. 6.1 Kurs indeksu BASE_Y-23, opracowanie własne w dniu 28.12.2022 r. na podstawie [63]	51
Rys. 6.2 Metodologia prowadzonych badań	53
Rys. 7.1 Rozkład wartości wskaźnika LPSP – profil dzienny małej mocy	61

Rys. 7.2 Rozkład wartości wskaźnika LCOE – profil dzienny małej mocy	62
Rys. 7.3 Rozkład wartości wskaźnika EEI – profil dzienny małej mocy	64
Rys. 7.4 Rozkład wartości kryterium LPSP – profil dzienny dużej mocy.....	70
Rys. 7.5 Rozkład wartości kryterium LCOE – profil dzienny dużej mocy	71
Rys. 7.6 Rozkład wartości kryterium EEI – profil dzienny dużej mocy.....	73
Rys. 7.7 Rozkład wartości kryterium LPSP – profil nocny	79
Rys. 7.8 Rozkład wartości kryterium LCOE – profil nocny.....	80
Rys. 7.9 Rozkład wartości kryterium EEI – profil nocny	81

SPIS TABEL

Tabela 4.1 Najważniejsze parametry ładowarek plug-in [37].....	24
Tabela 4.2 Najważniejsze parametry ładowarek pantografowych [37]	25
Tabela 4.3 Najważniejsze parametry ładowarek indukcyjnych [36], [37].....	28
Tabela 5.1 Wskaźniki energetyczne rozpatrywanych profili ładowania.....	34
Tabela 7.1 Scenariusze układu hybrydowego	58
Tabela 7.2 Rozkłady wag kryteriów	58
Tabela 7.3 Dane wejściowe do symulacji	59
Tabela 7.4 Ranking rozwiązań, profil pierwszy, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25	65
Tabela 7.5 Ranking rozwiązań, profil pierwszy, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25	65
Tabela 7.6 Ranking rozwiązań, profil pierwszy, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5	66
Tabela 7.7 Ranking rozwiązań, profil pierwszy, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3)	67
Tabela 7.8 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil pierwszy	67
Tabela 7.9 Ranking rozwiązań, profil pierwszy, rozkład wag: metoda entropii.....	68
Tabela 7.10 Podsumowanie wyników, profil pierwszy	68
Tabela 7.11 Ranking rozwiązań, profil drugi, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25	74
Tabela 7.12 Ranking rozwiązań, profil drugi, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25	74
Tabela 7.13 Ranking rozwiązań, profil drugi, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5	75
Tabela 7.14 Ranking rozwiązań, profil drugi, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3)	76
Tabela 7.15 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil drugi	76

Tabela 7.16 Ranking rozwiązań, profil drugi, rozkład wag: metoda entropii.....	77
Tabela 7.17 Podsumowanie wyników, profil drugi	77
Tabela 7.18 Ranking rozwiązań, profil trzeci, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25	82
Tabela 7.19 Ranking rozwiązań, profil trzeci, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25	83
Tabela 7.20 Ranking rozwiązań, profil trzeci, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5	83
Tabela 7.21 Ranking rozwiązań, profil trzeci, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3)	84
Tabela 7.22 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil trzeci.....	84
Tabela 7.23 Ranking rozwiązań, profil trzeci, rozkład wag: metoda entropii	85
Tabela 7.24 Podsumowanie wyników, profil trzeci.....	85
Tabela 7.25 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	87
Tabela 7.26 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	87
Tabela 7.27 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	87
Tabela 7.28 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	87
Tabela 7.29 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil pierwszy	88
Tabela 7.30 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: metoda entropii, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	88
Tabela 7.31 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	89
Tabela 7.32 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	89
Tabela 7.33 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	89

Tabela 7.34 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	89
Tabela 7.35 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil drugi	90
Tabela 7.36 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: metoda entropii, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	90
Tabela 7.37 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	91
Tabela 7.38 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	91
Tabela 7.39 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	91
Tabela 7.40 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	91
Tabela 7.41 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil trzeci „nocny” ..	92
Tabela 7.42 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: metoda entropii, Cz = 50 €/MWh, Cd = 10 €/MWh	92
Tabela 7.43 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, Ems = 27 gCO ₂ eq/kWh.....	93
Tabela 7.44 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, Ems = 27 gCO ₂ eq/kWh.....	93
Tabela 7.45 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, Ems = 27 gCO ₂ eq/kWh.....	93
Tabela 7.46 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), Ems = 27 gCO ₂ eq/kWh.....	93
Tabela 7.47 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil pierwszy	94
Tabela 7.48 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: metoda entropii, Ems = 27 gCO ₂ eq/kWh.....	94
Tabela 7.49 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, Ems = 27 gCO ₂ eq/kWh.....	95

Tabela 7.50 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, $E_{ms} = 27$ gCO ₂ eq/kWh.....	95
Tabela 7.51 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, $E_{ms} = 27$ gCO ₂ eq/kWh.....	95
Tabela 7.52 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), $E_{ms} = 27$ gCO ₂ eq/kWh.....	95
Tabela 7.53 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil drugi	96
Tabela 7.54 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: metoda entropii, $E_{ms} = 27$ gCO ₂ eq/kWh.....	96
Tabela 7.55 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: LPSP: 0,5; LCOE: 0,25; EEI: 0,25, $E_{ms} = 27$ gCO ₂ eq/kWh.....	96
Tabela 7.56 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,5; EEI: 0,25, $E_{ms} = 27$ gCO ₂ eq/kWh.....	97
Tabela 7.57 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: LPSP: 0,25; LCOE: 0,25; EEI: 0,5, $E_{ms} = 27$ gCO ₂ eq/kWh.....	97
Tabela 7.58 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), $E_{ms} = 27$ gCO ₂ eq/kWh.....	97
Tabela 7.59 Rozkład wag kryteriów wyznaczonych metodą entropii, profil trzeci „nocny” ..	97
Tabela 7.60 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: metoda entropii, $E_{ms} = 27$ gCO ₂ eq/kWh	98