

POLITECHNIKA POZNAŃSKA
WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI
INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI



**AUTOREFERAT
ROZPRAWY DOKTORSKIEJ**

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

| | | |
|---|---|----|
| 1 | Uzasadnienie wyboru tematu rozprawy | 3 |
| 2 | Teza, cel i zakres pracy | 4 |
| 3 | Struktura pracy | 5 |
| 4 | Model matematyczny hybrydowej jednostki wytwórczej pracującej na rzecz stacji ładowania autobusów elektrycznych | 6 |
| 5 | Kryteria oceny | 14 |
| 6 | Wyniki przeprowadzonych analiz | 16 |
| 7 | Podsumowanie | 21 |
| 8 | Dorobek naukowy autora | 23 |

1 Uzasadnienie wyboru tematu rozprawy

W ostatnich latach obserwowane są coraz bardziej dynamiczne zmiany sektora energetycznego, zarówno w Polsce jak i w Unii Europejskiej, które są spowodowane wieloma czynnikami, do których można zaliczyć kwestie polityczne, środowiskowe, energetyczne i gospodarcze. W ciągu ostatnich czterech lat, udział Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), wzrósł trzykrotnie. Stochastyczny charakter generacji ze wspomnianych źródeł, takich jak m.in. elektrownie fotowoltaiczne i wiatrowe, wymaga konieczności wprowadzenia wielu zmian w KSE, dotyczących zarówno struktury jak i sposobu zarządzania, w celu utrzymania bezpieczeństwa i stabilności pracy. Aby temu sprostać, wprowadzana jest znaczna ilość programów oraz propozycji sieciowych, takich jak ograniczenia strony popytowej (ang. *Demand Side Response*), zdalne wyłączenie OZE przez operatora, budowa linii bezpośrednich, wykorzystanie magazynów energii oraz lokalizacja OZE w bezpośrednim sąsiedztwie odbiorów z ograniczeniem lub bez możliwości oddawania energii elektrycznej do sieci.

Znacząco zwiększa się również wolumen poboru energii z sieci elektroenergetycznej wynikający m.in. z coraz większej energochłonności po stronie przemysłu i gospodarstw domowych, jak również z rozwoju elektromobilności. W 2022 roku liczba stacji ładowania wynosiła około 5 tysięcy, zaś do końca 2023 roku ich liczba ma wzrosnąć do poziomu około 100 tysięcy. Jednym z ważnych czynników wspierających ten rozwój jest wprowadzanie zeroemisyjnego transportu publicznego. W Polsce, zgodnie z Ustawą o Elektromobilności i Paliwach Alternatywnych do 2028 roku, udział autobusów zeroemisyjnych w flocie jednostki samorządu terytorialnego, którego liczba mieszkańców przekracza 50 tysięcy musi wynosić co najmniej 30%.

Ponadto, w publikacjach naukowych ukazujących się na przestrzeni ostatnich lat podejmowane jest zagadnienie wpływu stacji ładowania autobusów elektrycznych na parametry sieci dystrybucyjnej. W części z nich, wykorzystanie magazynów energii oraz odnawialnych źródeł energii, stanowiących bezpośrednią nadbudowę stacji ładowania, wskazywane jest jako potencjalne rozwiązanie ograniczające wspomniany, negatywny wpływ.

W przedstawionej pracy doktorskiej przeanalizowano możliwość wykorzystania odnawialnych źródeł oraz baterijnego magazynu energii (BME), jako nadbudowy dla stacji ładowania autobusów elektrycznych wykorzystywanych w transporcie publicznym. W tym celu opracowano model matematyczny Hybrydowej Jednostki Wytwórczej (HJW),

składającej z elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz bateryjnego magazynu energii (BME), przy założonych zakresach mocy zainstalowanej OZE oraz pojemności baterii, biorąc pod uwagę trzy charakterystyczne profile poboru energii przez stację ładowania autobusów elektrycznych. Następnie wykonano długoterminową symulację pracy układu, której lepsze odzwierciedlenie otrzymano dzięki uwzględnieniu procesów spadku wydajności jednostek wchodzących w skład HJW. Dla każdego z rozpatrywanych scenariuszy konfiguracji hybrydowej jednostki wytwórczej wyznaczano wartości kryteriów oceny uwzględniających aspekty energetyczne, ekonomiczne i środowiskowe. Następnie przeprowadzono wielokryterialną analizę porównawczą pozwalającą na opracowanie rankingu oraz wskazania Pareto-optimalnego scenariusza układu HJW, który dla danego profilu pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych, jest najbardziej korzystny, biorąc pod uwagę wartości kryteriów oceny oraz nadane im wagi.

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 wielokryterialnego 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 bateryjny 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 wspomaganie 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.*

3 Struktura pracy

Praca doktorska liczy łącznie 112 stron, składa się z 8 rozdziałów i można ją podzielić na dwie zasadnicze części.

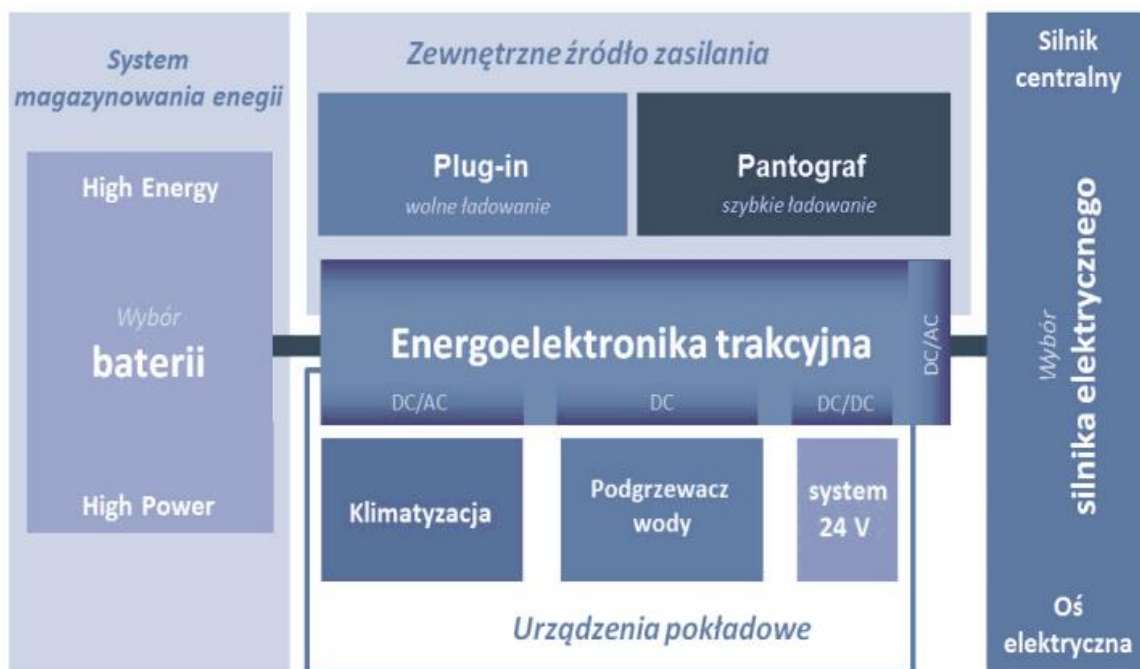
Pierwsza część dysertacji obejmuje w swym zakresie rozdziały od 1 do 4 i dotyczy zagadnień teoretycznych. W rozdziale 1 dokonano wprowadzania do pracy doktorskiej, ukazującego szerszy kontekst podjęcia tematu rozprawy, jak również stanowiącego opis obecnej sytuacji sektora energetycznego w Polsce. W rozdziale 2 przedstawiono tezę wraz z jej uzupełnieniem oraz sformułowano oryginalne cele pracy. W rozdziale 3 dokonano przeglądu literatury oraz określono lukę badawczą. W rozdziale 4 opisano rodzaje stacji ładowania autobusów elektrycznych ze szczególnym wskazaniem ich cech charakterystycznych.

Rozdziały od 5 do 7 stanowią część badawczą rozprawy doktorskiej. W rozdziale 5 przedstawiono rozpatrywane profile pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych. Opisano modelowanie matematyczne elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz bateryjnego magazynu energii, z uwzględnieniem procesów spadku ich wydajności. Ponadto przedstawiono algorytm zarządzania stacją z nadbudową o wspomnianą HJW. W rozdziale 7 zebrano dane wejściowe na rzecz przeprowadzenia symulacji pracy układu oraz graficznie przedstawiono wyniki kryteriów poszczególnych scenariuszy konfiguracji mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz pojemności bateryjnego magazynu energii dla każdego z rozpatrywanych profili pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych. Następnie dla danych wag kryteriów zebrano rankingi oraz wskazano rozwiązania Pareto-optymalne wraz z dyskusją wyników. Ponadto wykonano analizę wrażliwości dla wybranych parametrów wejściowych.

Rozdział 8 stanowi podsumowanie wykonanych analiz w ramach dysertacji oraz zawiera wnioski. Ponadto opisano w nim szeroki zakres dalszych możliwych prac badawczych.

4 Model matematyczny hybrydowej jednostki wytwórczej pracującej na rzecz stacji ładowania autobusów elektrycznych

Stacje ładowania spełniają zadanie doprowadzenia energii elektrycznej do baterii trakcyjnych autobusu elektrycznego. Obrazowe przedstawienie układów funkcjonalnych autobusu elektrycznego zostało zaprezentowane na Rysunku 1.



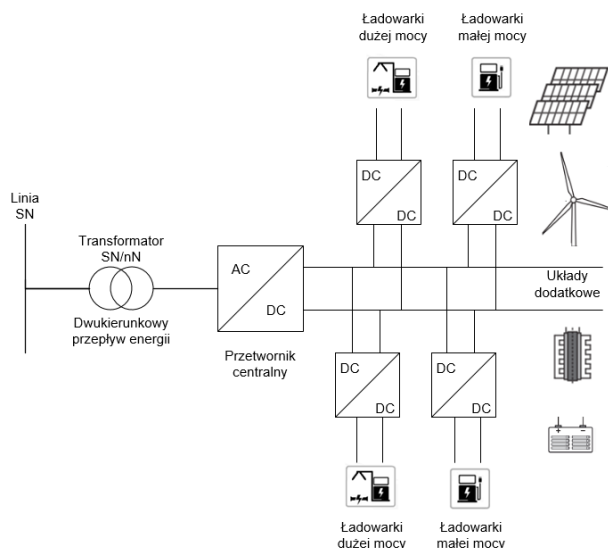
Rys. 1 Podstawowe układy funkcjonalne baterijnego autobusu elektrycznego

Stacje ładowania stanowią zewnętrzne źródło zasilania autobusu elektrycznego. Można je podzielić na ładowanie plug-in, które odbywa się zazwyczaj z niższą mocą, w zajezdni, w czasie nocnej przerwy w funkcjonowaniu floty. Drugim najczęściej wykorzystywanym rodzajem jest ładowanie pantografowe, w czasie którego z wysoką mocą doprowadza się energię elektryczną do autobusu, zazwyczaj w czasie postoju na przystanku końcowym.

W pracy doktorskiej symulacje wykonano dla trzech, charakterystycznych profili pracy stacji:

- **profil 1** – dzienny „małej mocy” – ładowanie w ciągu dnia, moc znamionowa stacji ładowania 200 kW,
- **profil 2** – dzienny „dużej mocy” – ładowanie w ciągu dnia, moc znamionowa stacji ładowania 800 kW,
- **profil 3** – nocny – ładowanie w nocy, moc znamionowa stacji ładowania 1000 kW.

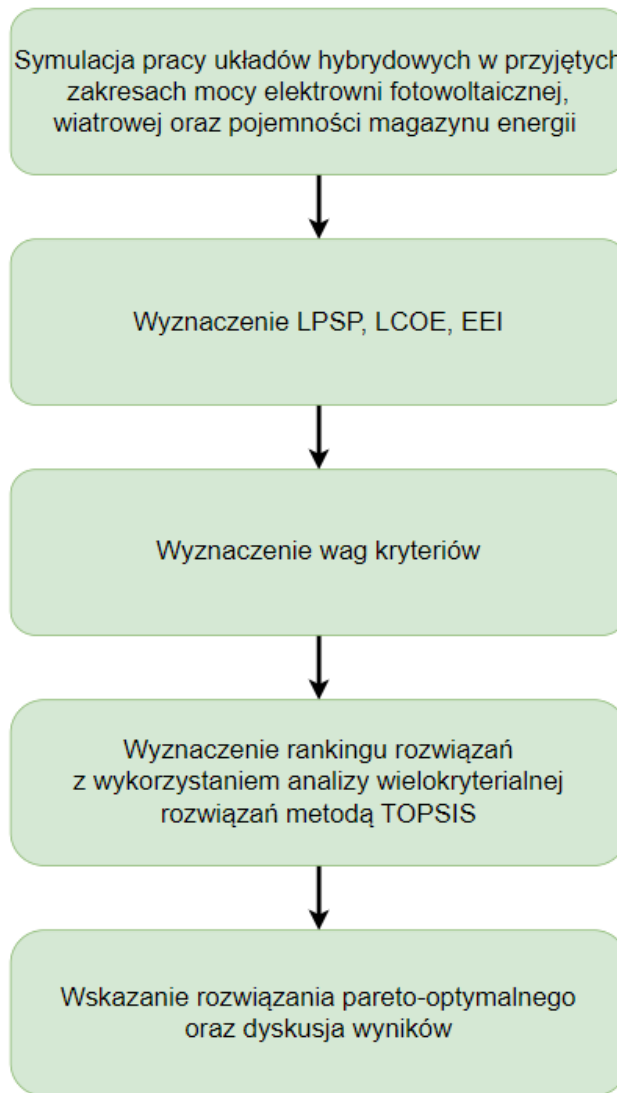
Schemat hybrydowej jednostki wytwórczej składającej się z elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz baterijnego magazynu energii, pracującej on-grid na rzecz stacji ładowania autobusów elektrycznych przedstawiono na Rysunku 2.



Rys. 2 Schemat ideowy stacji

Zasadnicza idea zarządzania pracą takiego układu, jak przedstawionego na Rysunku 2, polega na tym, że generacja z odnawialnych źródeł energii w pierwszej kolejności pokrywa zapotrzebowanie na energię elektryczną podłączonych do ładowarek autobusów elektrycznych. Nadwyżka energii kierowana jest do baterijnego 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.

Rozpatrywany w pracy doktorskiej układ składa się z elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz baterijnego magazynu energii. Schematyczne ukazanie metodologii wykonanych analiz zostało przedstawione na rysunku 3.



Rys. 3 Metodologia prowadzonych badań

W celu wykonania symulacji pracy układu w pierwszej kolejności należy opracować model matematyczny. Moc generowana przez elektrownię fotowoltaiczną wyznaczana jest na podstawie następującej zależności:

$$P_{PV}(t) = P_{n_{PV}} \eta_{PV} G(t) [1 + \alpha_T (T_{PV}(t) - T_{STC})] \quad (4.1)$$

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 4.1 temperatura modułu fotowoltaicznego obliczana jest na podstawie zależności:

$$T_{PV}(t) = \frac{T(t) + (T_{NOCT} - 20) \left(\frac{G(t)}{0.8} \right) \left(1 - \frac{\eta_{STC}(1 - 25\alpha_T)}{0.9} \right)}{1 + (T_{NOCT} - 20) \left(\frac{G(t)}{0.8} \right) \left(\frac{\eta_{STC}\alpha_T}{0.9} \right)} \quad (4.2)$$

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

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

$$E_{r,PV} = \int_0^{T_r} P_{PV}(t) dt \quad (4.3)$$

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

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

$$P_{EW}(t) = \begin{cases} P_{v1} + \frac{P_{v2} - P_{v1}}{v_2 - v_1} (v_w(t) - v_1) & \text{dla } v_{in} \leq v_{EW}(t) < v_n \\ P_{nEW} & \text{dla } v_n \leq v_{EW}(t) < v_{out} \\ 0 & \text{dla inne } v_{EW}(t) \end{cases} \quad (4.4)$$

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:

$$E_{r,EW} = \int_0^{T_r} P_{EW}(t)dt \quad (4.5)$$

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

Następujące równania przedstawiają proces ładowania (4.6) oraz rozładowania (4.7) bateryjnego magazynu energii elektrycznej:

$$E_{\text{ład}}(t) = E_{\text{bat}}(t - 1) + E_{\text{bat}}(t) \cdot \eta_{\text{bat}} \quad (4.6)$$

$$E_{\text{roz}}(t) = E_{\text{bat}}(t - 1) - \frac{E_{\text{bat}}(t)}{\eta_{\text{bat}}} \quad (4.7)$$

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

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:

$$SOC(t) = \frac{E_{\text{bat}}(t)}{B_n} \quad (4.8)$$

gdzie: SOC – stan naładowania bateryjnego magazynu energii, B_n – znamionowa pojemność magazynu energii.

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} , które w niniejszej dysertacji wynoszą:

$$SOC_{min} = 0.25 \cdot B_n \quad (4.9)$$

$$SOC_{max} = 0.85 \cdot B_n \quad (4.10)$$

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

Zarządzanie HJW rozpoczyna się od wyznaczenia bilansu energii w układzie, co godzinę przez 15 lat. Różnica ΔE wyznaczana jest na podstawie następującej zależności:

$$\Delta E(t) = E_{PV}(t) + E_{EW}(t) - E_{BUS}(t) \quad (4.11)$$

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 (4.11) 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:

$$E_{lad,max}(t) = \frac{SOC_{max} - E_{bat}(t-1)}{\eta_{bat}} \quad (4.12)$$

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

Jeżeli $|\Delta E(t)| \leq E_{lad,max}(t)$ to ilość energii doprowadzonej do baterijnego magazynu energii obliczana jest zgodnie z zależnością (4.6).

Jeżeli $|\Delta E(t)| > E_{lad,max}(t)$ w zależności (4.6) $E_{bat}(t) = E_{lad,max}(t)$, a bateria zostaje naładowana do poziomu SOC_{max} . Nadmiar energii w układzie zostanie wyprowadzony do sieci elektroenergetycznej zgodnie z zależnością:

$$E_{do,sieci}(t) = (\Delta E(t) - E_{lad}(t)) \cdot \eta_{inv} \quad (4.13)$$

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

Jeżeli wynik (4.11) jest ujemny oznacza to, że w rozpatrywanym układzie istnieje niedobór energii, który może zostać zbilansowany z baterijnego magazynu energii. Maksymalna energia możliwa do pobrania z baterii w czasie t wyznaczana jest na podstawie następującej zależności:

$$E_{roz,max}(t) = (E_{bat}(t-1) - SOC_{min}) \cdot \eta_{bat} \quad (4.14)$$

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

Jeżeli $|\Delta E(t)| \leq E_{roz,max}(t)$ to ilość energii pobranej z baterijnego magazynu energii obliczana jest zgodnie z zależnością (4.7).

Jeżeli $|\Delta E(t)| > E_{roz,max}(t)$ w zależności (4.7) $E_{bat}(t) = E_{roz,max}(t)$, to bateria zostaje rozładowana do poziomu SOC_{min} . Niedobór energii w układzie jest doprowadzony z sieci elektroenergetycznej zgodnie z zależnością:

$$E_{z,sieci}(t) = \frac{\Delta E(t) - E_{roz}(t)}{\eta_{inv}} \quad (4.15)$$

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

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

$$dP_{nPv}(r) = d_{pV} \cdot P_{nPv}(r-1) \quad (4.16)$$

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:

$$dP_{nEW}(r) = d_{EW} \cdot P_{nEW}(r-1) \quad (4.17)$$

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

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

$$dB_n(r) = \begin{cases} -0,0024 \cdot l_c + 94,708 & \text{dla } l_c \geq 900 \\ 7 \cdot 10^{-6} \cdot l_c^2 - 0,0144 \cdot l_c + 99,86 & \text{dla } l_c < 900 \end{cases} \quad (4.18)$$

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

5 Kryteria oceny

Na podstawie wyników otrzymanych z wykorzystaniem opracowanego modelu matematycznego stacji wyznaczane są kryteria oceny, biorące pod uwagę aspekty energetyczne, ekonomiczne oraz środowiskowe. Należą do nich:

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

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^n E_{z, sieci}(t)}{\sum_{t=1}^n E_{BUS}(t)} \quad (5.1)$$

gdzie: n – liczba lat pomiarowych, E_{BUS} – energia pobrana przez autobus elektryczny w iteracji t .

Kryterium to jest destymulantem – im mniejsza będzie ilość energii pobranej z sieci w ciągu roku tym scenariusz będzie korzystniejszy. LPSP określone 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:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \frac{\sum_{t=1}^n OPEX + \sum_{t=1}^n E_{z,sieci}(t)C_z - \sum_{t=1}^n E_{do,sieci}(t)C_d}{(1+r)^t}}{\frac{\sum_{t=1}^n E_{BUS}(t) + \sum_{t=1}^n E_{do,sieci}(t)}{(1+r)^t}} \quad (5.2)$$

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

$$CAPEX = P_{PV}CAPEX_{PV} + P_{EW}CAPEX_{EW} + B_nCAPEX_{bat} \quad (5.3)$$

$$OPEX = P_{PV}(t)OPEX_{PV} + P_{EW}(t)OPEX_{EW} + B_n(t)OPEX_{bat} \quad (5.4)$$

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 baterijnego 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 baterijnego magazynu energii.

Kryterium to jest destymulantem – im jego wartość jest niższa tym scenariusz jest korzystniejszy. LCOE określone 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:

$$EEI = \frac{\sum_{t=1}^n E_{PV}(t) Em_{PV} + \sum_{t=1}^n E_{EW}(t) Em_{EW} + B_n Em_{bat} + \sum_{t=1}^n E_{z,sieci}(t) Em_s}{\sum_{t=1}^n E_{BUS}(t) + \sum_{t=1}^n E_{do,sieci}(t)} \quad (5.5)$$

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.

6 Wyniki przeprowadzonych analiz

Z wykorzystaniem metody TOPSIS, wyznaczono rankingi oraz rozwiązania Pareto-optymalne dla rozpatrywanych konfiguracji HJW dla danych profili pracy stacji na podstawie kryteriów oceny oraz nadanych im wag. Na potrzeby symulacji ustalono następujące zakresy graniczne mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej oraz bateryjnego magazynu energii:

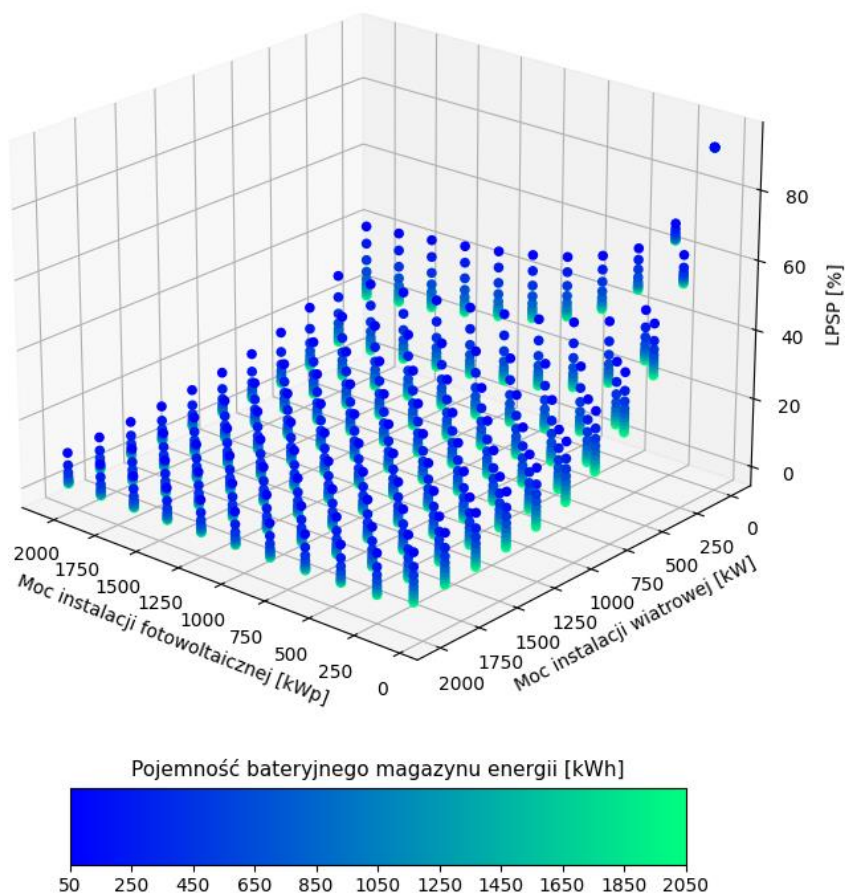
- moc elektrowni fotowoltaicznej od 50 do 2050 kWp, z krokiem co 200 kWp,
- moc elektrowni wiatrowej od 0 do 2000 kW, z krokiem co 200 kW,
- pojemność bateryjnego magazynu od 50 do 2050 kWh, z krokiem co 200 kWh.

Wagi dla kryteriów oceny scenariuszy konfiguracji HJW przedstawiono w Tabeli 1.

Tabela 1 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 | | |

Przykładowy rozkład wskaźnika LPSP dla profilu pierwszego, dziennego – „małej mocy” został przedstawiony na Rysunku 4.



Rys. 4. Rozkład wartości kryterium LPSP, profil dzienny – „małej mocy”

W Tabeli 2 przedstawiono podsumowanie trzech pierwszych miejsc rankingu scenariuszy wyznaczonych na podstawie różnych rozkładów wag poszczególnych kryteriów dla profilu pierwszego – dziennego „małej mocy”.

Tabela 2 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 |

W Tabeli 3 przedstawiono podsumowanie trzech pierwszych miejsc rankingu scenariuszy wyznaczonych na podstawie różnych rozkładów wag poszczególnych kryteriów dla profilu drugiego – dziennego „dużej mocy”.

Tabela 3 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 |

W Tabeli 4 przedstawiono podsumowanie trzech pierwszych miejsc rankingu scenariuszy wyznaczonych na podstawie różnych rozkładów wag poszczególnych kryteriów dla profilu trzeciego – nocnego.

Tabela 4 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 |

Następnie dokonano analizy wrażliwości, służącej do sprawdzenia jak zmiana paramterów wejściowych wpłynie na otrzymane rankingi rozwiązań. W pierwszej kolejności przyjęto obniżenie kosztu 1 MWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej z poziomu 308,86 €/MWh na 50 €/MWh, przy jednoczesnej zmianie dochodu ze sprzedaży 1 MWh energii oddanej do sieci elektroenergetycznej C_d z wartości 190,07 €/MWh na 10 €/MWh.

Ranking rozwiązań dla profilu pierwszego, dziennego – „małej mocy”, przy „równym” rozkładzie wag, przedstawiono w Tabeli 5.

Tabela 5 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – 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 |

Ranking rozwiązań dla profilu drugiego, dziennego – „dużej mocy”, przy „równym” rozkładzie wag, przedstawiono w Tabeli 6.

Tabela 6 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej 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 | 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 |

Ranking rozwiązań dla profilu trzeciego – nocnego, przy „równym” rozkładzie wag, przedstawiono w Tabeli 7.

Tabela 7 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 |

Kolejnym parametrem, dla którego wykonano analizę wrażliwości jest wskaźnik emisji na 1 kWh energii pobranej z sieci elektroenergetycznej Em_s . Wpływ obniżenia tego

wskaźnika z poziomu 708 g_{CO2eq}/kWh na 27 g_{CO2eq}/kWh zbadano dla każdego rozpatrywanego profilu pracy stacji.

Ranking rozwiązań dla profilu pierwszego, dziennego – „małej mocy”, przy „równym” rozkładzie wag, przedstawiono w Tabeli 8.

Tabela 8 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil pierwszy „dzienny – małej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), Em_s = 27 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 |

Ranking rozwiązań dla profilu drugiego, dziennego – „dużej mocy”, przy „równym” rozkładzie wag, przedstawiono w Tabeli 9.

Tabela 9 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil drugi „dzienny – dużej mocy”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), Em_s = 27 g_{CO2eq}/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 |

Ranking rozwiązań dla profilu trzeciego – nocnego, przy „równym” rozkładzie wag, przedstawiono w Tabeli 10.

Tabela 10 Ranking rozwiązań, analiza wrażliwości, profil trzeci „nocny”, rozkład wag: LPSP: 0,(3); LCOE: 0,(3); EEI: 0,(3), Em_s = 27 g_{CO2eq}/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 |

7 Podsumowanie

W 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 baterijnego 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 baterijnego 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 dużych 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 wpływu OZE 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 również, możliwe 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 w stacjach ładowania autobusów. 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 struktury wytwórczej 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*).

8 Dorobek naukowy autora

- 1) **Sidorski F.**, *Możliwości współpracy hybrydowego systemu wytwórczego ze stacją ładowania autobusu elektrycznego*, Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, 2019, doi: 10.21008/j.1897-0737.2019.98.0013
- 2) **Sidorski F.**, *Charakterystyka pracy stacji ładowania autobusów elektrycznych*, Przegląd Elektrotechniczny, 2018, doi:10.15199/48.2018.10.22
- 3) Khan Md N. H., Siwakoti Y. P., **Sidorski F.** i inni, *A Common Grounded Type Dual-Mode Five-Level Transformerless Inverter for Photovoltaic Applications*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2020, doi: 10.1109/TIE.2020.3028810
- 4) Sierszyński M., Chełchowski Ł., **Sidorski F.** i inni, *Projektowanie i eksploatacja systemów przeznaczonych do autobusów z napędem alternatywnym*, Maszyny Elektryczne - Zeszyty Problemowe, 2019
- 5) Piкуła M., **Sidorski F.**, Sierszyński M. i inni, *Autobusy napędzane silnikiem elektrycznym w zeroemisyjnym transporcie publicznym*, Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering, 2018, doi: 10.21008/j.1897-0737.2018.95.0027
- 6) Matysiak T., **Sidorski F.**, Szczerbowski R., *Polityka energetyczna wobec instalacji biogazowych*, Przegląd Naukowo-Metodyczny. Edukacja dla Bezpieczeństwa, 2017
- 7) **Sidorski F.**, Sroka K., Szczerbowski R., *Układy OXY spalania jako innowacyjna technologia wytwarzania energii elektrycznej z węgla*, Przegląd Naukowo-Metodyczny. Edukacja dla Bezpieczeństwa, 2017
- 8) Kuczyński K., **Sidorski F.**, Szczerbowski R., *Układy gazowo-parowe oraz układy IGCC zintegrowane z wychwytem oraz wykorzystaniem CO₂*, Przegląd Naukowo-Metodyczny. Edukacja dla Bezpieczeństwa, 2016

- 9) Oleksiak, A., Piatek, W., Kuczynski, K., **Sidorski, F.**, *Reducing energy costs in data centres using renewable energy sources and energy storage*, E2DC 2016 - Proceedings of the 5th International Workshop on Energy Efficient Data Centres, 2016, DOI: 10.1145/2940679.2940684

Inne osiągnięcia autora:

- 1) Współpraca międzynarodowa z University of Technology w Sydney, Australia w ramach programu NAWA 2019/2020, mająca na celu zwiększenie jakości badań wykonywanych przez doktorantów.
- 2) Wystąpienia konferencyjne podczas „The 31st International Electric Vehicles Symposium & Exhibition” w Kobe w Japonii oraz podczas „The 32st International Electric Vehicles Symposium & Exhibition” w Lyon we Francji.
- 3) Medal Rektora Politechniki Poznańskiej – za wyróżniające się zaangażowanie w działalność na rzecz społeczności studentów Politechniki Poznańskiej.
- 4) Trzecie miejsce w finale krajowym Konkursu Global Management Challenge 2016 w Warszawie – Uczestnictwo w symulacji biznesowej zarządzania organizowanej w 40 krajach na świecie.
- 5) Stypendysta Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego – Stypendium Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego za wybitne osiągnięcia na rok akademicki 2016/2017.
- 6) Pierwsze miejsce w Międzynarodowym Konkursie Eurel International Management Cup 2016 organizowanym przez EUREL Convention of National Associations of Electrical Engineers of Europe z siedzibą w Brukseli – uczestnictwo w symulacji biznesowej zarządzania stosowanej w firmie Siemens oraz uzyskanie wiedzy o środowisku pracy jako kierownik projektu inżynierskiego.
- 7) Uczestnik siódmej edycji szkoły Veolia Summer School w Paryżu – realizacja projektów w międzynarodowych grupach studentów oraz uczestniczenie w wykładach oraz seminariach dotyczących gospodarki energetycznej, wodnej oraz odpadowej w dużych aglomeracjach.
- 8) Pierwsze miejsce w Konkursie na najlepszą Pracę Inżynierską na Politechnice Poznańskiej organizowanym przez Veolia Energia Polska S.A. oraz Politechnikę Poznańską, Praca dyplomowa inżynierska – Elektrownie zintegrowane ze zgazowaniem węgla.