

**POLITECHNIKA POZNAŃSKA**

**WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI**

**INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI**



**AUTOREFERAT ROZPRAWY DOKTORSKIEJ**

mgr inż. Agata Mielcarek

**Długoterminowa niezawodność niezależnego systemu wytwórczego złożonego  
z instalacji fotowoltaicznej i elektrochemicznego magazynu energii**

Promotor:

dr hab. inż. Bartosz Ceran

Poznań, 2022

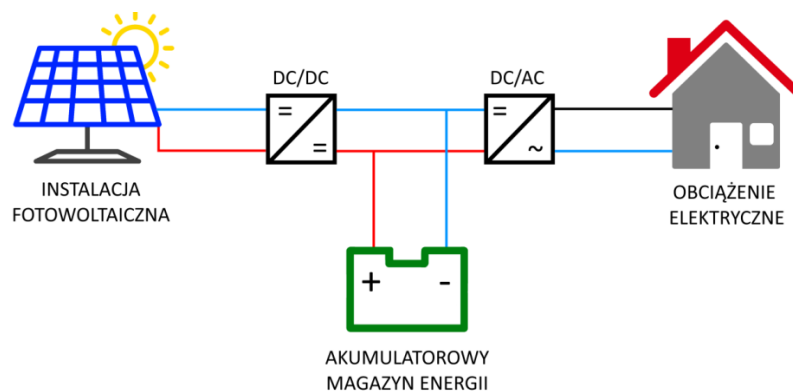
## Spis treści

1. Wprowadzenie.....	3
2. Teza, cel i zakres pracy .....	5
3. Modelowanie niezależnego systemu PV/BAT.....	6
3.1. Dane wejściowe .....	6
3.2. Moc generowana przez instalację fotowoltaiczną .....	7
3.3. Stan naładowania akumulatorów elektrochemicznych.....	8
3.4. Bilans energii w systemie .....	10
3.5. Degradacja elementów systemu .....	12
3.6. Parametry oceny rozwiązań.....	13
3.7. Proces symulacyjny .....	14
4. Wyniki analiz i dyskusja .....	15
4.1. Analiza porównawcza.....	15
4.2. Analiza wrażliwości .....	20
5. Podsumowanie .....	23
6. Literatura .....	24

# 1. Wprowadzenie

Literatura bogata jest w prace naukowe nt. wielu różnorodnych konfiguracji hybrydowych systemów wytwórczych (HSW) [1]. Warianty te różnią się pod względem stosowanych technologii – fotowoltaika (PV – ang. *photovoltaic*), turbiny wiatrowe (WT – ang. *wind turbines*), ogniwa paliwowe (FC – ang. *fuel cells*), itd. – oraz trybu pracy – niezależny (ang. *off-grid*) lub współpracujący z siecią (ang. *on-grid*). HSW proponowane przez autorów można także podzielić na układy z systemami magazynowania energii lub bez nich. Najczęściej w tej roli występują akumulatory elektrochemiczne (BAT – ang. *batteries*).

Do najbardziej popularnych niezależnych systemów zasilających bez połączenia z zewnętrzną siecią elektroenergetyczną należą instalacje fotowoltaiczne współpracujące z akumulatorowym elektrochemicznym magazynem energii – z ang. PV/BAT. Tego rodzaju system jest coraz częściej wykorzystywany na świecie [2]. Poglądowy schemat niezależnego systemu wytwórczego energii elektrycznej, złożonego z instalacji fotowoltaicznej i magazynu energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych, przedstawiono na rysunku 1.1.



Rys. 1.1. Schemat poglądowy rozpatrywanego niezależnego systemu zasilającego złożonego z instalacji fotowoltaicznej i akumulatorowego elektrochemicznego magazynu energii

Badania dotyczące wymiarowania systemu wytwórczego PV/BAT polegają na określeniu jego konfiguracji – mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz pojemności znamionowej magazynu energii [3].

Do wymiarowania niezależnych systemów PV/BAT można zastosować szeroką gamę metod, w tym metody intuicyjne [4], numeryczne [5] i analityczne [6]. Dodatkowo dostępne są komercyjne narzędzia programowe do optymalnego wymiarowania [7, 8]. Coraz większą popularnością cieszą się również metody sztucznej inteligencji [9].

Proces wymiarowania systemów wytwórczych złożonych z kilku dowolnych typów źródeł i opcjonalnie magazynu energii zdecydowanie najczęściej odbywa się z wykorzystaniem metod sztucznej inteligencji. Z kolei w przypadku niezależnych systemów złożonych z instalacji fotowoltaicznej i akumulatorów elektrochemicznych najczęściej wykorzystywaną metodą jest metoda numeryczna [3]. Wybór stosowanej metody podyktowany jest przede wszystkim liczbą zmiennych podlegających optymalizacji – mocy znamionowych poszczególnych źródeł oraz ewentualnej pojemności magazynu energii. W systemie PV/BAT – optymalizowane są dwa parametry – moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznej oraz pojemność magazynu – co sprawia, że każda z metod posiada porównywalny stopień skomplikowania. Rozbudowywanie struktury o kolejne technologie wytwarzania energii elektrycznej – turbiny wiatrowe, generatory Diesla, ogniwa paliwowe, itp. – wpływa na zwiększenie liczby zmiennych podlegających optymalizacji w postaci ich mocy znamionowych. Większa liczba zmiennych znacznie utrudnia stosowanie metod klasycznych, natomiast przewagę w tej sytuacji zyskują metody oparte na sztucznej inteligencji.

Metody numeryczne, stosowane w celu wymiarowania niezależnych systemów PV/BAT, bazują na symulacjach, które polegają na obliczaniu bilansu energetycznego w każdym analizowanym przedziale czasowym – na ogół w przedziale godzinowym lub dobowym. W symulacjach można zastosować dwa podejścia: podejście deterministyczne, które nie uwzględnia niepewności danych dotyczących nasłonecznienia, oraz podejście probabilistyczne uwzględniające wpływ zmienności promieniowania słonecznego [3]. Dane historyczne gromadzone przez długie okresy można wykorzystać do probabilistycznego scharakteryzowania warunków meteorologicznych w określonej lokalizacji [10]. Dzięki temu w podejściu probabilistycznym koncepcja niezawodności energetycznej może być stosowana w sposób ilościowy [11].

Ogólnie rzecz biorąc, określenie optymalnego rozmiaru instalacji fotowoltaicznej i akumulatora wymaga dostępności danych meteorologicznych i zapotrzebowania na obciążenie, co sprawia, że wyniki silnie zależą od rozważanej lokalizacji. Autorzy bazują na średnich rocznych wartościach zmiennych pogodowych [6] lub wartościach średnich z najgorszego miesiąca [12]. W ostatnim czasie powszechnie wykorzystywane są roczne szeregi czasowe zmiennych meteorologicznych z 1-godzinnyim krokiem [5].

Optymalizowanie struktury HSW odbywa się zazwyczaj poprzez minimalizację pod kątem ekonomicznym przy jednoczesnym zapewnieniu określonego poziomu niezawodności. Funkcja celu definiowana jest za pomocą różnego rodzaju wskaźników ekonomicznych, tj. koszt energii (ang. CoE – *Cost of Energy*). Zapewnienie przyjętego poziomu niezawodności odbywa się przez przyjęcie w algorytmie ograniczeń, wyrażanych za pomocą dowolnych wskaźników niezawodnościowych, tj. LPSP (ang. *Loss of Power Supply Probability*) – prawdopodobieństwo utraty zasilania [5,13].

Przyjmowany jako ograniczenie w procesie wymiarowania poziom niezawodności, wyznaczany jest zwyczajowo w oparciu o parametry początkowe (znamionowe) poszczególnych komponentów analizowanych systemów wytwórczych – w przypadku systemów PV/BAT – moc zainstalowaną modułów fotowoltaicznych oraz pojemność znamionową akumulatorów [3-13]. Oznacza to, że w dotychczas publikowanych pracach dotyczących wymiarowania systemów wytwórczych nie uwzględnia się degradacji ich komponentów. Tymczasem spadek wydajności urządzeń wytwórczych, takich jak moduły fotowoltaiczne czy elektrochemiczne przetworniki energii (akumulatory), w wieloletniej perspektywie wpływa na wskaźniki eksploatacyjne i ekonomiczne analizowanego systemu.

W celu uzupełnienia aktualnego stanu wiedzy w tym zakresie podjęto się opracowania modelu matematycznego wymiarowania niezależnego systemu wytwarzania energii elektrycznej złożonego z instalacji fotowoltaicznej i akumulatorowego magazynu energii, w którym uwzględniono długoterminową niezawodność.

Wymiarowanie systemu w perspektywie długoterminowej polega na wyborze konfiguracji o możliwie najkorzystniejszej wartości wskaźnika kryterium ekonomicznego przy jednoczesnym spełnianiu wymogu niezawodnościowego, jednak zamiast wyznaczania go standardowo dla parametrów początkowych, stawiany jest wymóg wartości wskaźnika niezawodnościowego po latach eksploatacji z uwzględnieniem spadku wydajności komponentów. Skutkiem takiego podejścia do procesu wymiarowania jest przewymiarowanie systemu, tzn. wybór konfiguracji o większej mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej i pojemności znamionowej akumulatora w celu zapewnienia żądanego poziomu niezawodności po latach eksploatacji. Przewymiarowanie instalacji pod kątem technicznym przekłada się na wzrost kosztów systemu, innymi słowy na przewymiarowanie również pod kątem ekonomicznym. W ramach rozprawy proces wymiarowania analizowanego systemu przeprowadzono dwójako – z uwzględnieniem i bez uwzględnienia spadku wydajności komponentów. Za pomocą analizy porównawczej wyników procesów wymiarowania, określono skalę przewymiarowania.

Poza przeprowadzeniem procesu wymiarowania systemu z uwzględnieniem jego degradacji można uzależnić proces modelowania od dopuszczalnego zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora. Badania modelowe wpływu pracy akumulatora na tempo degradacji oraz skalę przewymiarowania technicznego i ekonomicznego to kolejny aspekt, który wyróżnia prezentowane w rozprawie badania na tle dotychczasowych dokonań w tej dziedzinie.

## 2. Teza, cel i zakres pracy

W ramach niniejszej rozprawy doktorskiej przyjęto następującą **tezę**:

*Niezależny system wytwórczy energii elektrycznej, złożony z instalacji fotowoltaicznej i magazynu energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych, może być wymiarowany za pomocą kryterium niezawodnościowego i ekonomicznego w perspektywie długoterminowej, z uwzględnieniem degradacji komponentów oraz tempa jej postępowania w zależności od zakresu pracy akumulatora.*

**Uzupełnieniem** tak sformułowanej **tezy** jest twierdzenie, że:

*Możliwe jest wyznaczenie koniecznego przewymiarowania układu pod kątem technicznym i ekonomicznym w celu spełnienia kryterium niezawodnościowego po latach eksploatacji systemu z uwzględnieniem degradacji dla różnych wariantów zakresu pracy akumulatora w porównaniu do wyników wymiarowania bez uwzględnienia degradacji.*

W celu udowodnienia postawionej tezy, określono **cel pracy**.

*Głównym, oryginalnym celem niniejszej rozprawy jest opracowanie modelu matematycznego niezależnego systemu wytwórczego złożonego z instalacji fotowoltaicznej i elektrochemicznego magazynu energii pozwalającego na wyznaczenie konfiguracji układu i jego wielkości w oparciu o kryterium ekonomiczne i niezawodnościowe w perspektywie długoterminowej z uwzględnieniem degradacji komponentów oraz wpływu dopuszczalnego zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora na tempo postępowania degradacji i wyniki wymiarowania komponentów systemu.*

Aby zweryfikować postawioną tezę oraz zrealizować cel rozprawy sformułowano jej **zakres**.

W **rozdziale trzecim** przedstawiono wybrane trendy w energetyce bezpośrednio powiązane z tematyką rozprawy. We wspomnianym rozdziale przytoczono aktualne statystyki ze źródeł uznawanych za rzetelne przez środowiska naukowe na całym świecie. Popierając zasadność podjęcia tematu i aktualność badań wspomniano m. in. o transformacji systemów energetycznych, wzroście liczby niezależnych systemów zasilających na bazie instalacji fotowoltaicznych i akumulatorów elektrochemicznych, spadku kosztów technologii fotowoltaicznej i litowo-jonowej oraz wzroście kosztów energii elektrycznej z sieci scentralizowanej.

**Rozdział czwarty** dotyczy zagadnienia niezawodności w energetyce, ponieważ niezawodność jako pojęcie złożone i wieloaspektowe wymaga odpowiedniej definicji oraz klasyfikacji. Wyróżniono niezawodność energetyczną dotyczącą wystarczalności generacji, zwłaszcza w kontekście odnawialnych źródeł energii, oraz przytoczono przykładowe wskaźniki niezawodnościowe.

**Rozdział piąty** zawiera szeroki przegląd literatury w zakresie metod wymiarowania systemów z odnawialnymi źródłami energii. W pierwszej kolejności dokonano ogólnego rozeznania w zakresie hybrydowych systemów wytwórczych o dowolnej strukturze, natomiast znaczną część rozdziału poświęcono na omówienie wyłącznie metod wymiarowania niezależnych systemów złożonych z instalacji fotowoltaicznej i akumulatorów

elektrochemicznych. Zdefiniowano aspekty wyróżniające rozprawę doktorską na tle dotychczasowych osiągnięć, w tym wymiarowanie z uwzględnieniem degradacji w długim horyzoncie czasowym oraz zróżnicowanie tempa degradacji w zależności od zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora.

Na zakończenie części teoretycznej pracy, w **rozdziale szóstym**, przedstawiono procesy degradacyjne. W sposób szczegółowy omówiono zjawiska związane ze starzeniem i spadkiem wydajności krzemowych modułów fotowoltaicznych oraz litowo-jonowych akumulatorów elektrochemicznych.

Część badawczą rozprawy doktorskiej rozpoczyna **rozdział siódmy**, w którym w sposób szczegółowy opisano modelowanie niezależnego systemu złożonego z instalacji fotowoltaicznej i elektrochemicznego magazynu energii, prowadzące do wyboru najlepszej konfiguracji systemu – mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej i pojemności znamionowej magazynu energii.

W **rozdziale ósmym** przedstawiono rezultaty analiz i przeprowadzono dyskusję wyników. Dla przykładu przedstawiono wyniki i wizualizacje symulacji pracy systemu dla dwóch spośród sześciu analizowanych zakresów pracy akumulatora. Z kolei wyniki symulacji wykonanych dla wszystkich wariantów przedziału ładowania i rozładowania akumulatora pozwoliły na przeprowadzenie analizy porównawczej wymiarowania układu z uwzględnieniem i bez uwzględnienia degradacji elementów rozpatrywanego systemu w perspektywie długoterminowej. Omówiono konieczny zakres przewymiarowania. W ramach analizy wrażliwości zbadano wpływ zmiany obciążenia, natężenia promieniowania słonecznego, parametrów ekonomicznych i dopuszczalnej wartości wskaźnika niezawodności na wyniki wymiarowania rozważanego systemu.

Rozprawę zakończono podsumowaniem oraz spisem literatury.

### 3. Modelowanie niezależnego systemu PV/BAT

#### 3.1. Dane wejściowe

W modelu wykorzystano typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne do obliczeń energetycznych budynków, publikowane na rządowej stronie internetowej [14]. Typowy rok meteorologiczny (TRM, z ang. TMY – *Typical Meteorological Year*) to zbiór parametrów meteorologicznych dla całego roku kalendarzowego, reprezentujących przeciętny klimat w danym obszarze geograficznym. Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski opracowane zostały na podstawie zbioru danych źródłowych Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej dla 61 stacji meteorologicznych, w większości z okresu trzydziestoletniego przypadającego na lata 1971 – 2000 [14].

Do modelu wprowadzono wybrane wartości parametrów określone dla każdej godziny reprezentatywnego roku kalendarzowego: temperaturę termometru suchego [°C], prędkość wiatru [m/s] oraz całkowite natężenie promieniowania słonecznego na powierzchnię o orientacji S oraz pochyleniu do poziomu 30° [W/m<sup>2</sup>].

Profil obciążenia odbiorcy wprowadzony do modelu sporządzono na podstawie standardowego profilu zużycia energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej Enea Operator Sp. z o.o. dla taryfy G11 na rok 2021 [15]. Standardowy profil zużycia energii elektrycznej stanowi zbiór danych zawierających przeciętne zużycie energii elektrycznej w każdej godzinie roku przez grupę odbiorców rozliczanych zgodnie z jednorodnym planem taryfowym. Standardowe profile zużycia opracowywane są przez operatorów sieci dystrybucyjnych i publikowane w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

Bazując na standardowym profilu zużycia energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej Enea Operator Sp. z o.o. dla taryfy G11 na rok 2021 [15] wyznaczono średnie obciążenie odbiorcy w rozpatrywanym układzie w i-tej godzinie roku zgodnie z poniższym wzorem.

$$L_i = \frac{w_i}{1000} \cdot A_r \quad (3.1)$$

gdzie:

$L_i$  – średnie obciążenie odbiorcy w rozpatrywanym układzie w i-tej godzinie roku [W],

$\frac{w_i}{1000}$  – względne zużycie energii elektrycznej w i-tej godzinie roku [-],

$A_r$  – roczne zużycie energii elektrycznej przez odbiorcę [Wh].

Zgodnie z informacjami podawanymi przez Główny Urząd Statystyczny w raporcie dotyczącym zużycia energii w gospodarstwach domowych w 2018 r. [16] średnie zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wynosiło 2 375 kWh. W oparciu o tę wartość średniego zużycia energii elektrycznej sporządzono profil obciążenia odbiorcy wykorzystany w prezentowanym modelu.

### 3.2. Moc generowana przez instalację fotowoltaiczną

Producenci modułów fotowoltaicznych podają w dokumentacji technicznej kilka parametrów elektrycznych w warunkach STC (ang. *Standard Test Conditions*) oraz warunkach NOCT (ang. *Normal Operating Cell Temperature*). Warunki STC odpowiadają natężeniu promieniowania słonecznego 1000 W/m<sup>2</sup> oraz temperaturze modułu fotowoltaicznego 25°C. Natomiast warunki NOCT odnoszą się do natężenia promieniowania słonecznego 800 W/m<sup>2</sup>, temperatury otoczenia 20°C oraz prędkości wiatru 1 m/s. W obu przypadkach współczynnik masy powietrza wynosi 1,5. Zazwyczaj instalacje fotowoltaiczne wyposaża się w technologię śledzenia maksymalnego punktu mocy (ang. *MPPT – Maximum Power Point Tracker*).

Modelowanie matematyczne modułów fotowoltaicznych polega na określeniu zależności mocy generowanej przez moduł od natężenia promieniowania słonecznego. Należy wziąć pod uwagę, że moc wyjściowa modułu zależy również od jego temperatury. Niezbędne jest zatem określenie zależności temperatury modułu fotowoltaicznego od warunków zewnętrznych. W tym celu skorzystano z poniższych zależności [17].

$$\frac{T_c - T_a}{T_{NOCT} - T_{a,NOCT}} = \frac{G}{G_{NOCT}} \cdot \frac{9,5}{5,7 \cdot 3,8 \cdot v} \quad (3.2)$$

$$T_c = (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \cdot \frac{G}{G_{NOCT}} \cdot \frac{9,5}{5,7 \cdot 3,8 \cdot v} + T_a \quad (3.3)$$

gdzie:

$T_c$  – temperatura modułu [°C],

$T_a$  – temperatura otoczenia [°C],

$T_{NOCT}$  – temperatura modułu w warunkach NOCT [°C],

$T_{a,NOCT}$  – temperatura otoczenia w warunkach NOCT [°C],

$G$  – natężenie promieniowania słonecznego [W/m<sup>2</sup>],

$G_{NOCT}$  – natężenie promieniowania słonecznego w warunkach NOCT [W/m<sup>2</sup>],

$v$  – prędkość wiatru [m/s] [17].

Moc generowaną przez moduł fotowoltaiczny można opisać poniższym równaniem [17].

$$P_{PV} = S \cdot G \cdot [\eta_{PV,STC} + \mu \cdot (T_c - T_{STC})] \quad (3.4)$$

gdzie:

$P_{PV}$  – moc generowana przez moduł fotowoltaiczny [W],

$S$  – powierzchnia aktywna modułu [m<sup>2</sup>],

$\eta_{PV,STC}$  – sprawność modułu fotowoltaicznego w warunkach STC [%],

$\mu$  – współczynnik temperaturowy mocy [%/°C],

$T_{STC}$  – temperatura modułu w warunkach STC [°C] [17].

Wstawiając równanie (3.3) do równania (3.4) otrzymano ostateczną zależność na moc generowaną przez moduł fotowoltaiczny.

$$P_{PV} = S \cdot G \cdot \left[ 1 + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} \cdot (T_a - T_{STC}) + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} \cdot \left( (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \cdot \frac{G}{G_{NOCT}} \cdot \frac{9,5}{5,7 \cdot 3,8 \cdot v} \right) \right] \quad (3.5)$$

Uwzględniając, że moc generowana przez moduł fotowoltaiczny wyznaczana jest na podstawie danych meteorologicznych w danej godzinie roku, wzór (3.5) przybiera ostateczną postać zaprezentowaną poniżej.

$$P_i^{PV} = S \cdot G_i \cdot \left[ 1 + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} \cdot (T_{a,i} - T_{STC}) + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} \cdot \left( (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \cdot \frac{G_i}{G_{NOCT}} \cdot \frac{9,5}{5,7 \cdot 3,8 \cdot v_i} \right) \right] \quad (3.6)$$

gdzie:

$i$  – indeks odnoszący się do poszczególnej godziny w roku.

### 3.3. Stan naładowania akumulatorów elektrochemicznych

Bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze podczas ładowania odbywa się w zaproponowanym w rozprawie modelu według równania (3.7).

$$C_{i+1}^{BAT} = C_i^{BAT} + \eta_{char} \cdot E_i^{char} \quad (3.7)$$

natomiast podczas rozładowywania według równania (3.8)

$$C_{i+1}^{BAT} = C_i^{BAT} - \frac{E_i^{dis}}{\eta_{dis}} \quad (3.8)$$

gdzie:

$C_{i+1}^{BAT}$  – energia zgromadzona w akumulatorze w kroku  $i+1$  [Wh],

$C_i^{BAT}$  – energia zgromadzona w akumulatorze w kroku  $i$  [Wh],

$\eta_{char}$  – sprawność ładowania akumulatora [-],

$\eta_{dis}$  – sprawność rozładowania akumulatora [-],

$E_i^{char}$  – nadwyżka energii dostępna w systemie w kroku  $i$  [Wh],

$E_i^{dis}$  – energia wymagana do pokrycia zapotrzebowania w kroku  $i$  [Wh].

Ładowanie i rozładowanie odbywa się w zadanych przedziałach dostępnej pojemności akumulatora zgodnie z równaniem (3.9).

$$C_{min}^{BAT} \leq C_i^{BAT} \leq C_{max}^{BAT} \quad dla i = 1, \dots, n \quad (3.9)$$

gdzie:

$C_{min}^{BAT}$  – minimalna przyjęta wartość energii zgromadzonej w akumulatorze [Wh],

$C_{max}^{BAT}$  – maksymalna przyjęta wartość energii zgromadzonej w akumulatorze [Wh].

Jeżeli dostarczenie lub pobranie energii z akumulatora w danym kroku symulacyjnym spowoduje osiągnięcie odpowiednio wartości maksymalnej lub minimalnej, aktualizacja wartości energii zgromadzonej w akumulatorze w kroku kolejnym odbywa się według zależności (3.10) i (3.11).

$$C_{i+1}^{BAT} = C_{max}^{BAT} \quad (3.10)$$

$$C_{i+1}^{BAT} = C_{min}^{BAT} \quad (3.11)$$

Bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze poprzedzona jest klasyfikacją stanu pracy, w którym znajduje się system. Zdefiniowano następujące cztery stany pracy, w których może znajdować się system w danym kroku symulacyjnym:



- moc generowana przez instalację fotowoltaiczną w całości pokrywa zapotrzebowanie na moc odbioru, następuje ładowanie akumulatora,
- moc generowana przez instalację fotowoltaiczną w całości pokrywa zapotrzebowanie na moc odbioru, nie występuje ładowanie akumulatora,
- moc generowana przez instalację fotowoltaiczną nie pokrywa zapotrzebowania na moc odbioru, następuje rozładowywanie akumulatora,
- moc generowana przez instalację fotowoltaiczną nie pokrywa zapotrzebowania na moc odbioru, nie występuje rozładowywanie akumulatora.

Od stanu pracy w bieżącym kroku symulacyjnym zależy sposób określania energii zgromadzonej w akumulatorze w kroku kolejnym.

W pierwszej kolejności moc generowana przez instalację fotowoltaiczną porównywana jest z zapotrzebowaniem na moc. Obie wartości dotyczą poszczególnej godziny roku, która stanowi krok symulacyjny w modelu. Sformułowano warunek przedstawiony za pomocą zależności (3.12).

$$P_i^{PV} \geq L_i \quad (3.12)$$

gdzie:

$P_i^{PV}$  – moc generowana przez instalację fotowoltaiczną w i-tym kroku symulacyjnym (i-tej godzinie roku) [W],

$L_i$  – zapotrzebowanie na moc odbioru w i-tym kroku symulacyjnym (i-tej godzinie roku) [W].

Jeżeli warunek (3.12) jest spełniony – moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest większa lub równa obciążeniu w układzie – zapotrzebowanie na moc odbioru jest pokryte.

Nadwyżkę mocy w systemie wyznacza się jako różnicę między mocą generowaną przez instalację i zapotrzebowaniem odbioru na moc, korzystając z równania (3.13).

$$P_i^E = P_i^{PV} - L_i \quad (3.13)$$

gdzie:

$P_i^E$  – nadwyżka mocy w systemie w i-tym kroku symulacyjnym (i-tej godzinie roku) [W].

Nadwyżka energii w systemie wyznaczana jest jako iloczyn nadwyżki mocy w systemie i czasu odpowiadającego krokowi symulacyjnemu, zgodnie z zależnością (3.14).

$$E_i^{char} = P_i^E \cdot \Delta t \quad (3.14)$$

gdzie:

$E_i^{char}$  – nadwyżka energii w systemie w i-tym kroku symulacyjnym [Wh],

$\Delta t$  – czas odpowiadający krokowi symulacyjnemu [h].

Następnie sprawdza się, czy nadwyżka energii dostępna w systemie, uwzględniając sprawność procesu ładowania, może zostać w całości zmagazynowana w akumulatorze, tzn. czy ładowanie akumulatora nie spowoduje przekroczenia maksymalnej założonej wartości energii zgromadzonej w akumulatorze. Sprawdzenie to następuje za pomocą warunku wyrażonego zależnością (3.15).

$$E_i^{char} \cdot \eta_{char} \leq C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT} \quad (3.15)$$

Jeżeli warunek (3.15) jest spełniony, to bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze odbywa się za pomocą równania (3.7). Jeżeli natomiast warunek (3.15) nie jest spełniony oznacza to, że tylko część nadwyżki energii mogła zostać zmagazynowana w akumulatorze lub ładowanie nie zaszło w ogóle ze względu na osiągnięcie maksymalnej założonej wartości energii w poprzednich krokach symulacyjnych. W takich przypadkach bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze odbywa się za pomocą zależności (3.10).

Powyższe zależności (3.13) – (3.15) dotyczą sytuacji, w której moc generowana przez instalację fotowoltaiczną przewyższa zapotrzebowanie na moc odbioru. Wracając zatem do

warunku (3.12), poniżej rozpatrzono przypadek przeciwny, tzn. gdy obciążenie w układzie jest większe niż moc generowana przez instalację fotowoltaiczną.

Wyznacza się deficyt mocy w systemie jako różnicę między zapotrzebowaniem na moc odbioru a mocą generowaną przez instalację fotowoltaiczną, korzystając z równania (3.16).

$$P_i^D = L_i - P_i^{PV} \quad (3.16)$$

gdzie:

$P_i^D$  – deficyt mocy w systemie w i-tym kroku symulacyjnym (i-tej godzinie roku) [W].

Energia wymagana do pokrycia zapotrzebowania wyznaczana jest jako iloczyn deficytu mocy w systemie i czasu odpowiadającego krokowi symulacyjnemu, zgodnie z zależnością (3.17).

$$E_i^{dis} = P_i^D \cdot \Delta t \quad (3.17)$$

gdzie:

$E_i^{dis}$  – energia wymagana do pokrycia zapotrzebowania w i-tym kroku symulacyjnym [Wh],

$\Delta t$  – czas odpowiadający krokowi symulacyjnemu [h].

Następnie sprawdza się, czy wymagana ilość energii, uwzględniając sprawność procesu rozładowania, może zostać w całości pokryta przez akumulator, tzn. czy rozładowanie akumulatora nie spowoduje przekroczenia minimalnej założonej wartości energii zgromadzonej w akumulatorze. Sprawdzenie to następuje za pomocą warunku wyrażonego zależnością (3.18).

$$\frac{E_i^{dis}}{\eta_{dis}} \leq C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT} \quad (3.18)$$

Jeżeli warunek (3.18) jest spełniony bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze odbywa się za pomocą równania (3.8). Jeżeli natomiast warunek (3.18) nie jest spełniony oznacza to, że tylko część wymaganej wartości energii mogła zostać dostarczona z akumulatora lub rozładowanie nie zaszło w ogóle ze względu na osiągnięcie minimalnej założonej wartości energii w poprzednich krokach symulacyjnych. W takich przypadkach bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze odbywa się za pomocą zależności (3.11).

### 3.4. Bilans energii w systemie

W proponowanym modelu systemu PV/BAT dokonano bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie oraz bilansu energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną. Równania bilansowe przybierają różną postać w zależności od stanu pracy, w którym aktualnie znajduje się system. Stany pracy zostały wcześniej zdefiniowane w pkt. 3.3 i definiowane są w modelu za pomocą warunków (3.12), (3.15) oraz (3.18).

W bilansie pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie (zależność 3.19) wyróżniono dwa źródła energii (instalacja fotowoltaiczna i akumulator) oraz deficyt.

$$Z_i^{PV} + Z_i^{BAT} + Z_i^{DEF} = Z_i^{DEM} \quad (3.19)$$

gdzie:

$Z_i^{PV}$  – zapotrzebowanie na energię pokryte przez instalację fotowoltaiczną [Wh],

$Z_i^{BAT}$  – zapotrzebowanie na energię pokryte przez akumulator [Wh],

$Z_i^{DEF}$  – deficyt energii [Wh],

$Z_i^{DEM}$  – zapotrzebowanie na energię [Wh].

W przypadku gdy moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest wyższa lub równa zapotrzebowaniu na moc odbioru ( $P_i^{PV} \geq L_i$ , warunek (3.12) jest spełniony), poszczególne składniki bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie przyjmują wartości zaprezentowane poniżej.

$$Z_i^{PV} = L_i \cdot \Delta t \quad (3.20)$$

$$Z_i^{BAT} = 0 \quad (3.21)$$

$$Z_i^{DEF} = 0 \quad (3.22)$$

W przeciwnym przypadku, gdy moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest mniejsza niż zapotrzebowanie na moc w systemie ( $P_i^{PV} < L_i$ , warunek (3.12) nie jest spełniony), należy, za pomocą warunku (3.18), sprawdzić, czy możliwe jest rozładowywanie akumulatora. Jeżeli warunek (3.18) jest spełniony ( $\frac{E_i^{dis}}{\eta_{dis}} \leq C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}$ ), oznacza to, że cały deficyt energii może zostać pokryty przez akumulator. Poszczególne składniki bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie przyjmują wtedy wartości zaprezentowane poniżej.

$$Z_i^{PV} = P_i^{PV} \cdot \Delta t \quad (3.23)$$

$$Z_i^{BAT} = E_i^{dis} \quad (3.24)$$

$$Z_i^{DEF} = 0 \quad (3.25)$$

Jeżeli warunek (3.18) nie jest spełniony ( $\frac{E_i^{dis}}{\eta_{dis}} > C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}$ ), oznacza to, że akumulator nie może być rozładowywany ( $C_i^{BAT} = C_{min}^{BAT}$ ) lub jedynie część energii wymaganej do pokrycia zapotrzebowania może zostać pobrana z akumulatora. W tym przypadku poszczególne składniki bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie przyjmują wartości zaprezentowane poniżej.

$$Z_i^{PV} = P_i^{PV} \cdot \Delta t \quad (3.26)$$

$$Z_i^{BAT} = (C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}) \cdot \eta_{dis} \quad (3.27)$$

$$Z_i^{DEF} = L_i \cdot \Delta t - (P_i^{PV} \cdot \Delta t + (C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}) \cdot \eta_{dis}) \quad (3.28)$$

W szczególnym przypadku, gdy  $C_i^{BAT} = C_{min}^{BAT}$ :

$$Z_i^{PV} = P_i^{PV} \cdot \Delta t \quad (3.29)$$

$$Z_i^{BAT} = 0 \quad (3.30)$$

$$Z_i^{DEF} = L_i \cdot \Delta t - P_i^{PV} \cdot \Delta t \quad (3.31)$$

W bilansie energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną można wyróżnić dwa sposoby jej spożytkowania w układzie (pokrywanie zapotrzebowania odbiorcy i ładowanie akumulatora) oraz niewykorzystany potencjał energetyczny instalacji fotowoltaicznej.

$$G_i^L + G_i^{BAT} + G_i^E = G_i^{PV} \quad (3.32)$$

$G_i^L$  – energia z instalacji fotowoltaicznej przeznaczona na pokrywanie obciążenia [Wh],

$G_i^{BAT}$  – energia z instalacji fotowoltaicznej przeznaczona na ładowanie akumulatora [Wh],

$G_i^E$  – niewykorzystany potencjał energetyczny instalacji fotowoltaicznej [Wh],

$G_i^{PV}$  – całkowita energia wygenerowana przez instalację fotowoltaiczną [Wh].

W przypadku, gdy moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest wyższa lub równa zapotrzebowaniu na moc odbioru ( $P_i^{PV} \geq L_i$ , warunek (3.12) jest spełniony), należy, za pomocą warunku (3.15), sprawdzić, czy możliwe jest ładowanie akumulatora. Jeżeli warunek (3.15) jest spełniony ( $E_i^{char} \cdot \eta_{char} \leq C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT}$ ), oznacza to, że cała nadwyżka energii może zostać zmagazynowana w akumulatorze. Zatem poszczególne składniki bilansu energii generowanej przez instalację PV przyjmują wartości zaprezentowane poniżej.

$$G_i^L = L_i \cdot \Delta t \quad (3.33)$$

$$G_i^{BAT} = E_i^{char} \quad (3.34)$$

$$G_i^E = 0 \quad (3.35)$$

Jeżeli warunek (3.15) nie jest spełniony ( $E_i^{char} \cdot \eta_{char} > C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT}$ ), oznacza to, że akumulator nie może być ładowany ( $C_i^{BAT} = C_{max}^{BAT}$ ) lub jedynie część nadwyżki energii może zostać w nim zmagazynowana. W tym przypadku poszczególne składniki bilansu energii generowanej przez instalację PV przyjmują wartości zaprezentowane poniżej.

$$G_i^L = L_i \cdot \Delta t \quad (3.36)$$

$$G_i^{BAT} = \frac{(C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT})}{\eta^{char}} \quad (3.37)$$

$$G_i^E = E_i^{char} - \frac{(C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT})}{\eta^{char}} \quad (3.38)$$

W szczególnym przypadku, gdy  $C_i^{BAT} = C_{max}^{BAT}$ :

$$G_i^L = L_i \cdot \Delta t \quad (3.39)$$

$$G_i^{BAT} = 0 \quad (3.40)$$

$$G_i^E = E_i^{char} \quad (3.41)$$

Gdy moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest mniejsza niż zapotrzebowanie na moc w systemie ( $P_i^{PV} < L_i$ , warunek (3.12) nie jest spełniony), poszczególne składniki bilansu energii generowanej przez instalację PV przyjmują wartości zaprezentowane poniżej.

$$G_i^L = P_i^{PV} \cdot \Delta t \quad (3.42)$$

$$G_i^{BAT} = 0 \quad (3.43)$$

$$G_i^E = 0 \quad (3.44)$$

### 3.5. Degradacja elementów systemu

Modelowanie wpływu degradacji na pracę elementów systemu PV/BAT rozumiane jest jako sposób aktualizacji parametrów decydujących o wydajności urządzeń elektroenergetycznych. Zarówno moduły fotowoltaiczne jak i akumulatory elektrochemiczne podlegają procesom degradacyjnym.

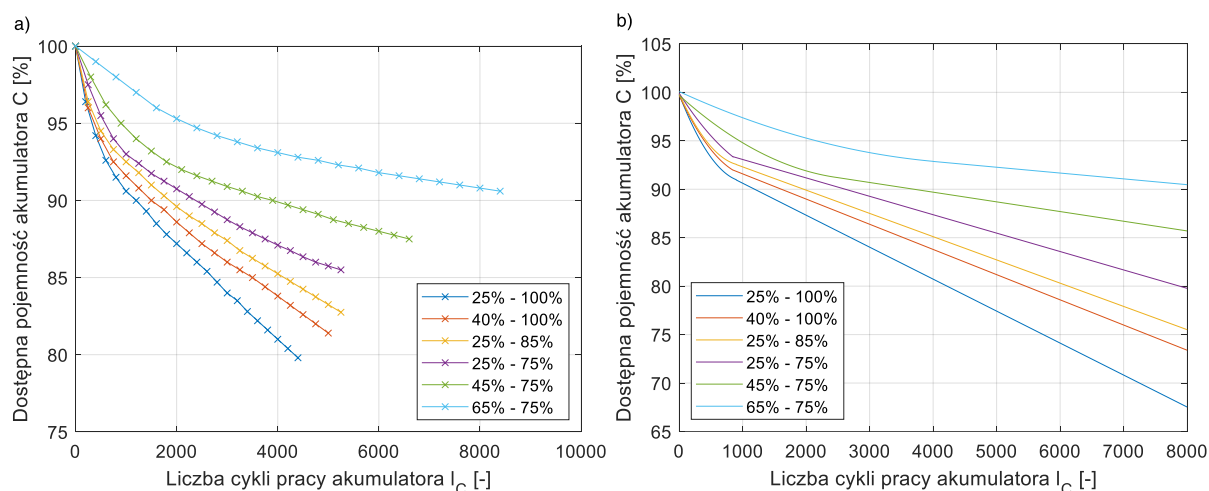
W przypadku modułów fotowoltaicznych parametrem bezpośrednio powiązany z wydajnością jest dostępna moc wyjściowa. Ze względu na spadek sprawności modułów fotowoltaicznych, przy tej samej wartości nasłonecznienia, wraz z upływem czasu możliwe będzie uzyskanie coraz mniejszej mocy wyjściowej. Na podstawie przeglądu specyfikacji technicznych modułów fotowoltaicznych dostępnych na rynku można stwierdzić, że względny stopień sprawności w odniesieniu do mocy znamionowej wynosi od 97% do 98% w ciągu pierwszego roku, natomiast w kolejnych latach eksploatacji utrata wydajności wynosi od 0,3% do 1,0% rocznie [18]. W modelu przyjęto stopień degradacji w ciągu pierwszego roku na poziomie 2,5% oraz dalszy coroczny spadek wydajności równy 1% w odniesieniu do mocy znamionowej.

Proces degradacji akumulatorów elektrochemicznych zamodelowano poprzez utratę pojemności oraz spadek sprawności ładowania i rozładowania, wynikający ze wzrostu rezystancji wewnętrznej ogniw. Spadek sprawności ładowania i rozładowania przyjęto na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych jako wartość 1% rocznie, przyjmując za wartość początkową 99%, która jest osiągalna dla ogniw litowo-jonowych [19]. Z kolei utratę pojemności uzależniono od liczby przepracowanych cykli ładowania i rozładowania akumulatora.

Tempo utraty pojemności wraz z liczbą cykli jest powiązane z charakterem pracy akumulatora a dokładniej z przedziałem pojemności w jakim zachodzi proces ładowania i rozładowania. Przedział ten określony jest w modelu za pomocą minimalnej i maksymalnej wartości energii zgromadzonej w akumulatorze (pojemności) –  $C_{min}^{BAT}$  oraz  $C_{max}^{BAT}$ .

W pracy [20] zaprezentowano przebiegi opisujące utratę pojemności akumulatorów w zależności od liczby cykli pracy dla różnych przedziałów wykorzystywanej pojemności. Przebiegi te zaproksymowano i zaimplementowano w modelu do corocznej aktualizacji dostępnej pojemności akumulatora. Rozważono następujące warianty przedziałów pracy akumulatorów, odnoszące się do poziomu wykorzystywania dostępnej pojemności: 25% - 100%, 40% - 100%, 25% - 85%, 25% - 75%, 45% - 75%, 65% - 75%.

Na rysunku 3.1 przedstawiono przebiegi literaturowe oraz ich aproksymowane funkcje. W celu jak najlepszego odwzorowania, przebiegi literaturowe zaproksymowano w części funkcją kwadratową, w części funkcją liniową.



Rys. 3.1. Przebiegi opisujące utratę pojemności akumulatorów w zależności od liczby cykli pracy dla różnych przedziałów wykorzystywanej pojemności: a) przebiegi literaturowe [20], b) funkcje aproksymujące

Do zliczania liczby cykli wykorzystano tzw. metodę płynącego deszczu, z ang. *rainflow-counting algorithm*. Jest to metoda stosowana pierwotnie w dziedzinie mechaniki wytrzymałościowej. Służy do przeprowadzania analiz postępu procesu degradacji w pracy cyklicznej. Od niedawna jest też szeroko stosowana w celu zliczania cykli pracy akumulatorów elektrochemicznych [21].

### 3.6. Parametry oceny rozwiązań

W przedstawionym modelu zastosowano dwa wskaźniki do oceny rozwiązań – wskaźnik niezawodnościowy oraz wskaźnik ekonomiczny.

Do oceny rozwiązań pod kątem niezawodności energetycznej zastosowano wskaźnik LOLP – z ang. *Loss of Load Probability*, czyli prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania. Wskaźnik LOLP jest miarą prawdopodobieństwa, że zapotrzebowanie na moc przekroczy zdolności wytwórcze systemu w danym okresie czasu [22]. Wskaźnik obliczany jest zgodnie ze wzorem (3.45).

$$LOLP = \frac{\sum_{i=1}^n E_i^{DNC}}{\sum_{i=1}^n E_i^D} \cdot 100\% \quad (3.45)$$

gdzie:

$E_i^{DNC}$  – deficyt energii elektrycznej w systemie w i-tym kroku symulacyjnym [kWh],

$E_i^D$  – zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie w i-tym kroku symulacyjnym [kWh].

Do oceny rozwiązań pod kątem ekonomicznym posłużono się wskaźnikiem LCOE – z ang. *Levelized Cost of Electricity*, czyli uśrednionym kosztem energii elektrycznej. Za pomocą wskaźnika LCOE wyznaczany jest jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w systemie. Wskaźnik wyznaczany jest jako stosunek całkowitych kosztów systemu do wartości energii wyprodukowanej przez system w ciągu całego okresu eksploatacji. LCOE jest powszechnie stosowaną miarą umożliwiającą porównanie różnych systemów zasilania pod kątem ekonomicznym. Opisywany jest równaniem (3.46).

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^m \frac{K_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^m \frac{(E_i^D - E_i^{DNC})}{(1+r)^t}} \cdot 100\% \quad (3.46)$$

gdzie:

$I_0$  – nakłady inwestycyjne,

$K_t$  – całkowite roczne koszty,

$r$  – stopa dyskontowa,

$t$  – rok eksploatacji,

$m$  – lata eksploatacji w analizowanym okresie.

Wykorzystując wskaźnik kosztowy CAPEX (ang. *Capital Expenditures*), odnoszący się do nakładów inwestycyjnych, oraz OPEX (ang. *Operational Expenditures*), odnoszący się do kosztów utrzymania i eksploatacji, w zakresie odnawialnych źródeł energii, równanie (3.46) można przedstawić w postaci (3.47).

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^m \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^m \frac{(E_i^D - E_i^{DNC})}{(1+r)^t}} \cdot 100\% =$$

$$= \frac{CAPEX^{PV} + CAPEX^{BAT} + \sum_{t=1}^m \frac{OPEX_t^{PV} + OPEX_t^{BAT}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^m \frac{(E_i^D - E_i^{DNC})}{(1+r)^t}} \cdot 100\% \quad (3.47)$$

gdzie:

$CAPEX^{PV}$  – nakłady inwestycyjne dla instalacji PV,

$CAPEX^{BAT}$  – nakłady inwestycyjne dla akumulatorów elektrochemicznych litowo-jonowych,

$OPEX^{PV}$  – koszty eksploatacyjne instalacji PV,

$OPEX^{BAT}$  – koszty eksploatacyjne akumulatorów elektrochemicznych litowo-jonowych,

### 3.7. Proces symulacyjny

Zaprezentowany w punktach 3.1 – 3.6 model matematyczny służący wymiarowaniu systemu hybrydowego PV/BAT z uwzględnieniem degradacji elementów pozwolił na przeprowadzenie przykładowych symulacji umożliwiających ocenę jego skuteczności.

Proces symulacyjny inicjowany jest poprzez wczytanie danych wejściowych, do których należą przede wszystkim dane meteorologiczne oraz profil energetyczny odbiorcy (pkt. 3.1). Ponadto na początkowym etapie definiowana jest przestrzeń poszukiwań, związana z wymiarowaniem systemu.

Wymiarowanie rozważanego systemu jest problemem sprowadzającym się do wyboru najlepszego, zgodnie z przyjętymi kryteriami, rozwiązania, które zależy od dwóch zmiennych: mocy instalacji fotowoltaicznej oraz pojemności akumulatora elektrochemicznego. Określany jest zatem zakres i krok dla wyżej wymienionych zmiennych, z jakimi wykonywane są symulacje. W rezultacie w modelu utworzona zostaje dwuwymiarowa przestrzeń poszukiwań. Przyjęty przedział i krok zmiennych dostosowano do zakresu badań zaprezentowanych w rozprawie, jednak z uwagi na uniwersalność modelu symulacje mogą zostać przeprowadzone dla dowolnej przestrzeni poszukiwań. Na potrzeby rozprawy moc instalacji fotowoltaicznej zmieniano w przedziale od 0,7 kW<sub>p</sub> do 50,5 kW<sub>p</sub> co 0,7 kW<sub>p</sub>, natomiast pojemność magazynu energii zmieniano w przedziale od 2,5 kWh do 60 kWh co 2,5 kWh.

Po wczycaniu danych wejściowych przeprowadzane są symulacje pierwszego roku pracy systemu. Dla każdego wariantu budowy systemu (zgodnie z przyjętą przestrzenią poszukiwań), iteracyjnie dla każdej godziny roku, dokonywana jest bieżąca aktualizacja stanu naładowania akumulatora (pkt. 3.3) oraz przeprowadzane są bilanse energetyczne (pkt. 3.4). Symulacje pełnego roku pracy pozwalają na wyznaczenie przebiegów kluczowych wielkości, tj. deficyt mocy i wartość energii zgromadzonej w akumulatorze. Na podstawie przebiegu deficytu mocy w systemie wyznaczany jest roczny wskaźnik LOLP (pkt. 3.6), natomiast przebieg energii zgromadzonej w akumulatorze pozwala na wyznaczenie liczby cykli ładowania i rozładowania (pkt. 3.5).

Wyniki rocznej analizy zostają zapisane, a procedura powtórzona dla kolejnych lat pracy systemu, jednak parametry, które decydują o wydajności elementów systemu i zmieniają wartość w wyniku degradacji, podlegają aktualizacji (pkt. 3.5). Analizie poddano 15-letni okres eksploatacji systemu.

Wskaźnik LOLP (pkt. 3.6) został wyznaczony dla każdego roku eksploatacji. Z kolei wskaźnik LCOE (pkt. 3.6) z definicji obejmuje cały okres eksploatacji. Został on wyznaczony dwojako. Pierwszy sposób obliczania wskaźnika LCOE nie uwzględnia procesu degradacji, tzn. przyjęto, że przez cały okres eksploatacji system pracuje tak jak w roku pierwszym. Drugi sposób obliczania LCOE uwzględnia proces degradacji, tzn. dane dotyczące produkcji energii w systemie zmieniają się w kolejnych latach.

Wyboru najlepszego wariantu konfiguracji systemu z przestrzeni poszukiwań dokonuje się na podstawie najniższej wartości wskaźnika LCOE spośród kombinacji, które nie przekraczają zadanej wartości wskaźnika LOLP. Innymi słowy, rozwiązanie najlepsze wybierane jest na podstawie kryterium ekonomicznego, przy jednoczesnym spełnieniu warunku niezawodnościowego. LCOE jest minimalizowaną funkcją celu, natomiast LOLP – ograniczeniem. Jako ograniczenie niezawodnościowe przyjęto warunek, że w ostatnim 15-tym roku eksploatacji, wskaźnik LOLP nie przekroczy 5%.

$$LCOE \rightarrow \min \wedge LOLP_{t=15} \leq 5\% \quad (3.48)$$

Wyboru najlepszej konfiguracji systemu w przyjętej przestrzeni poszukiwań dokonano bez uwzględnienia spadku wydajności elementów oraz z jego uwzględnieniem dla różnych przedziałów pojemności, w jakich zachodzi proces ładowania i rozładowania akumulatora (pkt. 3.5). Wyniki poddano analizie porównawczej.

## 4. Wyniki analiz i dyskusja

### 4.1. Analiza porównawcza

Wymiarowanie polega na wyborze najbardziej opłacalnej konfiguracji budowy układu, która spełnia zadany poziom LOLP w 15-tym roku eksploatacji. Do kluczowych wyników procesu wymiarowania zalicza się zatem znamionową moc akumulatora, moc zainstalowaną instalacji fotowoltaicznej oraz osiągnięty przez daną konfigurację wskaźnik LCOE. Proces wymiarowania został przeprowadzony dwojako: z pominięciem oraz z uwzględnieniem degradacji komponentów układu.

Wymiarowanie, w którym nie uwzględniono degradacji, polega na przyjęciu założenia, że zdolności produkcyjne układu przez cały okres eksploatacji są takie same jak na początku pracy, tzn. w pierwszym roku eksploatacji. Przy przyjęciu stałego profilu obciążenia, takie założenie prowadzi do uzyskania jednakowego deficytu energii we wszystkich latach eksploatacji a w konsekwencji przeszacowania niezawodności układu (zaniżenia wskaźnika LOLP) w stosunku do rzeczywistości.

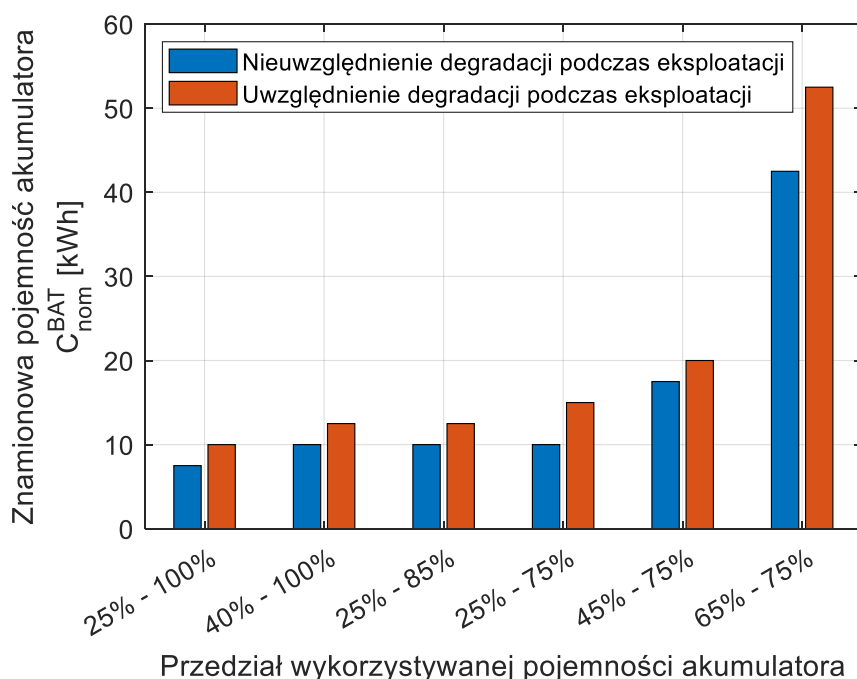
Proces wymiarowania uwzględniający degradację komponentów wykorzystuje wyniki symulacji pracy układu w perspektywie długoterminowej. Aktualizacja parametrów związanych z wydajnością instalacji fotowoltaicznej i magazynu energii pozwala określić

przewidywany wzrost deficytu energii w kolejnych latach. Takie podejście pomaga zwiększyć świadomość inwestora, co do poziomu niezawodności systemu o dowolnej strukturze w przyszłości. Co jednak istotniejsze, metoda ta pozwala dostosować decyzję inwestycyjną do żądanego poziomu niezawodności w przyszłości, uwzględniając szacowany wzrost kosztów z tym związany.

Wymiarowanie systemu w oparciu o niezawodność w perspektywie długoterminowej z uwzględnieniem degradacji wiąże się z koniecznością przewymiarowania układu w stosunku do podejścia pomijającego starzenie się komponentów. Oznacza to dobór konfiguracji o większej pojemności magazynu i/lub mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej, co przekłada się też na wyższe koszty energii w systemie (wyższy wskaźnik LCOE).

Analiza porównawcza ma na celu zestawienie wyników wymiarowania wspomnianymi dwiema metodami. Składa się na nią określenie skali przewymiarowania komponentów oraz wyznaczenie wzrostu kosztów energii na skutek uwzględnienia degradacji w procesie wymiarowania. Dodatkowo analiza porównawcza obejmuje wszystkie analizowane warianty pracy akumulatora związane z dopuszczalnymi zakresami ładowania i rozładowania.

Wyniki wymiarowania w zakresie doboru znamionowej pojemności akumulatora zaprezentowano na rysunku 4.1 oraz w tabeli 4.1.



Rys. 4.1. Wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

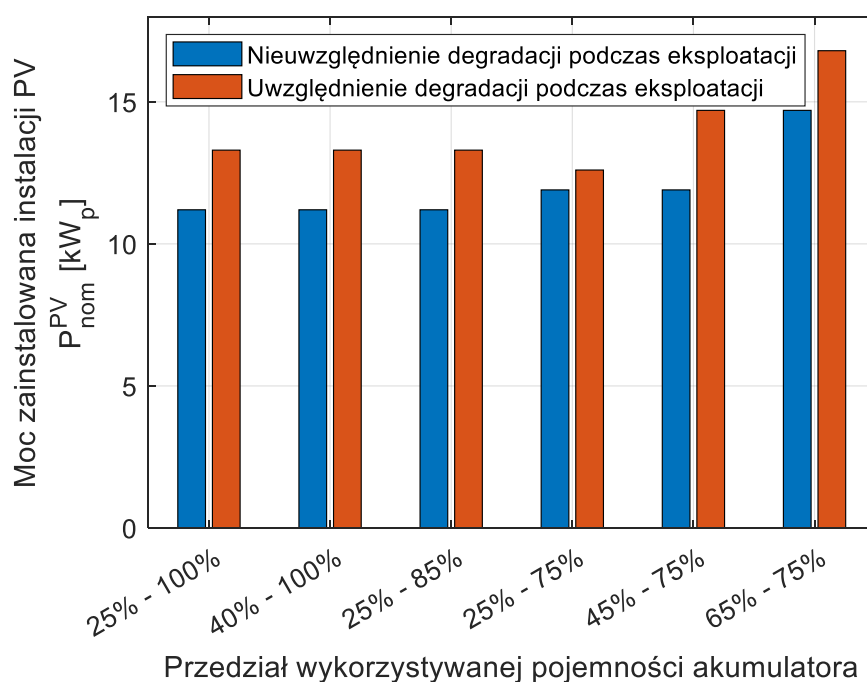
Tabela 4.1. Wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

Przedział pracy akumulatora	Znamionowa pojemność akumulatora $C_{nom}^{BAT}$ [kWh]		Względne przewymiarowanie na skutek uwzględnienia degradacji $p_c$ [%]
	Nieuwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	uwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	
25% - 100%	7,5	10	33,3
40% - 100%	10	12,5	25
25% - 85%	10	12,5	25
25% - 75%	10	15	50
45% - 75%	17,5	20	14,3
65% - 75%	42,5	52,5	23,5



Na skutek uwzględnienia degradacji komponentów systemu PV/BAT w procesie wymiarowania znamionowa pojemność akumulatora wzrosła dla wszystkich wariantów zakresu ładowania i rozładowania akumulatora. W ujęciu bezwzględny wzrost wskazywanej pojemności wynosił od 2,5 kWh do 10 kWh, natomiast w ujęciu względnym od 14,3% do nawet 50%. Najmniejszy bezwzględny przyrost pojemności znamionowej wystąpił dla wariantów pracy w zakresie 25% - 100%, 40% - 100%, 25% - 85% i 45% - 75%, z kolei największy – dla wariantu pracy w zakresie 65% - 75%. Najmniejsze względne przewymiarowanie na skutek uwzględnienia degradacji dotyczyło zakresu pracy 45% - 75%, natomiast największe – 25% - 75%.

Wyniki wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej zaprezentowano na rysunku 4.2 oraz w tabeli 4.2.



Rys. 4.2. Wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

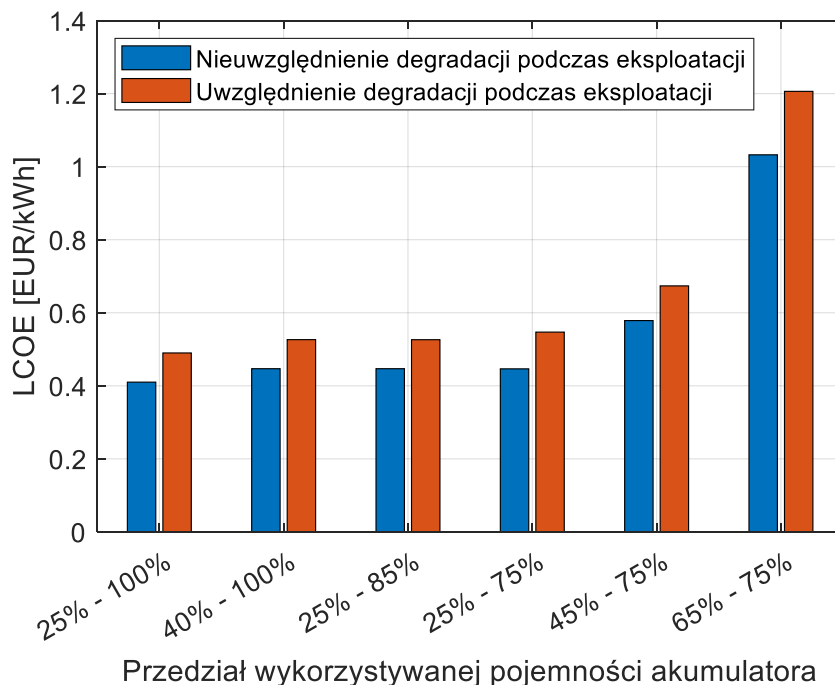
Tabela 4.2. Wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

Przedział pracy akumulatora	Moc zainstalowana instalacji PV $P_{nom}^{PV}$ [kW <sub>p</sub> ]		Względne przewymiarowanie na skutek uwzględnienia degradacji $p_{PV}$ [%]
	nieuwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	uwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	
25% - 100%	11,2	13,3	18,8
40% - 100%	11,2	13,3	18,8
25% - 85%	11,2	13,3	18,8
25% - 75%	11,9	12,6	5,9
45% - 75%	11,9	14,7	23,5
65% - 75%	14,7	16,8	14,3

Na skutek uwzględnienia degradacji komponentów w procesie wymiarowania moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznej, podobnie jak znamionowa pojemność akumulatora, wzrosła dla wszystkich wariantów zakresu ładowania i rozładowania akumulatora. W ujęciu bezwzględny wzrost wskazywanej mocy zainstalowanej wynosił od 0,7 kW<sub>p</sub> do 2,8 kW<sub>p</sub>, natomiast w ujęciu względnym od 5,9% do 23,5%. Najmniejszy bezwzględny przyrost mocy zainstalowanej wystąpił dla wariantu pracy w zakresie 25% - 75%, z kolei największy – dla

wariantu pracy w zakresie 45% - 75%. Najmniejsze względne przewymiarowanie na skutek uwzględnienia degradacji dotyczyło zakresu pracy 25% - 75%, natomiast największe – 45% - 75%. W tym przypadku warianty pracy akumulatora charakteryzujące się największym i najmniejszym względnym i bezwzględnym przewymiarowaniem pokrywały się.

Wzrost kosztów energii (wskaźnika LCOE) na skutek uwzględnienia degradacji w procesie wymiarowania zaprezentowano na rysunku 4.3 oraz w tabeli 4.3.



Rys. 4.3. Wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

Tabela 4.3. Wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

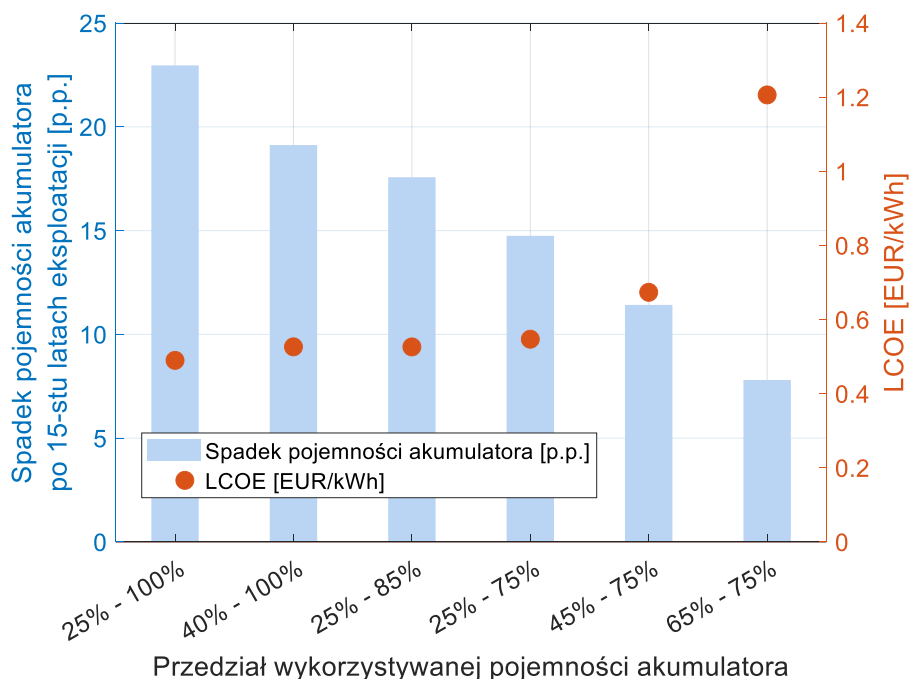
Przedział pracy akumulatora	LCOE [EUR/kWh]		Względny wzrost kosztów $p_{LCOE}$ [%]
	nieuwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	uwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	
25% - 100%	0,4100	0,4899	19,5
40% - 100%	0,4468	0,5264	17,8
25% - 85%	0,4468	0,5262	17,8
25% - 75%	0,4464	0,5470	22,5
45% - 75%	0,5786	0,6735	16,4
65% - 75%	1,0324	1,2061	16,8

Najmniejszy bezwzględny wzrost wskaźnika LCOE występuje dla wariantu pracy akumulatora w zakresie 25% - 85% i wynosi 0,0794 EUR/kWh. Z kolei największy bezwzględny wzrost wskaźnika LCOE na poziomie 0,1737 EUR/kWh dotyczy wariantu pracy w zakresie 65% - 75%. Względny wzrost kosztów zawiera się w przedziale od 16,4% dla zakresu 45% - 75% do 22,5% dla zakresu 25% - 75%.

Warto zauważyć, że wariant pracy akumulatora w zakresie 45% - 75% pojemności znamionowej, cechuje najmniejsze względne przewymiarowanie akumulatora (14,3%), największe względne przewymiarowanie instalacji fotowoltaicznej (23,5%) a przy tym najmniejszy względny przyrost wskaźnika LCOE (16,4%). Z kolei wariant pracy akumulatora w zakresie 25% - 75% osiąga wyniki przeciwstawne – największe względne przewymiarowanie akumulatora (50%), najmniejsze względne przewymiarowanie instalacji

fotowoltaicznej (5,9%) a przy tym największy względny wzrost kosztów (22,5%). Dodatkowo wariant cechujący się największym bezwzględnym przewymiarowaniem akumulatora na poziomie 10 kWh (65% - 75%) osiąga też największy bezwzględny wzrost kosztów na poziomie 0,1737 EUR/kWh. Na tej podstawie stwierdzić można, że na wzrost kosztów energii w systemie determinujący wpływ ma przewymiarowanie akumulatora.

Na rysunku 4.4 zaprezentowano zestawienie spadku pojemności akumulatora w ujęciu procentowym po 15-tych latach eksploatacji oraz wskaźnika LCOE w zależności od zakresu pracy akumulatora. Informacje uzupełniające umieszczono w tabeli 4.4.



Rys. 4.4. Zestawienie spadku pojemności akumulatora po 15-tych latach eksploatacji oraz LCOE w zależności od zakresu pracy akumulatora

Tabela 4.4. Zestawienie spadku pojemności akumulatora po 15-tych latach eksploatacji oraz LCOE w zależności od zakresu pracy akumulatora

Przedział pracy akumulatora	Najlepsza konfiguracja		Dostępna pojemność akumulatora w 15-tym roku eksploatacji [%]	Spadek pojemności akumulatora po 15-tych latach eksploatacji [p.p.]	LCOE [EUR/kWh]
	$P_{nom}^{PV}$ [kW <sub>p</sub> ]	$C_{nom}^{BAT}$ [kWh]			
25% - 100%	13,3	10	77,04	22,96	0,4899
40% - 100%	13,3	12,5	80,88	19,12	0,5264
25% - 85%	13,3	12,5	82,43	17,57	0,5262
25% - 75%	12,6	15	85,25	14,75	0,5470
45% - 75%	14,7	20	88,58	11,42	0,6735
65% - 75%	16,8	52,5	92,20	7,8	1,2061

Na podstawie przeprowadzonych symulacji oraz danych zestawionych w tabeli 4.4 należy stwierdzić, że im mniejszy procentowy przedział wykorzystywanej znamionowej pojemności akumulatora, tym większe jest jego przewymiarowanie w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu niezawodności. Jeżeli akumulator wykorzystuje 75% znamionowej pojemności wystarczający jest magazyn 10 kWh, jeżeli jednak wykorzystuje się jedynie 10% znamionowej pojemności, konieczne jest zapewnienie 52,5 kWh. Zwiększenie znamionowej pojemności akumulatora wpływa na wzrost wskaźnika LCOE. Dla zakresu pracy 25% - 100% wynosi on 0,4899 EUR/kWh, natomiast dla zakresu pracy 65% - 75% - 1,2061 EUR/kWh. Oznacza to, że zmiana zakresu pracy akumulatora z wariantu wykorzystującego 75% znamionowej pojemności na wariant wykorzystujący 10% znamionowej pojemności

proceeds to an increase in energy costs in the system by 146.2%. In this case, the overestimation does not result from taking degradation into account in the sizing process, because all compared configurations in Figure 4.4 and in Table 4.4 were determined taking into account the decrease in component efficiency over time. The overestimation results from a reduction in the range of usable capacity of the accumulator. This is intended to slow down its degradation rate. Figure 4.4 and data in Table 4.4 show that the solution achieves the intended effect. After 15 years of operation, the accumulator capacity in the 25% - 100% range drops to 77.04% of the initial value (a decrease of 22.96 p.p.). This value may exclude the accumulator from further operation. In contrast, in the 65% - 75% range, the capacity drops only to 92.2% of the initial value (a decrease of 7.8 p.p.). This is the basis for further operation of the accumulator.

#### 4.2. Analiza wrażliwości

Sensitivity analysis aims to identify factors that have the greatest influence on the change in the obtained results. It was conducted for the following parameters:

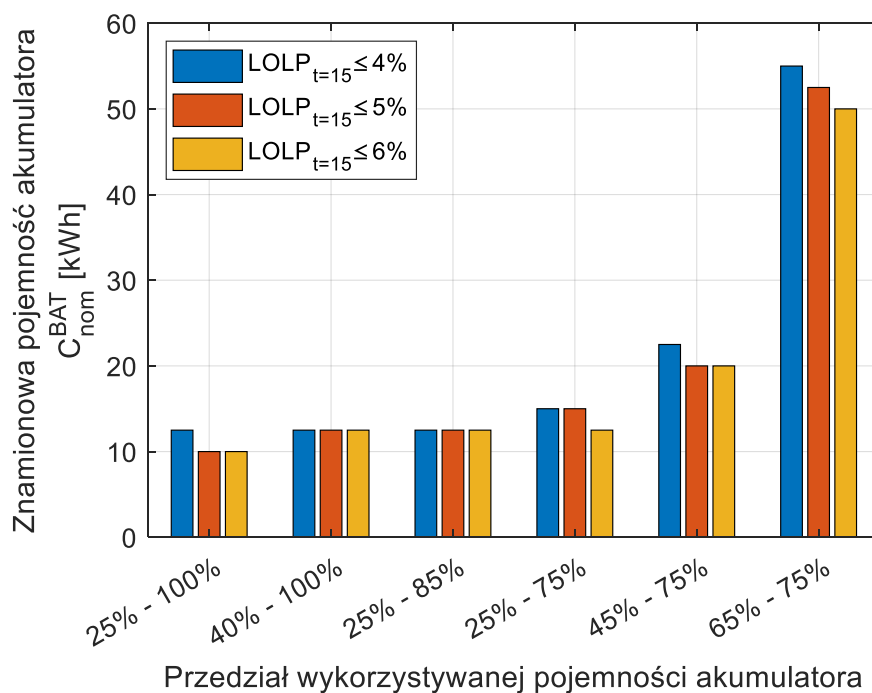
- load (power requirement), determined based on the annual energy requirement  $A_r$ ,
- solar irradiance  $G_i$ ,
- unit investment costs of PV installation –  $CAPEX^{PV}$ ,
- unit operating costs of PV installation –  $OPEX^{PV}$ ,
- unit investment costs of electrochemical accumulators –  $CAPEX^{BAT}$ ,
- unit operating costs of electrochemical accumulators –  $OPEX^{BAT}$ ,
- discount rate  $r$ ,
- allowable LOLP value after 15 years of operation –  $LOLP_{t=15}$ .

Below, as an example, the results of the sensitivity analysis in terms of the influence of the change in the allowable LOLP value on the results of the sizing process are presented. In this process, the LOLP indicator is a constraint, i.e., the choice of the optimal configuration from a cost perspective is made among solutions that ensure at least the required reliability level in the final year of operation ( $LOLP_{t=15}$ ). In the base case, the allowable LOLP value is set at 5%. A 20% increase or decrease in its value (analogous change in the remaining parameters) corresponds to a 1 percentage point change (4% and 6% respectively). The influence of the change in the allowable LOLP value on the results of the sizing process is presented using the data in Table 4.5 and graphs in Figures 4.5 – 4.7.

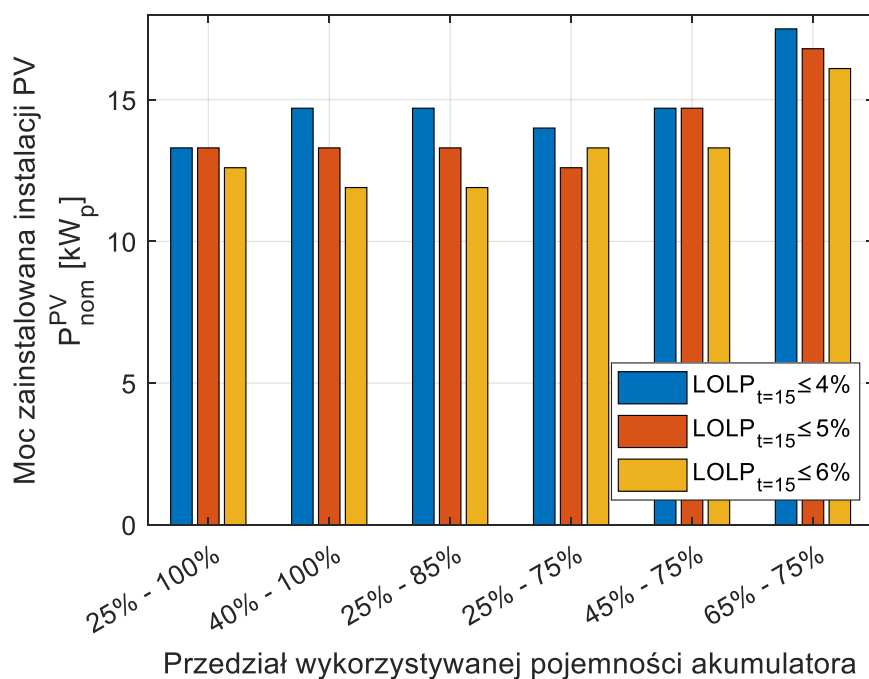
Table 4.5. Influence of the change in the allowable LOLP value on the results of the sizing process

Przedział pracy akumulatora	Dopuszczalna wartość wskaźnika $LOLP_{t=15}$ [%]	Znamionowa pojemność akumulatora $C_{nom}^{BAT}$ [kWh]	Moc zainstalowana instalacji PV $P_{nom}^{PV}$ [kW <sub>p</sub> ]	LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	LCOE [EUR/kWh]
25% - 100%	4%	12,5	13,3	3,8872	0,5231
	5%	10	13,3	4,8853	0,4899
	6%	10	12,6	5,4046	0,4738
40% - 100%	4%	12,5	14,7	3,7126	0,5588
	5%	12,5	13,3	4,5949	0,5264
	6%	12,5	11,9	5,7550	0,4948
25% - 85%	4%	12,5	14,7	3,6216	0,5586
	5%	12,5	13,3	4,5063	0,5262
	6%	12,5	11,9	5,6726	0,4946

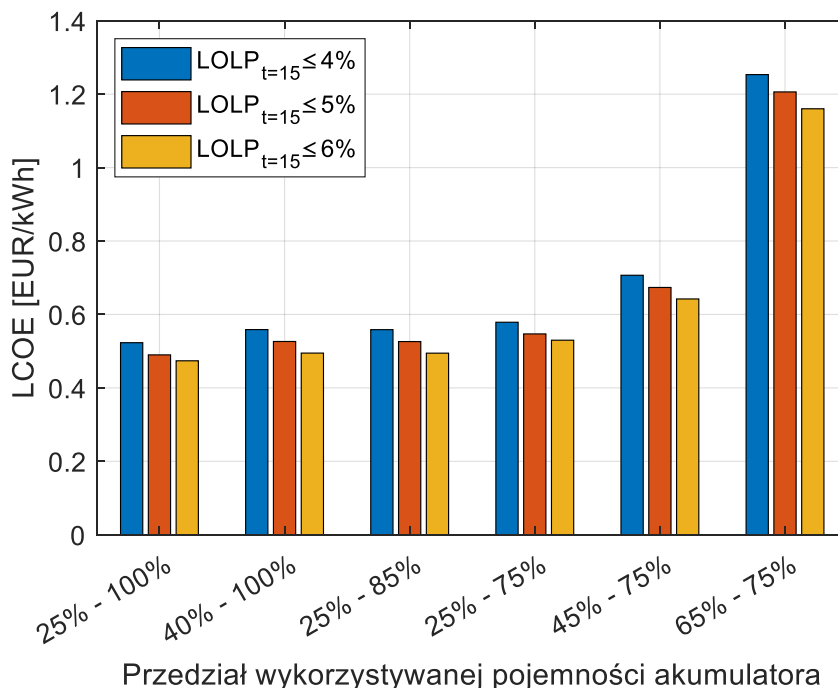
25% - 75%	4%	15	14	3,9015	0,5788
	5%	15	12,6	4,9020	0,5470
	6%	12,5	13,3	5,5566	0,5299
45% - 75%	4%	22,5	14,7	3,7975	0,7068
	5%	20	14,7	4,7566	0,6735
	6%	20	13,3	5,5817	0,6422
65% - 75%	4%	55	17,5	3,9574	1,2533
	5%	52,5	16,8	4,8871	1,2061
	6%	50	16,1	5,8936	1,1602



Rys. 4.5. Wpływ dopuszczalnej wartości  $LOLP_{t=15}$  na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora



Rys. 4.6. Wpływ zmiany dopuszczalnej wartości  $LOLP_{t=15}$  na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV



Rys. 4.7. Wpływ zmiany dopuszczalnej wartości  $LOLP_{t=15}$  na wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE

Przyjęcie dopuszczalnej wartości wskaźnika  $LOLP_{t=15}$  na poziomie 4%, oznacza, że mniej konfiguracji z przestrzeni poszukiwań spełnia warunek niezawodnościowy po latach eksploatacji w stosunku do wariantu bazowego ( $LOLP_{t=15}=5\%$ ). Konieczne jest w tym przypadku większe przewymiarowanie systemu pod kątem technicznym. Co najmniej jeden z parametrów – znamionowa pojemność akumulatora (rys. 4.5) i/lub moc zainstalowana instalacji PV (rys. 4.6) – uległ zwiększeniu. Analogicznie, przyjęcie dopuszczalnej wartości wskaźnika  $LOLP_{t=15}$  na poziomie 6%, oznacza, że więcej konfiguracji z przestrzeni poszukiwań spełnia warunek niezawodnościowy po latach eksploatacji w stosunku do wariantu bazowego ( $LOLP_{t=15}=5\%$ ). Wystarczające jest zatem mniejsze przewymiarowanie systemu pod kątem technicznym. Co najmniej jeden z parametrów – znamionowa pojemność akumulatora (rys. 4.5) i/lub moc zainstalowana instalacji PV (rys. 4.6) – uległ zmniejszeniu. Mniejsze lub większe przewymiarowanie systemu pod kątem technicznym na skutek przyjęcia odpowiednio większej lub mniejszej dopuszczalnej wartości  $LOLP_{t=15}$  przekłada się na wymagane przewymiarowanie pod kątem ekonomicznym (rys. 4.7). Zmniejszenie dopuszczalnego  $LOLP_{t=15}$  o 1 p.p. powoduje wzrost wskaźnika LCOE średnio o 0,0351 EUR/kWh, natomiast zwiększenie – spadek średnio o 0,0289 EUR/kWh (tabela 4.5).

W zakresie pozostałych parametrów analiza wrażliwości prowadzi do następujących wniosków:

- równomierny wzrost lub spadek pojemności znamionowej akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej wraz z obciążeniem powoduje, że jego zmiana pozostaje bez większego wpływu na zmianę wskaźnika LCOE,
- zmiana wartości natężenia promieniowania słonecznego ma niewielki wpływ na dobór pojemności znamionowej magazynu energii i istotny wpływ na zmianę mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej, która przekłada się na zmianę wartości wskaźnika LCOE,
- wśród parametrów ekonomicznych największy wpływ na dobór znamionowej pojemności magazynu energii i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz opłacalność inwestycji mają jednostkowe nakłady inwestycyjne – CAPEX<sup>BAT</sup>

i CAPEX<sup>PV</sup> – z kolei najmniejszy wpływ mają jednostkowe koszty eksploatacyjne OPEX<sup>BAT</sup> i OPEX<sup>PV</sup>,

- zmiana stopy dyskontowej  $r$  oddziałuje równomiernie na opłacalność wszystkich konfiguracji z przestrzeni poszukiwań, stąd nie wpływa ona na dobór parametrów znamionowych komponentów instalacji a jedynie na opłacalność.

## 5. Podsumowanie

Rozprawa doktorska dotyczy modelowania pracy niezależnego systemu wytwórczego energii elektrycznej złożonego z instalacji fotowoltaicznej oraz magazynu energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych. Ze względu na rosnącą popularność na świecie jest to zagadnienie istotne, aktualne i często podejmowane w literaturze naukowej. Niezależny system wytwórczy rozpatrzono przede wszystkim w kontekście procesu jego wymiarowania, czyli doboru mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz znamionowej pojemności akumulatora.

Nowatorski charakter oraz oryginalność prezentowanych badań polega na przeprowadzeniu w ramach modelu analizy pracy systemu w dłuższej perspektywie czasowej z uwzględnieniem degradacji o tempie zależnym od przyjętego trybu pracy (zakresu wykorzystania dostępnej pojemności akumulatora). W ujęciu tradycyjnym model obejmuje jednoroczną analizę systemu wytwórczego opartą na parametrach początkowych bez uwzględnienia spadku wydajności (degradacji) komponentów. W pracy zaproponowano zatem alternatywną metodologię modelowania i wymiarowania rozważanego systemu wytwórczego. Model opracowano z wykorzystaniem oprogramowania Matlab.

Analiza pracy systemu wytwórczego polegała na przeprowadzeniu symulacji dla wszystkich konfiguracji z przestrzeni poszukiwań oraz każdego roku eksploatacji, po którym następowała aktualizacja parametrów związanych z wydajnością urządzeń. Symulacje umożliwiają obserwację zmian kluczowych funkcji i parametrów na skutek degradacji, tj. przebiegu deficytu mocy i energii, bieżącego stanu naładowania akumulatora, bilansu zapotrzebowania na moc i energię w układzie, bilansu mocy i energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną, itp. Wyniki badań symulacyjnych pozwalają na przeprowadzenie procesu wymiarowania. Prowadzi on do wyboru konfiguracji, która spełnia kryterium niezawodnościowe w ostatnim roku eksploatacji oraz osiąga najniższą wartość wskaźnika ekonomicznego.

Za pomocą analizy porównawczej zestawiono wyniki procesu wymiarowania: mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej, pojemności znamionowej akumulatora oraz wskaźnika ekonomicznego. Po pierwsze, za pomocą wykresów porównano wyniki procesu wymiarowania z uwzględnieniem i bez uwzględnienia degradacji. Po drugie, porównanie dotyczy także wyników uzyskanych dla sześciu różnych wariantów zakresu wykorzystania pojemności akumulatora. Za pomocą prezentowanej analizy porównawczej wyznaczono konieczną skalę przewymiarowania systemu pod kątem technicznym i ekonomicznym. Dowiedziono zatem dwóch przyczyn przewymiarowania systemu: uwzględnienia degradacji w procesie wymiarowania w celu zapewnieniażądanego poziomu niezawodności w dłuższej perspektywie czasowej oraz zmniejszenia zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora w celu ograniczenia tempa jego degradacji.

Analiza porównawcza dowodzi, że zarówno degradacja komponentów w perspektywie długoterminowej, jak i wybór zakresu pracy akumulatora wpływa na uzyskiwane rezultaty badań. Proponowana w rozprawie doktorskiej metodologia może zatem okazać się przydatna dla inwestorów rozważających pewien stopień przewymiarowania, jeżeli istotne jest dla nich zapewnienieżądanego poziomu niezawodności w perspektywie lat eksploatacji lub ochrona akumulatora przed znaczną degradacją (spadkiem wydajności).

Za pomocą analizy wrażliwości zbadano wpływ wybranych parametrów na wyniki proponowanej metodologii wymiarowania systemu wytwórczego - obciążenia, natężenia promieniowania słonecznego, parametrów ekonomicznych oraz dopuszczalnej wartości wskaźnika niezawodnościowego w ostatnim roku eksploatacji. Na przewymiarowanie pod kątem technicznym największy wpływ ma zmiana obciążenia, natomiast pod kątem ekonomicznym – nakłady inwestycyjne i stopa dyskontowa. Bardzo istotny wpływ na przewymiarowanie zarówno pod kątem technicznym, jak i ekonomicznym posiada założona dopuszczalna wartość wskaźnika niezawodnościowego w ostatnim roku eksploatacji, stanowiąca ograniczenie w procesie wymiarowania.

Zaznaczyć należy, że prezentowana w rozprawie doktorskiej metodologia, jak każda inna metoda prezentowana w literaturze, posiada pewne ograniczenia. Należą do nich przede wszystkim: przyjęty profil obciążenia charakterystyczny dla danego odbiorcy, przyjęty profil meteorologiczny zależny od lokalizacji, przyjęty zakres przestrzeni poszukiwań zależny od rozmiaru instalacji oraz jej krok definiujący dokładność otrzymywanych wyników. Ponadto wyniki przeprowadzonych badań symulacyjnych zależą od szeregu przyjętych wartości parametrów technicznych i ekonomicznych, tj. sprawność, współczynnik temperaturowy mocy czy jednostkowe nakłady inwestycyjne i eksploatacyjne. Opracowując model w środowisku Matlab autorka starała się jednak zapewnić maksymalny stopień utrzymania jego uniwersalności. Wszystkie prezentowane symulacje i analizy można przeprowadzić wprowadzając dowolne wartości przebiegów danych wejściowych, wartości parametrów a także dostosowując w prosty sposób zakres i krok przestrzeni poszukiwań. Użytkownika ograniczają jedynie wymagania sprzętowe związane z wykorzystaniem pamięci komputera oraz czasu obliczeń.

## 6. Literatura

- [1] Rezk H., Dousoky G.M. Technical and economic analysis of different configurations of stand-alone hybrid renewable power systems – A case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, 62, 941-953.
- [2] IRENA. Off-grid renewable energy systems: Status and methodological issues [Internet]. 02.2015.  
<https://www.irena.org/publications/2015/Feb/Off-grid-renewable-energy-systems-Status-and-methodological-issues> [dostęp: 22.12.2021]
- [3] Khatib T., Mohamed A., Sopian K. A review of photovoltaic systems size optimization techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013, 22, 454-465.
- [4] Ahmad G. E., Photovoltaic-powdered rural zone family house in Egypt. *Renewable Energy* 2002, 26, 379–90.
- [5] Nordin N.D., Rahman H.A. A novel optimization method for designing stand alone photovoltaic system. *Renewable Energy* 2016, 89, 706–15.
- [6] Markvart T., Fragaki A., Ross J.N. PV system sizing using observed time series of solar radiation. *Solar Energy* 2006, 80,46–50.
- [7] Al-Karaghoul A., Kazmerski L.L. Optimization and life-cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software. *Solar Energy* 2010,84,710–4.
- [8] Carroquino J., Duflo- López R. Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops 2015, 76, 566–74.



- [9] Fezai S., Belhadj J. Sizing optimization of a stand-alone photovoltaic system using genetic algorithm, 2017 18th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), 2017, 499-504.
- [10] Shrestha G.B, Goel L. A study on optimal sizing of stand-alone photovoltaic stations. IEEE Transactions on Energy Conversion 1998, 13(4), 373-378.
- [11] Kazem H.A., Khatib T., Sopian K. Sizing of a standalone photovoltaic/battery system at minimum cost for remote housing electrification in Sohar, Oman. Energy and Buildings 2013, 61, 108-115.
- [12] Jakhrani A.Q., Othman A-K., Rigit A.R.H, Samo S.R., Kamboh S.A.A novel analytical model for optimal sizing of standalone photovoltaic systems. Energy 2012, 46,678–82.
- [13] Semaoui S., Hadj Arab A., Bacha S., Azoui B. Optimal sizing of a stand-alone photovoltaic system with energy management in isolated areas. Energy Procedia 2013, 36, 358–68.
- [14] Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju – archiwum. Dane do obliczeń energetycznych budynków [Internet]. 10.04.2019.  
<https://www.gov.pl/web/archiwum-inwestycje-rozwoj/dane-do-obliczen-energetycznych-budynkow> [dostęp: 22.12.2021]
- [15] Enea Operator. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Standardowe profile zużycia energii na 2021 rok [Internet]  
<https://www.operator.enea.pl/dlafirmy/uslugidystrybucyjne/iriesd> [dostęp: 22.12.2021]
- [16] Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 roku. Główny Urząd Statystyczny. Warszawa 2019.
- [17] Duffie J.A., Beckman W.A., Worek W.M. Solar engineering of thermal processes. Wiley, New York: 2013.
- [18] Jordan D.C., Kurtz S.R. Photovoltaic Degradation Rates — an Analytical Review. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2011, 21, 12-29.
- [19] Portal branżowy Elektronik B2B. Sprawność akumulatorów i ładowarek do akumulatorów. Kołodziejski J.F. [Internet]. 13.02.2020.  
<https://elektronikab2b.pl/technika/52003-sprawnosc-akumulatorow-i-ladowarek-do-akumulatorow> [dostęp: 22.12.2021]
- [20] Xu B., Oudalov A., Ulbig A., Andersson G., Kirschen D.S. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. IEEE Transactions on Smart Grid 2018, 9, 2, 1131 – 1140.
- [21] Kasprzyk L. Wybrane zagadnienia modelowania ogniw elektrochemicznych i superkondensatorów w pojazdach elektrycznych. Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering 2019, 101, 3-55.
- [22] Paska J. Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.