

Algorytm optymalizacyjny dla doboru parametrów magazynu energii elektrycznej dedykowanego do współpracy z istniejącą elektrownią fotowoltaiczną

Streszczenie. W artykule przedstawiono zagadnienia techniczno-ekonomiczne związane z doбором parametrów magazynu energii elektrycznej dla elektrowni fotowoltaicznej dołączonej do sieci SN. Przedstawiono działanie algorytmu dla wyznaczania parametrów magazynu energii do farmy fotowoltaicznej, uwzględniając zależności techniczno-ekonomiczne. Algorytm oparty na module optymalizacji dobowej maksymalizującej dochód zaimplementowano w środowisku obliczeniowym MATLAB. Prezentowane wyniki obliczeń w postaci wykresów oraz wartości parametrów magazynu uzyskujących najkorzystniejsze wskaźniki ekonomiczne obliczane są na podstawie: parametrów instalacji, wprowadzanych danych o cenach energii oraz profilu generacji elektrowni fotowoltaicznej.

Abstract. In this paper, technical-economic issues on sizing of Battery Energy System Storage for photovoltaic systems connected to MV distribution network are presented. Algorithm for designing of BESS parameters for cooperation with PV farm was presented taking into account technical-economic relations. Algorithm that is based on the daily optimization module that allows to maximize revenues was implemented into MATLAB software. Presented results showing optimized economic factors are calculated based on parameters of PV farm and input data for energy price and PV generation vector. (Selected issues for designing parameters of Battery Energy System Storage for existing photovoltaic plant).

Słowa kluczowe: elektrownie fotowoltaiczne, magazyny energii, optymalizacja parametrów, rentowność inwestycji.

Keywords: PV plants, Energy Storage Systems, optimization of parameters, profitability of the investment

Wstęp

W roku 2021 procentowy udział generacji energii z odnawialnych źródeł energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wyniósł 10.94% [1]. Zgodnie z dokumentem opracowanym przez Operatora Sieci Przesyłowej w 2020 roku [2], w ramach realizacji ogólnounijnego celu przypadającego na rok 2030, Polska deklaruje osiągnięcie udziału 21% generacji z odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii brutto (łącznie w elektroenergetyce, ciepłownictwie, chłodnictwie oraz na cele transportowe). Tak znaczny wzrost dynamiki dla planowania integracji odnawialnych źródeł energii z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną niesie za sobą szereg wyzwań technicznych, organizacyjnych oraz ekonomicznych. Główną przyczyną tych trudności jest stochastyczny charakter generacji energii z OZE w odróżnieniu od konwencjonalnych źródeł energii. Dlatego też, z punktu widzenia funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i dalszej integracji OZE, szczególnie problematyczne jest zapewnienie właściwej koordynacji pracy wszystkich źródeł wytwórczych przyłączonych do KSE w celu jego prawidłowego bilansowania w czasie rzeczywistym.

Wraz ze spodziewanym wzrostem liczby rozproszonych OZE efektywnie dołączanych do KSE, konieczne jest opracowanie metod pozwalających zwiększać elastyczność sieci i rozwiązać problemy pojawiające się coraz częściej w sieciach dystrybucyjnych. Przykładem tego typu trudności mogą być np.: przeciążenia poszczególnych odcinków linii dystrybucyjnych, przekraczanie dopuszczalnego zakresu napięcia w danym obszarze sieci, znaczny wzrost strat przesyłowych. Problemy te dotyczą zarówno integracji mikroźródeł dołączanych do sieci nN [3, 4], jak również wielkoskalowych farm fotowoltaicznych dołączanych do sieci SN i WN. W przypadku źródeł fotowoltaicznych dołączanych do sieci dystrybucyjnych, integracja Magazynów Energii może pozwolić na polepszanie warunków technicznych pracy sieci, wpłynąć pozytywnie na jakość energii, jak również zapewnić możliwość zwiększenia efektywności ekonomicznej tego typu instalacji, również w instalacjach hybrydowych z dwoma różnymi

odnawialnymi źródłami energii [5]. Integracja magazynu energii z odnawialnym źródłem energii ma za zadanie ograniczyć negatywne skutki spowodowane przez zróżnicowany profil generacji energii w ujęciu dobowym, oraz ograniczenie maksymalnej mocy przyłączeniowej (tzw. peak shaving) [6]. Z ekonomicznego punktu widzenia, integracja magazynu może pozwolić na uzyskanie dodatkowego zysku dla inwestora poprzez sterowanie przepływem energii we właściwy sposób przy zróżnicowanych cenach energii w ujęciu dobowym, wynikających z aktualnego zapotrzebowania na energię.

Podstawowym zadaniem magazynu jest zatem pobieranie energii z farmy fotowoltaicznej i oddawanie jej do systemu elektroenergetycznego w taki sposób, aby zapewnić maksymalne wykorzystanie przyłącza, lokalną stabilność pracy sieci, jak również zysk ekonomiczny dla inwestora. Z tego powodu, ze względu na uwarunkowania ekonomiczno-techniczne, dobrane właściwych parametrów magazynu do istniejącej farmy fotowoltaicznej jest złożonym problemem, wymagającym przeprowadzenia szczegółowych analiz, który został scharakteryzowany i omówiony w poniższym opracowaniu.

Niniejszy artykuł przedstawia założenia i sposób działania algorytmu opracowanego do przeprowadzania techniczno-ekonomicznych analiz doboru parametrów magazynu energii elektrycznej dla istniejącej elektrowni fotowoltaicznej. W celu przeprowadzenia szczegółowych analiz dla wielu parametrów równocześnie opracowano algorytm poszukujący optymalnego rozwiązania, zaimplementowany w środowisku obliczeniowym MATLAB. Algorytm umożliwia dobór parametrów magazynu energii do farmy fotowoltaicznej, opierając się na module optymalizacji dobowej maksymalizującej dochód. Szczegóły dotyczące funkcjonowania algorytmu, jego funkcjonowania, oraz przykładowych rezultatów z obliczeń optymalizacyjnych przedstawiono w dalszej części artykułu.

Założenia dla opracowanego algorytmu

Jako główne założenie dla zdefiniowania funkcjonalności algorytmu przyjęto tryb pracy magazynu, w trakcie którego energia pobierana jest z farmy

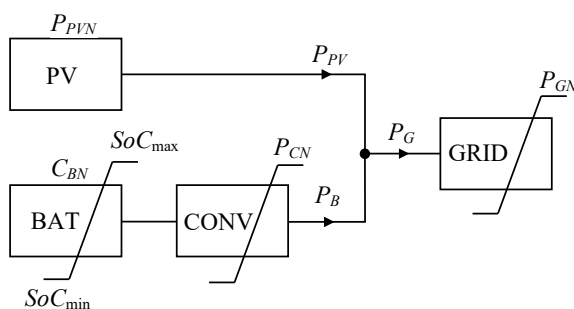
fotowoltaicznej i oddawana do systemu elektroenergetycznego w taki sposób, aby zapewnić maksymalny zysk ekonomiczny. Taki tryb pracy nazwany został *trybem podstawowym*. Istotnym założeniem funkcjonalnym dla pracy magazynu w tym trybie jest dokonywanie dobowego bilansu energii magazynu, tj. suma energii wyprodukowanej musi być równa sumie energii oddanej, co zapewni określony stały poziom naładowania magazynu dla ustalonego punktu startowego algorytmu (określonej godziny).

W celu przeprowadzania bardziej szczegółowych analiz, funkcjonalność algorytmu poszerzono również o tzw. *dodatkowy tryb* pracy magazynu energii, dedykowany jedynie dla wymiany energii magazynu z systemem elektroenergetycznym. Celem działania tego trybu jest zwiększenie dochodu farmy, zwłaszcza w dniach, gdy produkcja energii z promieniowania słonecznego jest niewielka. Ważnym założeniem dla uwzględniania tego trybu w analizach jest jego opcjonalność oraz możliwość wykorzystania magazynu tylko wtedy, kiedy nie jest on używany w trybie podstawowym.

Dodatkowo, w celu zwiększenia dokładności obliczeń, wzięto pod uwagę spadek pojemności magazynu w funkcji ilości cykli ładowania i rozładowywania. Model degradacji został oparty zgodnie z przewidywaną utratą pojemności typowej dla technologii baterii litowo-jonowych. Szczegóły dot. modelowania degradacji pojemności opisano w kolejnym rozdziale niniejszego artykułu.

Na podstawie przeprowadzonej analizy wymagań dla funkcjonalności algorytmu, zdefiniowano wymagane dane wejściowe. Można je podzielić na parametry i dobowe trendy cen energii oraz produkcji energii przez farmę fotowoltaiczną. Parametrami wejściowymi są: moc instalacyjna farmy fotowoltaicznej, moc przyłączeniowa oraz parametry magazynu (moc i pojemność). Dodatkową grupą danych wejściowych są parametry rozwiązania określające zakres analizowanych danych zgodnie z przyjętą metodologią obliczeń. Dla przeprowadzenia obliczeń optymalizacyjnych niezbędne jest również uwzględnienie ekonomicznych parametrów systemu tj. koszt jednostkowy budowy i utrzymania farmy fotowoltaicznej oraz magazynu energii.

Na podstawie przyjętych założeń do opracowania algorytmu, zdefiniowano funkcjonalny schemat blokowy układu farmy fotowoltaicznej (PV) oraz magazynu energii współpracujących z siecią elektroenergetyczną, co przedstawiono na Rys. 1.



Rys. 1. Schemat blokowy układu farmy fotowoltaicznej (PV) połączonej z magazynem energii do sieci elektroenergetycznej, gdzie: C_{BN} – pojemność znamionowa magazynu [kWh]; P_B – moc czynna ME [kW]; P_{CN} – moc znamionowa przekształtnika ME [kW]; P_{PVN} – moc znamionowa farmy PV [kWp]; P_{PV} – moc czynna farmy PV [kW]; P_{GN} – moc czynna znamionowa układu [kW]; P_G – moc czynna układu oddawana do systemu elektroenergetycznego [kW]; SoC_{min} – minimalny poziom naładowania magazynu energii [%]; SoC_{max} – maksymalny poziom naładowania magazynu energii [%].

Do opracowania algorytmu wykorzystano metodę analityczną, realizującą określony sposób zarządzania energią wyprodukowaną przez farmę fotowoltaiczną (w trybie podstawowym) oraz uwzględniając możliwą do pobrania energię z systemu elektroenergetycznego (w trybie dodatkowym), jak również iteracyjne metody poszukiwania ekstremów dla spełnienia dodatkowych ograniczeń oraz ekonomicznych wskaźników oceny: stopy zwrotu (ROR – Rate Of Return) oraz wartości bieżącej netto (NPV – Net Present Value). Rezultatem przeprowadzonych obliczeń są optymalne wartości pojemności oraz mocy znamionowej magazynu energii elektrycznej dla analizowanej farmy fotowoltaicznej.

Model degradacji pojemności magazynu

W algorytmie uwzględniono możliwość wykonania obliczeń z wykorzystaniem dwóch opcjonalnych modeli degradacji pojemności magazynu: modelu uproszczonego, bazującego na modyfikowalnym parametrze rocznej wartości degradacji oraz modelu dokładnego, uwzględniającego warunki pracy magazynu tj. poziom rozładowania w danym cyklu, średnią wartość naładowania, oraz temperaturę pracy. Model dokładny bazuje na empirycznych zależnościach dla baterii litowo-jonowych uwzględniających parametry pracy magazynu: średni poziom naładowania, czas pracy magazynu, poziom rozładowania oraz temperatura pracy [7, 8]. Współczynnik średniego poziomu naładowania (SoC model) określa równanie (1):

$$(1) \quad S_{\sigma} = e^{k_{\sigma}(\sigma - \sigma_{ref})}$$

gdzie: k_{σ} – współczynnik odkształcenia SoC [-], σ – średni poziom naładowania (aktualizowany dla każdej optymalizacji dobowej) [%], σ_{ref} – wartość odniesienia średniego poziomu naładowania [%].

Współczynnik degradacji czasowej S_t uwzględniony w modelu dokładnym opisuje zależność (2):

$$(2) \quad S_t = k_t \cdot t$$

gdzie: k_t – współczynnik degradacji czasowej [-], t – czas trwania cyklu ładowania/rozładowania [s]

Współczynnik poziomu rozładowania S_{δ} (DoD model) uwzględniony w modelu degradacji opisuje zależność (3):

$$(3) \quad S_{\delta} = (k_{\delta 1} \delta^{k_{\delta 2}} + k_{\delta 3})^{-1}$$

gdzie: $k_{\delta 1}$ – współczynnik 1 DoD [-]; $k_{\delta 2}$ – współczynnik 2 DoD [-]; $k_{\delta 3}$ – współczynnik 3 DoD [-]; δ – poziom rozładowania w danym cyklu [%]

Współczynnik temperatury S_T uwzględniony w modelu dokładnym opisuje zależność (4):

$$(4) \quad S_T = e^{k_T(T - T_{ref}) \frac{T_{ref}}{T}}$$

gdzie: k_T – współczynnik degradacji czasowej [-]; T – temperatura pracy magazynu [°C]; T_{ref} – temperatura referencyjna magazynu [°C]

Wszystkie współczynniki uwzględniane są przy obliczaniu jednostkowej degradacji baterii $fd1$:

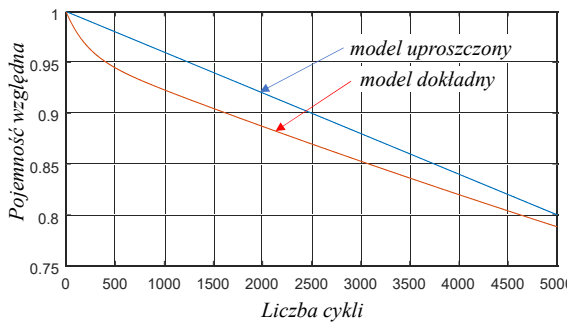
$$(5) \quad fd1 = (S_{\delta} + S_t) S_{\sigma} S_T$$

gdzie: S_δ – współczynnik poziomu rozładowania [-]; S_T – współczynnik temperatury [-]; S_t – współczynnik degradacji czasowej [-].
 Z kolei jednostkowa degradacja jest obliczana z uwzględnieniem empirycznych współczynników aproksymacji, zgodnie z równaniem (6):

$$(6) \quad L = 1 - \alpha_{sei} e^{-N\beta_{sei}k_s f_{d1}} - (1 - \alpha_{sei}) e^{-Nk_s f_{d1}}$$

gdzie: α_{sei} – współczynnik aproksymacji wysokości siodła [-]; β_{sei} – współczynnik aproksymacji stromości siodła [-]; k_s – współczynnik aproksymacji nachylenia [-]

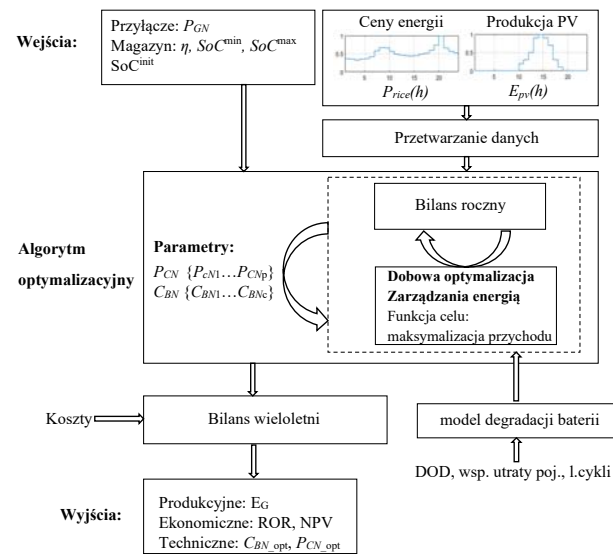
Poniżej na Rys. 2. przedstawiono przykładowe porównanie modeli degradacji baterii dla obu modeli: model uproszczony (dla parametrów: 5000 cykli EoL 80%) oraz model dokładny (dla parametrów: $\sigma = 0.5$, $\delta = 0.8$, $T = 25$).



Rys. 2. Porównanie zmian pojemności względnej dla obu modelu uproszczonego i dokładnego degradacji pojemności magazynu w funkcji liczby cykli

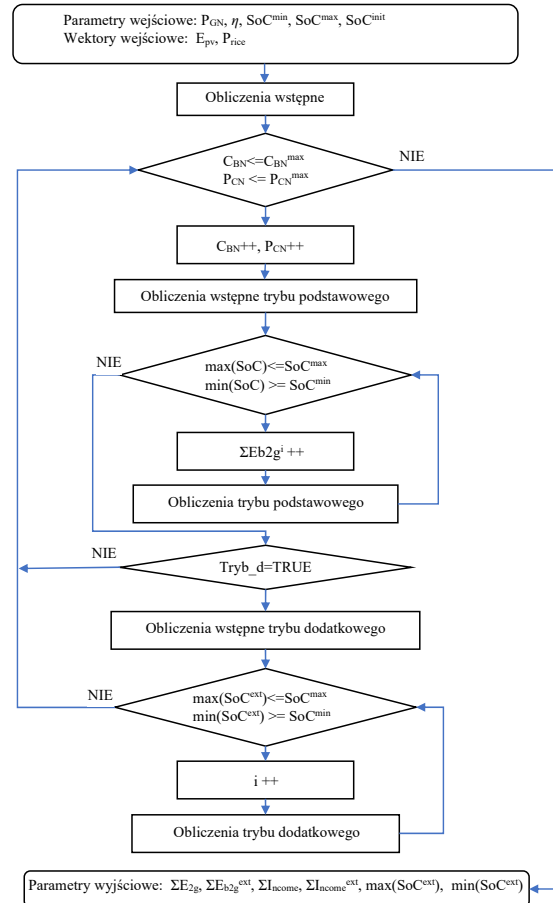
Dane wejściowe dla obliczeń oraz schemat blokowy

Jak wspomniano we wcześniejszej części artykułu, algorytm wykorzystuje dane dot. mocy przyłącza do systemu, mocy farmy fotowoltaicznej oraz zadany zakres mocy P_{CN} i pojemności C_{BN} magazynu energii do znalezienia najbardziej optymalnego rozwiązania. Kluczowymi dla obliczeń danymi są: dobowe ceny energii oraz dobowa produkcja farmy fotowoltaicznej. Dane te zostały zdefiniowane jako wektory, których podstawowa grupa reprezentuje jedną dobę i zawiera 24 elementy (godziny). Korelację pomiędzy danymi wejściowymi, wyjściowymi i przepływ danych pomiędzy poszczególnymi blokami algorytmu przedstawiono na Rys. 3.



Rys. 3. Korelacja pomiędzy danymi wejściowymi, wyjściowymi i przepływ danych pomiędzy blokami algorytmu.

Zastosowana metoda rozwiązania wymaga zdefiniowania zakresu analizowanych parametrów magazynu (pojemności $\{C_{BN1} \dots C_{BNc}\}$ i mocy $\{P_{CN1} \dots P_{CNp}\}$), co daje dodatkowe możliwości optymalizacji czasu obliczeń. W zależności od liczby analizowanych komórek można sterować dokładnością i czasem obliczeń poprzez określenie wartości minimalnych i maksymalnych oraz rozdzielczości zbioru parametrów magazynu. Schemat blokowy algorytmu optymalizacji dobowej został przedstawiony na Rys. 4.



Rys. 4. Schemat blokowy algorytmu optymalizacji dobowej. Oznaczenia przyjęto analogicznie do opisu Rys. 1, dodatkowo: SoC_{int} – początkowy stan naładowania magazynu [%]; E_{PV} – wektor danych wejściowych dot. godzinowych generacji; P_{rice} – wektor danych wejściowych dot. godzinowych cen energii; ΣE_{2g} – sumaryczna wartość energii przesłanej do systemu elektroenergetycznego w trybie podstawowym [Wh]; ΣI_{income} – sumaryczna wartość przychodu w trybie podstawowym [PLN]; ΣE_{b2g}^{ext} – sumaryczna wartość energii przesłanej do systemu elektroenergetycznego w trybie dodatkowym [Wh]; ΣI_{income}^{ext} – sumaryczna wartość przychodu w trybie dodatkowym [PLN].

Funkcją celu algorytmu jest minimalizacja czasu zwrotu inwestycji. Jest ona realizowana poprzez maksymalizację przychodu z produkcji energii w rozdzielczości dobowej w funkcji pojemności i mocy magazynu. Z kolei funkcja celu realizowana jest pośrednio w kilku etapach. Na etapie optymalizacji dobowej realizowana jest poprzez maksymalizację przychodu dla każdego trybu pracy:

1. w trybie podstawowym:

- maksymalizacja wykorzystania energii produkowanej z farmy fotowoltaicznej (wykorzystanie możliwie jak największej ilości energii wyprodukowanej z farmy fotowoltaicznej w ciągu doby, gdzie ograniczeniami są moc i pojemność magazynu energii oraz moc przyłączeniowa);

- maksymalizacja przychodu ze sprzedaży energii poprzez odpowiednią kolejność (godzinową) oddawania energii uwzględniającą cenę energii oraz sprawność magazynu;
2. w trybie dodatkowym:

- maksymalne wykorzystanie dostępnej mocy i pojemności magazynu dla wymiany energii zapewniające przychód (ograniczeniem jest moc, pozostała w trybie podstawowym pojemność magazynu oraz moc przyłączeniowa);
 - maksymalizacja przychodu poprzez dedykowane kolejowanie procesu pobierania i oddawania energii z uwzględnieniem sprawności magazynu.

Na etapie obliczeń wielokrotnych (wielodniowych oraz wieloletnich) następuje sumowanie energii i przychodów dobowych z uwzględnieniem modelu degradacji baterii. Optymalne wartości mocy $P_{CN,opt}$ i pojemności $C_{BN,opt}$ magazynu energii wyznaczone są w oparciu o ekstremum wskaźników ekonomicznych.

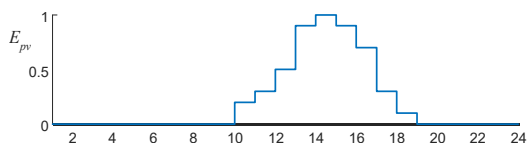
Algorytm bazuje zarówno na obliczeniach analitycznych według opracowanych strategii zarządzania energią, jak i iteracyjnych obliczeniach dla przeszukiwania optymalnych parametrów. Takie połączenie metod obliczeniowych zapewnia maksymalną prędkość obliczeń.

Wszystkie obliczenia z użyciem algorytmu dokonywane są w jednostkach względnych, gdzie wartością odniesienia dla mocy i energii jest moc instalacyjna farmy fotowoltaicznej, natomiast dla ceny jest to maksymalna wartość jednostkowa spośród analizowanego zbioru.

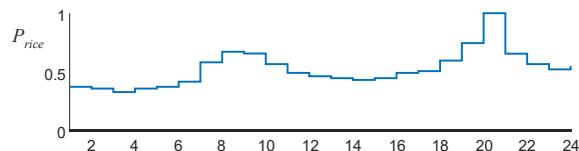
Wykonanie testowych obliczeń i analiza wyników dla wybranej instalacji fotowoltaicznej

Kluczową częścią działania algorytmu jest moduł dobowej optymalizacji zarządzania energią, która w przeważającej części determinuje dokładność oraz szybkość obliczeń. Poniżej zaprezentowano wyniki testów weryfikujących działanie algorytmu. Wszystkie dane podawano w jednostkach względnych odniesionych do mocy instalacyjnej farmy fotowoltaicznej (odpowiednio dla mocy i energii) oraz maksymalnej ceny. Zakres analizowanych parametrów magazynu wynosił od 0% do 150% (wielkości oznaczono na wykresach odpowiednio jako: P_{CN} – moc oraz C_{BN} – pojemność).

W celu przeprowadzenia walidacji tego modułu użyto zmiennego profilu dobowej produkcji energii z farmy fotowoltaicznej (zgodnie z Rys. 5) oraz zmiennego profilu dobowej ceny energii (Rys. 6).



Rys. 5. Zmienny profil dobowej produkcji energii farmy PV

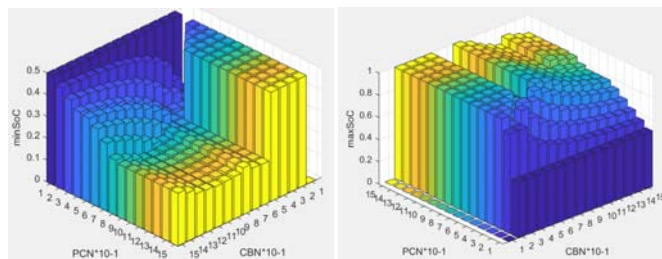


Rys. 6. Zmienny dobowy profil cen energii

Testy obliczeń przeprowadzono dla następujących wartości parametrów (oznaczenia zgodnie z opisami Rys. 1 oraz Rys. 4): $SoC_{init} = 0.5$, $SoC_{min} = 0.2$, $SoC_{max} = 1$, $\eta = 0.92$, $C_{BN} = 5$, $P_{GN} = 0.5$.

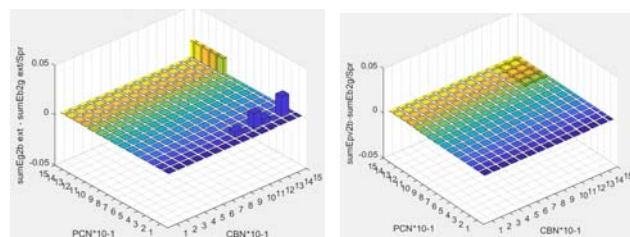
Istotną częścią walidacji funkcjonowania algorytmu była weryfikacja poprawności przyjmowanych do obliczeń ograniczeń pracy systemu dla zadanych parametrów. W tym celu przeprowadzono przykładowe obliczenia dla ograniczenia poziomów naładowania i rozładowania

$SoC_{init} = 0.5$, $SoC_{min} = 0.2$ oraz $SoC_{init} = 0.5$, $SoC_{max} = 1$. Wyniki obliczeń dla ograniczenia poziomów naładowania i rozładowania zostały przedstawione na Rys. 7.



Rys. 7. Zależność wyznaczonych mocy i pojemności magazynu dla ograniczenia poziomów naładowania i rozładowania: a) $SoC_{init} = 0.5$, $SoC_{min} = 0.2$; b) $SoC_{init} = 0.5$, $SoC_{max} = 1.0$

Jak można zaobserwować na Rys. 7, nie przekroczone minimalnego oraz maksymalnego poziomu naładowania dla wymaganych parametrów. Wyniki walidacji bilansu dobowego w trybie podstawowym i dodatkowym (błąd maksymalny 0.5%) przedstawiono na Rys. 8.



Rys. 8. Wyniki walidacji bilansu dobowego w trybie podstawowym (a) i dodatkowym (b)

Przeprowadzone walidacje bilansu dobowego dla różnych profili dobowej produkcji PV oraz cen energii wykazały, że błąd obliczeniowy dla bilansu dobowego nie przekracza 2%, zarówno dla trybu podstawowego i dodatkowego. Rząd wielkości obliczonego błędu pozwala stwierdzić, że wyniki uzyskane w wyniku obliczeń przeprowadzonych z użyciem algorytmu cechują się zadowalającą dokładnością obliczeń.

Przykładowe obliczenia dla wybranej instalacji fotowoltaicznej

W celu zaprezentowania działania algorytmu, przeprowadzono przykładowe obliczenia dla doboru parametrów magazynu energii do istniejącej farmy fotowoltaicznej. Obliczenia wykonano z użyciem wektora średnich godzinowych cen energii z 2020 roku, natomiast wektor produkcji energii z farmy fotowoltaicznej utworzono w oparciu o zebrane dane pomiarowe z jednej z farm fotowoltaicznych firmy Aelseva. W celu wykonania analizy przyjęto parametry systemu podane w Tabeli 1.

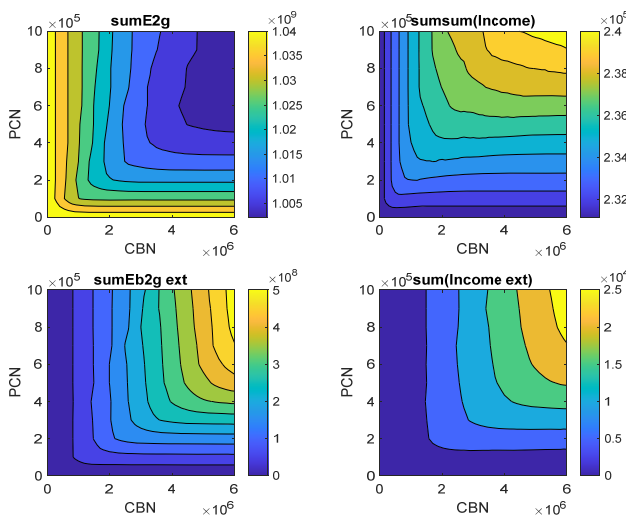
Tabela 1: Parametry systemu przyjęte do przeprowadzenia przykładowych obliczeń

$P_{pv} = 1E6$	Moc instalacji [W]
$C_{BNmax} = 6E6$	Górna granica pojemności magazynu [Wh]
$C_{BNmin} = 0$	Dolna granica pojemności magazynu [Wh]
$krok_{CBN} = 1E5$	Krok zmian pojemności magazynu [Wh]
$P_{CNmax} = 1E6$	Górna granica mocy magazynu [W]
$P_{CNmin} = 0$	Dolna granica mocy magazynu [W]
$krok_{PCN} = 1E5$	Krok zmian mocy magazynu [W]
$SoC_{init} = 0.5$	Początkowy stan naładowania magazynu [%]
$SoC_{min} = 0.2$	Minimalny stan naładowania magazynu [%]
$SoC_{max} = 1$	Maksymalny stan naładowania magazynu [%]
$\eta = 0.92$	Sprawność układu
$P_{GN} = 1E6$	Wartość mocy przyłączeniowej [W]

W toku przeprowadzonej analizy obliczono następujące wartości:

1. $\sum E2g$ – sumaryczna wartość energii przesłanej do systemu elektroenergetycznego w trybie podstawowym [Wh]
2. $\sum Income$ – sumaryczna wartość przychodu w trybie podstawowym [PLN]
3. $\sum Eb2g\ ext$ – sumaryczna wartość energii przesłanej do systemu elektroenergetycznego w trybie dodatkowym [Wh]
4. $\sum Income\ ext$ – sumaryczna wartość przychodu w trybie dodatkowym [PLN]

Wyniki obliczeń z analiz dla przeprowadzonych obliczeń z przykładowymi danymi dla doboru optymalnej mocy i pojemności magazynu energii przedstawiono na Rys. 9.



Rys. 9. Wyniki z przeprowadzonych obliczeń z przykładowymi danymi dla doboru optymalnej mocy i pojemności magazynu energii

Jak można zaobserwować na Rys. 9, w analizowanym przypadku zwiększanie pojemności oraz mocy magazynu zmniejsza ilość energii przesłanej do systemu w trybie podstawowym. Wynika to ze znacznej ilości energii przesyłanej przez magazyn do sieci, wpływającej na zwiększenie strat. Pomimo tego, wyniki obliczeń przedstawione dla wariantu ze zwiększaniem parametrów magazynu pokazują uzyskanie większych przychodów. Jak można zaobserwować na Rys. 9, uzyskane przyrosty są poniżej 4%, co wynika z niewielkiego zróżnicowania cenowego analizowanego profilu cenowego w okresie doby. Ilość energii przesłanej do systemu w trybie dodatkowym jest dość znaczna (dochodząca nawet do 50% względem trybu podstawowego). Przekłada się to na znaczący przychód sięgający 10% (względem trybu podstawowego).

Podsumowanie i wnioski

Opracowany algorytm zaimplementowany w środowisku MATLAB służy do doboru parametrów magazynu do instalacji fotowoltaicznej. W artykule zamieszczono podstawowe założenia pracy algorytmu oraz wyniki przeprowadzonej przykładowej analizy dla rozważań techniczno-ekonomicznych dotyczących integracji magazynu energii z istniejącą farmą fotowoltaiczną. W pracy przedstawiono zakres testów kluczowych dla poszczególnych elementów algorytmu, weryfikujących jego poprawność i wydajność. Dodatkowo, zaprezentowano przykładowe wyniki doboru parametrów magazynu energii

dla obliczeń z wykorzystaniem wektora cen energii z 2020 roku.

Podczas analizowania wyników uzyskanych z przeprowadzonych obliczeń z użyciem algorytmu należy mieć na uwadze wprowadzone założenia i uproszczenia przedstawione w artykule. Należy zaznaczyć, że kluczowe znaczenie na otrzymane wyniki mają dane wejściowe (wektor produkcji farmy fotowoltaicznej oraz wektor cen energii), jak również ceny jednostkowe magazynu oraz instalacji fotowoltaicznej. Z uwagi na szczególną trudność w szacowaniu cen energii związaną z jej dużą zmiennością (trudną do przewidzenia w przyszłości) należy podchodzić z ostrożnością do uzyskanych wyników. Ponadto, zaimplementowany algorytm zarządzania systemem wymiany energii z siecią, który w zależności od wytycznych operatora systemu dystrybucyjnego oraz czynników zewnętrznych może być realizowany w inny sposób. Z tego względu, wartości parametrów magazynu oraz wskaźniki ekonomiczne, które uzyskano w wyniku obliczeń należy traktować jako szacunkowe. Na potrzeby przeprowadzenia analizy ekonomicznej rentowności inwestycji rekomendowane jest przyjęcie dodatkowego wskaźnika zapasu związanego z wyżej wymienionymi aspektami.

Autorzy: dr inż. Piotr Oramus, Alseva PRO sp. z o. o., e-mail: piotr.oramus@alseva.pl, ul. Bogusława Lindego 7c, 30-148 Kraków; dr hab. inż. Dariusz Borkowski, Politechnika Krakowska, Katedra Inżynierii Elektrycznej E-2, ul. Warszawska 24, 31-155 Kraków, e-mail: dborkowski@pk.edu.pl, mgr inż. Michał Brzezinka, ROVA SYSTEMS sp. z o. o., ul. Salwatorska 14/310, 30-109 Kraków, michal.brzezinka@rova.pl

LITERATURA

- [1] Dane systemowe PSE, dostęp 30.08.22: <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2021>
- [2] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030. Dokument główny PSE. Dostęp 30.08.22: <https://www.pse.pl/-/plan-rozwoju-systemu-przesylowego-do-2030-roku-zatwierdzony-przez-ure>
- [3] Naczyński T., Korab R.: *Możliwości kształtowania bilansu energii elektrycznej odbiorcy indywidualnego wyposażonego w źródło fotowoltaiczne*, *Przebieg Elektrotechniczny*, 97 (2021) nr 11, 203-206. doi:10.15199/48.2021.11.38
- [4] Parol M., Maciejko A., Arendarski B.: *Systemy magazynowania energii w sieciach elektroenergetycznych niskich napięć*, *Przebieg Elektrotechniczny*, 96 (2020) nr 6, 1-6, doi:10.15199/48.2020.06.01
- [5] Borkowski, D.; Cholewa, D.; Korzeń, A.: *Run-of-the-River Hydro-PV Battery Hybrid System as an Energy Supplier for Local Loads*. *Energies* 2021, 14, 5160. <https://doi.org/10.3390/en14165160>
- [6] Sowa K., Kuczek T., Oramus P., Borole H.: *Artificial intelligence based optimization of battery energy storage for e-mobility unpredictable loads*, Conference CIRED 2021 The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution DOI: 10.1049/icp.2021.1914
- [7] T. Dragičević, H. Pandžić, D. Škrlec, I. Kuzle, J. M. Guerrero and D. S. Kirschen: *Capacity Optimization of Renewable Energy Sources and Battery Storage in an Autonomous Telecommunication Facility*, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1367-1378, Oct. 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2316480.
- [8] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson and D. S. Kirschen: *Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment*, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1131-1140, March 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2578950