dr inż. Marcin Zygmunt[1)*)]
ORCID: 0000-0003-1304-8591
prof. dr hab. inż. Dariusz Gawin[1)]
ORCID: 0000-0002-8240-4425

Multi-criteria assessment of energy management: insights from a building cluster case study in Poland

Wielokryterialna ocena zarządzania energią na przykładzie klastra budynków w Polsce

DOI: 10.15199/33.2026.10.23

Abstract. The paper presents a multi-criteria assessment of energy management strategies using the example of a residential building cluster located in central Poland. The main research objective was to identify optimal solutions to minimize the use of renewable energy sources and increase the energy flexibility of the cluster area. The analysis evaluated applicable demand management scenarios, taking into account technical, economic, and environmental aspects. Calculations for the case study were performed using the proprietary TEAC software. It was demonstrated that integrating energy flexibility at the cluster level yields measurable benefits compared to management at the level of individual buildings. The results provide practical guidance for grid operators and decision-makers, indicating the most effective pathways supporting the local energy transition.

Keywords: energy cluster; energy flexibility; demand-side management; day-ahead optimization; RES

Streszczenie: W artykule zaprezentowano wielokryterialną ocenę strategii zarządzania energią na przykładzie klastra budynków mieszkalnych zlokalizowanego w centralnej Polsce. Głównym celem badań była identyfikacja optymalnych rozwiązań pozwalających na maksymalizację wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz zwiększenie elastyczności energetycznej obszaru klastra. W ramach analizy oceniono możliwe do zastosowania scenariusze zarządzania popytem (techniki DSM), uwzględniając aspekty techniczne, ekonomiczne oraz środowiskowe. Obliczenia dotyczące studium przypadku przeprowadzono przy użyciu autorskiego oprogramowania TEAC. Wykazano, że integracja elastyczności energetycznej na poziomie klastra przynosi wymierne korzyści w porównaniu z zarządzaniem w skali pojedynczych budynków. Uzyskane wyniki dostarczają praktycznych wskazówek zarządcom sieci i decydentom, wskazując najbardziej efektywne ścieżki wspierające lokalną transformację energetyczną.
Słowa kluczowe: klaster energii; elastyczność energetyczna; zarządzanie stroną popytową; optymalizacja dobowa; OZE

Sustainable Urban Development (SUD) plays a key role in mitigating the effects of climate change, given the large share of the building sector in global energy demand and the associated greenhouse gas (GHG) emissions. The building sector accounts for approximately 40% of global energy use, making it one of the priority areas for decarbonization efforts [1]. Alongside conventional thermal retrofitting focused on improving Building Energy Efficiency (BEE), the **concept of Building Energy Flexibility** (BEF) is gaining increasing importance [2]. BEF, understood as the ability to modify the energy demand profile in response to various external signals (e.g., energy prices, weather conditions, or the state of the national power grid), becomes particularly relevant as the share of non-dispatchable Renewable Energy Sources (RES) in the power system increases. Strategies aimed at improving BEE, together with the capability to manage BEF, constitute an effective means of reducing the operational carbon footprint of buildings. When these strategies are coordinated at the level of a group of buildings forming

Zrównoważony rozwój miast (ang. *Sustainable Urban Development*, SUD) odgrywa kluczową rolę w łagodzeniu skutków zmian klimatu, biorąc pod uwagę duży udział sektora budowlanego w globalnym zapotrzebowaniu na energię oraz związanej z nim emisji gazów cieplarnianych (GHG). Sektor budowlany odpowiada za ok. 40% światowego zużycia energii, co czyni go jednym z głównych obszarów działań na rzecz dekarbonizacji [1]. Wśród tradycyjnych działań termomodernizacyjnych, skupionych na poprawie efektywności energetycznej budynków (ang. *Building Energy Efficiency*, BEE), coraz większego znaczenia nabiera **koncepcja elastyczności energetycznej budynków** (ang. *Building Energy Flexibility*, BEF) [2]. BEF, rozumiana jako zdolność do modyfikowania profilu poboru energii w odpowiedzi na różnego typu sygnały zewnętrzne (m.in. ceny energii, pogoda czy uwarunkowania krajowej sieci elektroenergetycznej), staje się szczególnie istotna przy zwiększającym się udziale niesterowalnych OZE w systemie elektroenergetycznym. Strategie prowadzące do podnoszenia BEE oraz zarządzania BEF stanowią efektywną metodę pozwalającą na obniżenie operacyjnego śladu węglowego budynków. W przypadku, gdy wymienione strategie koordynowane

[1)] Politechnika Łódzka, Wydział Budownictwa, Architektury i Inżynierii Środowiska
[*)] Addres for correspondence: marcin.zygmunt@p.lodz.pl

an Energy Cluster (EC), flexibility can be exploited more efficiently through collective Demand Side Management (DSM), forming an *Energy Flexible Building Cluster* (EFBC).

The energy system transition, driven by the development of RES and distributed technologies, is transforming a centralized system with passive consumers into a network of decentralized, bidirectional energy grids with active prosumers [1]. Coordinated decentralized operation based on the EFBC concept offers a high energy and environmental potential at both the local community and national scales. The full potential of EFBCs can be exploited with Battery Energy Storage Systems (BESS), which strengthens DSM strategies by shifting energy demand in time and mitigating the variability of RES generation [3]. Effective EFBC management also ensures that residents' habits and daily routines are not noticeably affected, without any deterioration of indoor environmental quality in the buildings forming the cluster [4].

Energy communities: state of development in Poland and Europe

The concepts of energy clusters are gaining importance across the European Union (EU), supported by the 2019 EU regulatory package '*Clean Energy for All Europeans*', which includes Directives 2018/2001/UE (the so-called RED II) and 2019/944/UE on renewable energy communities and citizen energy communities. According to data from early 2024, more than 9000 energy communities operate in the EU, bringing together over 1.5 million citizens [5]. This number is steadily increasing, driven both by economic pressure (rising energy prices) and by growing environmental awareness. Germany, Denmark, Austria, and the Netherlands are particularly advanced in this matter, as citizen energy has a tradition spanning several decades in these countries. The German model of energy cooperatives (*Energiegenossenschaften*) encompasses more than a thousand active entities, whereas in Denmark local energy cooperatives, based on community agreements in the field of wind energy, account for a substantial share of national renewable energy generation. Italy has seen a rapid increase in the number of solar-based energy communities following the introduction of *Decreto Legislativo* 199/2021, and Greece has allocated 42 million euros to support energy communities. Current European Commission initiatives, such as the *Energy Communities Repository*, confirm that citizen energy is one of the priorities of European climate policy [6].

Unfortunately, Poland performs relatively poorly compared with the state of development of energy communities in Europe, and the gap between potential and actual implementation is evident. Polish legislation on energy clusters and energy cooperatives is based primarily on the so-called '*ustawa o OZE*' (act on RES) [7], whose latest revision introduced tangible financial benefits for participants in both forms mentioned above.

Under the act, **an Energy Cluster (EC) is defined as a civil-law agreement between entities that generate, distribute, and consume electricity within a specified geographical area** (art. 2 p.15a). A register of clusters is maintained (art. 38aa), and entry in this register is obligatory to access the support

są na poziomie grupy budynków, tworzących Klaster Energii (KE), możliwe staje się efektywniejsze jej wykorzystanie przez zbiorowe zarządzanie stroną popytową (ang. *Demand Side Management*, DSM), co prowadzi do powstania Elastycznego Energetycznie Klastra Budynków (ang. *Energy Flexible Building Cluster*, EFBC).

Transformacja systemu energetycznego, napędzana rozwojem OZE i technologii rozproszonych, zmienia ten system ze scentralizowanego z pasywnymi odbiorcami na układ zdecentralizowanych, dwukierunkowych sieci energetycznych z aktywnymi prosumentami [1]. Skoordynowana eksploatacja zdecentralizowana, bazująca na EFBC, charakteryzuje się wysokim potencjałem energetycznym i prośrodowiskowym, zarówno w skali lokalnych społeczności, jak i krajowej. Pełen potencjał EFBC można wykorzystać dzięki zastosowaniu magazynów energii, wzmacniających strategie DSM przez przesunięcie czasowe popytu energii i łagodzenie zmienności wytwarzania OZE [3]. **Oprócz dedykowanych systemów magazynowania energii, efektywność na poziomie pojedynczego budynku można zwiększyć, wykorzystując jego bezwładność cieplną jako pasywny bufor energetyczny oraz stosując inteligentne sterowanie obciążeniami w ramach strategii DSM** (np. pracą pomp ciepła). Współdziałanie w obrębie klastra polega natomiast przede wszystkim na bezpośredniej wymianie nadwyżek energii z OZE między obiektami, co pozwala na lokalne zbilansowanie podaży i popytu. Efektywne zarządzanie EFBC zapewnia brak odczuwalnego wpływu na nawyki i codzienną rutynę mieszkańców, przy braku pogorszenia parametrów środowiska wewnętrznego w obiektach stanowiących klaster [4].

Społeczności energetyczne – stan rozwoju w Polsce i Europie

Koncepcja energetyki obywatelskiej i klastrów energii zyskuje na znaczeniu w całej Unii Europejskiej, czemu sprzyja unijny pakiet regulacyjny z 2019 r. „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków", obejmujący dyrektywy 2018/2001/UE (tzw. RED II) oraz 2019/944/UE o społecznościach energetyki odnawialnej oraz obywatelskich społecznościach energetycznych. Z danych z początku 2024 r. wynika, że w Unii Europejskiej funkcjonuje ponad 9 tys. społeczności energetycznych skupiających więcej niż 1,5 mln obywateli [5]. Liczba ta systematycznie się zwiększa, napędzana zarówno presją ekonomiczną (rosnące ceny energii), jak i rosnącą świadomością ekologiczną. Szczególnie zaawansowane pod tym względem są Niemcy, Dania, Austria i Holandia, gdzie energetyka obywatelska ma wielodekadową tradycję. Niemiecki model spółdzielni energetycznych (*Energie-genossenschaft*) liczy ponad tysiąc aktywnych podmiotów, podczas gdy w Danii lokalne spółdzielnie energetyczne, bazujące na porozumieniach w aspekcie energetyki wiatrowej, odpowiadają za znaczną część krajowej produkcji energii ze źródeł odnawialnych. We Włoszech odnotowano gwałtowne zwiększenie liczby wspólnot energetycznych bazujących na energii słonecznej po wprowadzeniu *Decreto Legislativo* 199/2021, a Grecy przeznaczyli 42 mln euro na wsparcie społeczności energetycznych. Obecne

scheme, including exemption from the RES fee (in Polish '*opłata OZE*') and the cogeneration fee (in Polish '*opłata kogeneracyjna*'). At present, an EC must meet quantitative requirements: at least 30% of its energy (50% from January 1, 2027) must come from RES. An Energy Cooperative (EnCo) is an entity that generates, trades, and stores energy from RES (including biogas or biomethane) exclusively for its own needs and those of its members, with an installed capacity limit of 5 MW (art. 2 p.33a). Both ECs and EnCos are consistent with Poland's energy transition strategy, supporting the development of decentralized prosumer power systems and responding to rising energy prices, market volatility, and climate targets. Unfortunately, despite promising regulations and growing interest, there is a risk that the potential of ECs in Poland will remain unused. The main barriers to adoption are:

1) high organizational and administrative entry thresholds,
2) difficulties in connecting RES installations to the grid,
3) the lack of clear rules for cooperation with Distribution System Operators (DSO), and
4) immature business models.

This is associated with limited experience in implementing ECs and EnCos in Poland, and the gap between declared potential and documented benefits remains one of the key challenges for Polish citizen energy.

This paper proposes a methodology for the quantitative multi-criteria assessment of the energy flexibility of a building cluster, defined as an agreement within a neighborhood of single-family houses in central Poland. **Energy flexibility is assessed by means of short-term (day-ahead) optimization of operational-phase energy demand, with an objective function reflecting both economic performance and environmental impact.** The analysis was performed using the home-developed TEAC software (*Tool for Energy Efficiency Analyses of an Energy Cluster*) [8]. The study also aims to demonstrate that coordinated energy management can enhance the energy stability of urban areas. The developed methodology and set of indicators have been formulated in a generic manner, which allows them to be scaled. The proposed strategy provides a basis for assessing the economic and environmental potential of urban areas organized as ECs or EnCos, which may support the implementation of these concepts in Poland.

Method

The implementation of EFBCs remains challenging due to technical complexity, regulatory constraints, and the need for coordinated engagement of cluster participants. The operational flexibility potential of a cluster can be assessed using Urban Building Energy Modeling (UBEM), which is applied in planning and multi-criteria optimization of urban development [9]. However, most currently available UBEM tools are not designed for computationally efficient, short-term operational optimization of multi-building systems (i.e., ECs), which, depending on their operational scope, can be classified as EFBCs.

inicjatywy Komisji Europejskiej, m.in. *Energy Communities Repository* potwierdzają, że energetyka obywatelska jest priorytetem europejskiej polityki klimatycznej [6]. Niestety, Polska wypada dosyć słabo w porównaniu ze stanem rozwoju społeczności energetycznych w Europie, a dysproporcja między potencjałem a rzeczywistym stopniem wdrożenia jest wyraźna. Polska regulacja prawna dotycząca klastrów energii i spółdzielni energetycznych bazuje przede wszystkim na ustawie OZE [7], która wraz z ostatnią nowelizacją wprowadziła realne korzyści finansowe dla uczestników obu form.

Zgodnie z brzmieniem ustawy, **Klaster Energii (KE) zdefiniowany jest jako cywilnoprawne porozumienie podmiotów wytwarzających, dystrybuujących i odbierających energię elektryczną w określonej przestrzeni geograficznej** (art. 2 pkt 15a). Prowadzony jest rejestr klastrów (art. 38aa), w którym wpis jest warunkiem korzystania z systemu wsparcia (m.in. zwolnienie z opłaty OZE i kogeneracyjnej). Obecnie KE musi spełniać wymagania ilościowe: co najmniej 30% energii (od 1 stycznia 2027 r. wymagane będzie 50%) powinno pochodzić z OZE. Spółdzielnia Energetyczna (SE) to jednostka wytwarzająca, obracająca i magazynująca energię z OZE (w tym biogaz lub biometan) wyłącznie na potrzeby własne i jej członków, z limitem mocy instalacji do 5 MW (art. 2 pkt 33a). Zarówno KE, jak i SE wpisują się w strategię transformacji energetycznej Polski, wspierając rozwój zdecentralizowanych prosumenckich systemów elektroenergetycznych, stanowiąc odpowiedź na zwiększające się ceny energii, zmienność rynkową oraz cele klimatyczne.

Niestety, mimo obiecujących regulacji i rosnącego zainteresowania rozwojem Klastrów Energetycznych istnieje ryzyko niewykorzystania potencjału tego rozwiązania w Polsce. Głównymi barierami adaptacyjnymi są:

1) wysoki próg wejścia organizacyjnego i administracyjnego;
2) trudności z przyłączeniem instalacji OZE do sieci;
3) brak jasnych zasad współpracy z operatorami sieci dystrybucyjnych (OSD);
4) niedojrzałość modeli biznesowych.

Wiąże się to z brakiem doświadczenia we wdrażaniu KE i SE w Polsce, a luka między deklarowanym potencjałem a udokumentowanymi korzyściami pozostaje jednym z kluczowych wyzwań polskiej energetyki obywatelskiej.

W artykule zaproponowano metodykę ilościowej wielokryterialnej oceny elastyczności energetycznej klastra budynków zdefiniowanego jako porozumienie w ramach dzielnicy jednorodzinnych domów mieszkalnych w centralnej Polsce. **Elastyczność energetyczna oceniana jest za pomocą krótkoterminowej (dobowej) optymalizacji zapotrzebowania na energię fazy eksploatacyjnej z funkcją celu mogącą odzwierciedlać efektywność ekonomiczną lub oddziaływanie środowiskowe.** Do analizy wykorzystano autorski program TEAC (*Tool for Energy Efficiency Analyses of an Energy Cluster*) [8]. Ponadto wykazano, że skoordynowane zarządzanie energią może zwiększać stabilność energetyczną obszarów miejskich. Opracowana metodyka i zestaw wskaźników zostały sformułowane w sposób uniwersalny, umożliwiający ich skalowanie. Proponowana strategia stanowi podstawę oceny

To overcome the computational limitations of UBEM, surrogate models based on machine learning can be applied, in particular Artificial Neural Networks (ANN), which can estimate the energy demand of a single building or an entire cluster with high accuracy at a substantially reduced computational time [10]. Developed in Python environment, the home-developed TEAC tool is based on a hybrid UBEM approach that combines the assumptions of the top-down (physics-based modeling) and bottom-up (data-driven statistical modeling, including archetype-based database) approaches. This methodology enables scalability of the defined EC while preserving the physical interpretability of the energy balance of each building in the analyzed cluster [11]. The ANN module in TEAC uses a network trained with the Levenberg–Marquardt algorithm, which is well suited for solving nonlinear problems (in this case, dynamic energy demand prediction). The model was validated against the results of EnergyPlus simulations; TEAC is therefore treated as a validated approximator for predicting demand at the cluster level. A detailed description of the network training process and its architecture is provided in [12].

TEAC software, which operates in three modules: i) the development and training mode of the building energy model, ii) the standard application in UBEM analyses, and iii) short-term optimization based on day-ahead weather and electricity price forecasts. The first module of the TEAC architecture constitutes the so-called computational engine and is not used in simulations. The ANN forming the core of the computational engine can be extended with additional input datasets for further training and development of the network. Given input data describing the EC and weather data, the analysis generates estimated energy, economic, and environmental indicators of the cluster before and after thermal retrofitting (second TEAC module), or it can be extended to short-term optimization based on the cluster's operating schedules (third module).

Short-term energy optimization is formulated as a day-ahead DSM analysis with hourly resolution, performed for an objective function that minimizes the total cost of purchased electricity under the applicable tariff (including hourly prices on the day-ahead market). The objective function (OF) is defined in its general form as:

$$\min \sum c\,(t) \cdot E_{\text{grid}}\,(t),\ t = 1,\ldots,\ T \qquad (1)$$

where E_{grid} – the total energy imported from the grid, c – the applicable tariff, and t – the time step.

The extended form of the objective function also accounts for potential revenue from energy sales, including so-called price arbitrage:

$$\min \sum \left[c_{\text{buy}} \cdot (E_{\text{grid, load}} + E_{\text{grid, batt}}) - c_{\text{sell}} \cdot (P_{\text{grid, PV}} + P_{\text{grid, batt}})\right] \qquad (2)$$

where c_{buy} and c_{sell} denote the energy purchase and selling prices, respectively; E_{grid} is the volume of energy purchased from the grid to cover the demand (subscript *load*) or to charge the energy storage (subscript *batt*); and P_{grid} is the amount of exported energy originating either from surplus PV generation (subscript *PV*) or from energy stored in the battery (subscript *batt*).

potencjału ekonomicznego i środowiskowego obszarów miejskich typu KE lub SE, co może posłużyć przy wprowadzaniu tych koncepcji w Polsce.

Metoda

Wdrażanie EFBC pozostaje wyzwaniem ze względu na złożoność techniczną, ograniczenia regulacyjne i konieczność skoordynowanego zaangażowania uczestników klastra. Ocena potencjału elastyczności operacyjnej klastra może być przeprowadzona za pomocą miejskiego modelowania energetycznego budynków (ang. *Urban Building Energy Modeling*; UBEM), stosowanego w analizach planistycznych i optymalizacjach wielokryterialnych rozwoju obszarów miejskich [9]. Większość obecnie dostępnych narzędzi UBEM nie jest projektowana z myślą o efektywnej obliczeniowo, krótkoterminowej optymalizacji eksploatacji systemów wielobudynkowych (tj. KE), które zależnie od zakresu funkcjonowania określić można jako EFBC.

W celu przezwyciężenia ograniczeń obliczeniowych UBEM można zastosować modele zastępcze bazujące na uczeniu maszynowym, przede wszystkim na sztucznych sieciach neuronowych (ang. *Artificial Neural Network*; ANN), które są w stanie szacować, z dużą dokładnością, zapotrzebowanie na energię w skali pojedynczego budynku lub klastra, przy znacznie skróconym czasie obliczeń [10]. Opracowane w środowisku *Python* autorskie narzędzie TEAC bazuje na hybrydowym podejściu do UBEM, łącząc założenia podejść *bottom-up* (modelowanie fizyczne oparte na archetypach budynków) z *top-down* (statystycznie oparte na danych, w tym na archetypach budynków). Metodyka ta pozwala na skalowalność definiowanego KE przy jednoczesnym zachowaniu fizycznej spójności bilansu energetycznego każdego budynku tworzącego analizowany klaster [11]. Moduł ANN w oprogramowaniu TEAC wykorzystuje sieć uczoną algorytmem *Levenberga-Marquardta*, dobrze przystosowanym do rozwiązywania problemów nieliniowych (w tym przypadku zapotrzebowanie na energię). Walidację modelu przeprowadzono względem wyników symulacji *EnergyPlus*; TEAC traktowany jest zatem jako zwalidowany aproksymator do predykcji zapotrzebowania na poziomie klastra. Szczegółowy opis procesu uczenia sieci oraz szczegóły jej architektury opisano w [12]. Oprogramowanie TEAC działa w trzech modułach: i) tryb opracowania i treningu modelu energetycznego budynku; ii) typowe zastosowanie w analizach UBEM oraz iii) krótkoterminowa optymalizacja wykorzystująca dobowe prognozy pogody i ceny energii. Pierwszy moduł architektury TEAC stanowi tzw. silnik obliczeniowy i nie jest wykorzystywany w symulacjach. ANN stanowiąca rdzeń silnika obliczeniowego może zostać rozszerzona o kolejne zestawienie danych wejściowych do nauki i rozwoju sieci. Mając dane wejściowe opisujące KE i dane pogodowe, możliwe jest przeprowadzenie analizy, otrzymując szacunkowe wskaźniki energetyczne, ekonomiczne i środowiskowe klastra przed i po termomodernizacji (drugi moduł TEAC) lub też rozszerzenie analizy o krótkoterminową optymalizację na podstawie harmonogramów eksploatacji klastra (moduł trzeci).

Full optimization coordinates the schedule of PV utilization, charging/discharging of the residential batteries, and power exchange with the grid, taking into account the physical constraints of the entire system (e.g., storage capacity, maximum power ratings, battery efficiency, and charging cycles). The optimization is performed using the HiGHS solver, which is based on both linear programming (LP) and dynamic programming (DP), depending on the required approximation accuracy.

This paper presents an analysis of the energy flexibility potential of a small EC located in a suburban area of central Poland. The cluster consists of 18 newly built single-family houses located along a single street, on both sides of the road. The analysis accounts for the individual orientation and mutual shading of the buildings. Each building has a grid connection and a PV system of varying capacity; the PV modules are mounted exclusively on the south-facing roof slope with a tilt angle of 30°. To reflect the variability in the needs and system capabilities of individual houses, three PV system sizes were assumed: 18 panels (34.4 m²; 8.1 kWp), 14 panels (26.7 m²; 6.3 kWp), and 10 panels (19.1 m²; 4.5 kWp), with a random probability (0.5) of a house being equipped with an energy storage unit (capacity of 13.5 kWh; discharge power of 11.5 kW; charging power of 5 kW). The adopted installation parameters reflect commercially available technologies. The following scenarios were considered in the analysis, where S0-S2 are results obtained from the second TEAC module, and S3 and S4 from the third module (see Figure 1):

- **S0**: baseline scenario (demand predicted by TEAC),
- **S1**: baseline scenario including PV self-consumption,
- **S2**: scenario S1 extended with basic battery operation (charging limited to PV surplus production),
- **S3**: day-ahead economic optimization according to OF (1),
- **S4**: advanced day-ahead economic optimization (allowing energy export to the grid) according to OF (2).

The analysis was performed with an hourly time step for the winter period (considering the demand for space heating and household appliances), covering December 8–14, 2025. The economic analysis considered four electricity tariffs: the conventional G11 tariff (reference, flat unit rate), G12 (two-zone pricing), and G12w (two-zone pricing with a weekend discount), as well as the day-ahead market prices (in Polish: ‚*Rynek Dnia Następnego*'; RDN). The official RDN prices were aggregated to hourly resolution from 15-minute data. The short-term optimization model in TEAC accounts for grid import and export limits, as well as the physical constraints and flow efficiencies of the energy storage systems.

Results

For the analysis, a winter week in Poland was selected because of the limited energy flexibility potential of EC-based systems, resulting from the limited availability of solar radiation and short daylight hours. If the proposed optimization methodology can demonstrate measurable benefits under these unfavorable conditions, even greater effects can be expected in periods of higher solar irradiance.

Krótkoterminowa optymalizacja energetyczna, sformułowana jest jako dobowa analiza DSM z rozdzielczością godzinową, realizowana dla funkcji celu dążącej do minimalizacji całkowitego kosztu zakupu energii elektrycznej przy obowiązującej taryfie (z uwzględnieniem godzinowych cen w handlu dnia następnego). Funkcję celu zdefiniowano w postaci ogólnej jako:

$$\min \sum c\,(t) \cdot E_{\text{grid}}\,(t),\ t = 1,\ldots,\ T \qquad (1)$$

gdzie:
E_{grid} – łączny import energii z sieci; c – obowiązująca taryfa; t – znacznik czasu.

Rozszerzona postać funkcji celu uwzględnia również możliwość potencjalnych zysków ze sprzedaży energii, w tym z zastosowaniem tzw. arbitrażu cenowego:

$$\min \sum \left[c_{\text{buy}} \cdot (E_{\text{grid, load}} + E_{\text{grid, batt}}) - c_{\text{sell}} \cdot (P_{\text{grid, PV}} + P_{\text{grid, batt}})\right] \qquad (2)$$

gdzie:
c_{buy} – wyszczególnione ceny zakupu; c_{sell} – ceny sprzedaży energii; E_{grid} – wolumen energii zakupionej z sieci na potrzeby pokrycia zapotrzebowania (indeks *load*) lub ładowania magazynu energii (*batt*) oraz P_{grid} – ilość energii na eksport pochodzącej z nadprodukcji instalacji (indeks *PV*) lub zmagazynowanej w baterii (*batt*).

Pełna optymalizacja koordynuje harmonogram wykorzystania PV, ładowania/rozładowania przydomowej baterii i wymiany z siecią elektroenergetyczną z uwzględnieniem ograniczeń fizycznych całego układu (m.in. pojemności, maksymalnych mocy, sprawności baterii, cykliczności ładowania). Funkcje celu można zdefiniować na minimalizację kosztów (optymalizacja ekonomiczna, wg brzmienia równań 1 i 2) lub na minimalizację emisji (modyfikując równania bez uwzględniania cen). Optymalizacja realizowana jest przez *solver HiGHS*, bazujący zarówno na programowaniu liniowym (ang. *linear programming*; LP), jak i dynamicznym (ang. *dynamic programming*; DP), zależnie od dokładności aproksymacji.

W artykule przedstawiono analizę potencjału elastyczności energetycznej małego KE zlokalizowanego w centralnej Polsce, na obszarze podmiejskim. Klaster składa się z osiemnastu nowo wybudowanych budynków jednorodzinnych, rozmieszczonych wzdłuż jednej ulicy po obu jej stronach. Analiza uwzględnia orientację i wzajemne zacienienie budynków. Każdy budynek ma przyłącze do sieci oraz instalację PV o zróżnicowanej mocy; moduły montowane są wyłącznie na południowej połaci dachu o nachyleniu 30°. Chcąc odwzorować zmienność potrzeb oraz możliwości systemów poszczególnych domów, założono trzy wielkości instalacji PV: 18 paneli (34,4 m²; 8,1 kWp); 14 paneli (26,7 m²; 6,3 kWp) i 10 paneli (19,1 m²; 4,5 kWp), w tym losowość (0,5) posiadania magazynu energii (pojemność 13,5 kWh; moc rozładowania 11,5 kW; moc ładowania 5 kW). Przyjęte parametry instalacyjne odzwierciedlają komercyjnie dostępne technologie. W ramach przeprowadzonej analizy rozważono następujące scenariusze, gdzie S0-S2 są wynikami otrzymanymi z drugiego modułu programu TEAC, a S3 i S4 – trzeciego (rysunek 1):

Figure 1 compares the energy demand profiles of the analyzed cluster. In scenarios S0-S2, PV self-consumption and basic battery operation mainly reduce grid electricity consumption during the day (daylight hours). Although the net grid consumption can periodically be reduced to almost zero, this neither reduces the evening demand peak nor improves grid stability, since the reduced consumption overlaps with periods of low load of the national grid, whereas the peak demand matches the national peak load. The DSM optimization methodology applied in scenarios S3 and S4 makes it possible to shift demand to hours with lower electricity prices (i.e., load shifting), thereby reducing peak-hour grid consumption and reshaping the daily net load profile. This is the intended strategy for improving grid stability through energy flexibility.

Due to the minimal PV generation, the difference between S3 and S4 is marginal, yet still noticeable. Allowing energy export (S4) enables the sale of a limited amount of energy stored in the batteries (approx. 80 kWh in total), resulting in

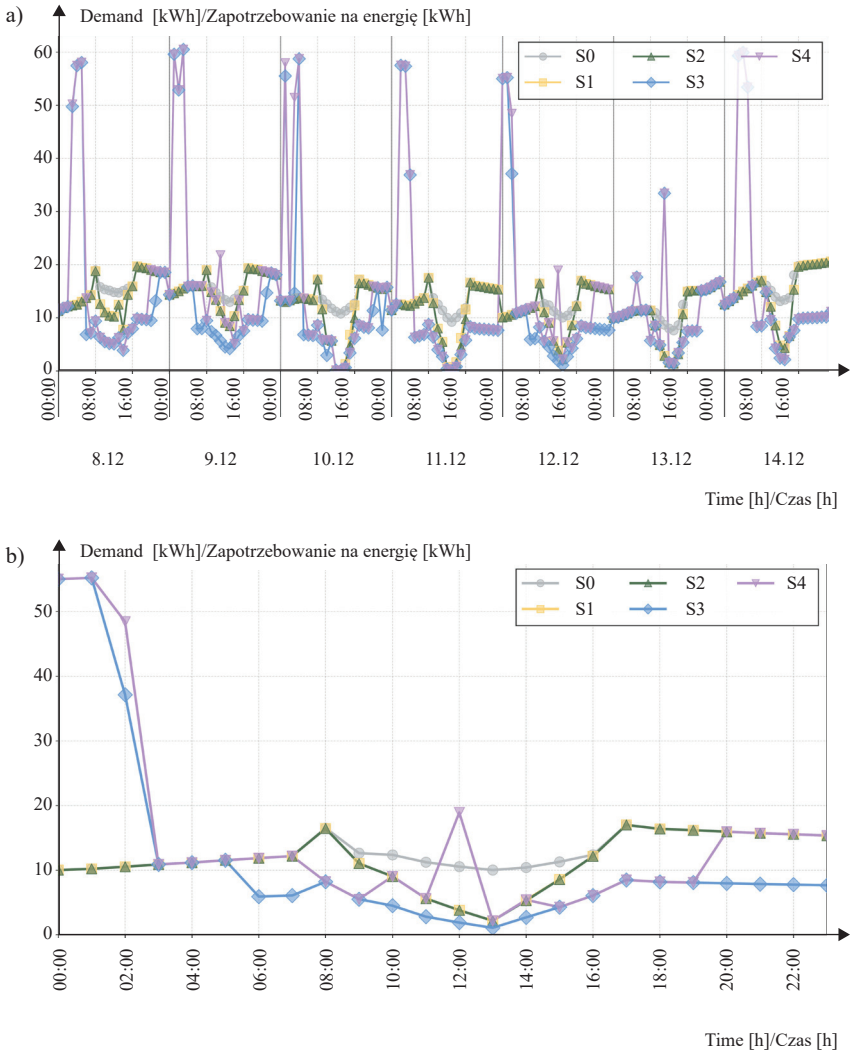


Fig. 1. Energy demand profile: a) the full week; b) 12th December
Rys. 1. Rozkład zapotrzebowania na energię: a) w skali tygodnia; b)12 grudnia

- **S0** – scenariusz bazowy (prognozowane zapotrzebowanie z TEAC);
- **S1** – scenariusz bazowy uwzględniający autokonsumpcję z PV;
- **S2** – scenariusz S1 rozszerzony o podstawowe wykorzystanie baterii (ładowanie ograniczone do nadwyżek z PV);
- **S3** – dobowa optymalizacja ekonomiczna, wg funkcji celu (1);
- **S4** – zaawansowana (możliwość eksportu energii do sieci) dobowa optymalizacja ekonomiczna, wg funkcji celu (2).

Analizę wykonano w przypadku godzinowego kroku obliczeniowego, w okresie zimowym (analiza zapotrzebowania na ogrzewanie oraz urządzenia domowe) i zorientowano na optymalizację ekonomiczną 8–14 grudnia 2025 r. W analizie ekonomicznej uwzględniono cztery taryfy cen energii: tradycyjne cenniki G11 (referencyjna, stała stawka jednostkowa); G12 (cena dwustrefowa) oraz G12w (cena dwustrefowa, z upustem weekendowym), jak również cennik rynku dnia następnego (RDN). Oficjalny cennik RDN został zagregowany do rozdzielczości godzinowej z danych 15-minutowych. Model krótkoterminowej optymalizacji programu TEAC uwzględnia ograniczenia importu i eksportu z sieci, jak również ograniczenia fizyczne i sprawności przepływu układów magazynowania energii.

Wyniki

Okres analizy (zimowy tydzień w Polsce) został wybrany ze względu na ograniczony potencjał elastyczności energetycznej, na podstawie systemów KE, wynikający z ograniczonej dostępności promieniowania słonecznego i krótkiego dnia. W przypadku, gdy proponowana metodyka optymalizacyjna będzie w stanie wykazać wymierne korzyści w tych niekorzystnych warunkach, tym większych efektów można spodziewać się w okresach o wyższym nasłonecznieniu.

Na rysunku 1 przedstawiono porównanie rozkładu zapotrzebowania na energię w skali analizowanego klastra. W scenariuszach S0-S2 autokonsumpcja PV i podstawowa eksploatacja baterii ograniczają głównie pobór energii z sieci w ciągu dnia (w okresie nasłonecznienia). Choć możliwe jest okresowe obniżenie poboru netto niemal do zera, nie redukuje wieczornego szczytu poboru i nie poprawia stabilności sieci. Obniżone zużycie przypada bowiem na czas odciążenia sieci krajowej, podczas gdy szczytowe zapotrzebowanie pokrywa się z narodowym szczytem obciążenia. Metodyka optymalizacji DSM w przypadku scenariuszy S3 i S4 pozwala przesunąć zapotrzebowanie na godziny o niższych cenach energii (ang. *load shifting*),

an additional cost reduction of approx. 5 PLN (3.2%) for the analyzed day. The detailed breakdown of PV energy flows in scenario S4 over the analyzed week indicates that 91.8% of the generated energy (almost 266 kWh in total) was consumed on-site, 3.8% was stored in the batteries, and the remaining 4.4% was exported to the grid. Considerably more favorable results for these scenarios are expected under higher solar irradiance. The analysis of the battery State of Charge (SoC) for S4 showed that the peak SoC (121.5 kWh in total for 9 batteries) was maintained for 22 h (approx. 13% of the week), while the batteries remained empty for 46 h (about 27% of the time). Over the week, the batteries were charged with almost 817 kWh from the grid and only approx. 10 kWh from PV (Figure 2). Approximately 69% of the stored energy was used for self-consumption, while the remaining volume was exported to the grid to gain additional profits.

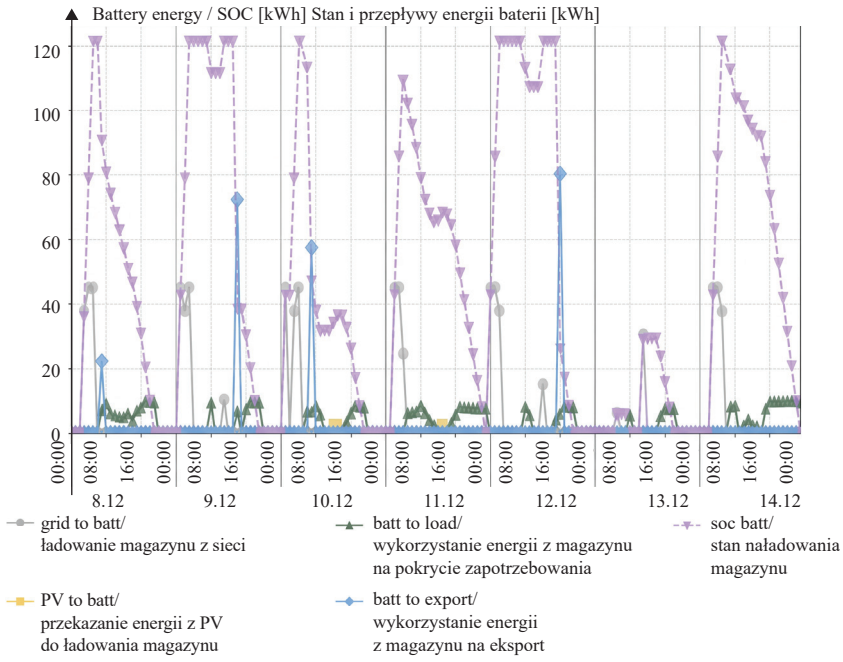


Fig. 2. The SoC of the installed batteries of the analyzed KE for the S4 scenario on a weekly basis
Rys. 2. Stan naładowania baterii analizowanego KE w przypadku scenariusza S4 w skali tygodnia

The results of the economic assessment are presented in Table 1, which compares the operating costs of the analyzed cluster on a daily (December 12) and weekly basis under different electricity tariffs. A comparison of S0 (G11 tariff) and S4 shows that energy cost savings of more than 43% can be achieved over the examined week, which corresponds to approx. 100 PLN for the selected day and approx. 840 PLN for the whole week. The standard demand management strategy (S2) results in costs that are, on average, approx. 51% (day) and 53% (week) higher than those of the advanced day-ahead optimization (S4), with no significant differences regarding the energy tariff for S2 cost.

Economic assessment of the examined cluster for a day (upper value) and a week (lower value) [PLN]
Ocena ekonomiczna analizowanego KE w skali dnia (górna wartość) i tygodnia (dolna wartość) [PLN]

Scenario/ Scenariusz	G11	G12	G12w	RDN
S0	245.44 1919.87	236.33 1838.99	258.38 1801.17	185.03 1310.07
S1	219.04 1724.49	211.09 1648.98	230.82 1614.78	164.86 1174.26
S2	218.95 1717.26	210.98 1640.32	230.70 1605.27	164.79 1168.94
S3	n/a / n/d n/a / n/d	n/a / n/d n/a / n/d	n/a / n/d n/a / n/d	150.54 1093.44
S4	n/a / n/d n/a / n/d	n/a / n/d n/a / n/d	n/a / n/d n/a / n/d	145.80 1079.27

redukując pobór energii w godzinach szczytu i przekształcając dobowy rozkład obciążenia netto. Jest to oczekiwana strategia poprawy stabilności sieci poprzez elastyczność energetyczną.

Ze względu na minimalną produkcję PV, w analizowanym okresie różnica między S3 a S4 jest marginalna, lecz nadal obserwowalna. Zezwolenie na eksport energii (S4) umożliwia sprzedaż energii zmagazynowanej w bateriach (łącznie ok. 80 kWh), co przekłada się na dodatkową redukcję kosztów o ok. 5 PLN (3,2%) w przypadku analizowanego dnia względem S3. Szczegółowy rozkład przepływów energii PV w wariancie S4 w analizowanym tygodniu wskazuje, że w tym okresie 91,8% wytworzonej energii (łącznie prawie 266 kWh) zużyto na miejscu, 3,8% zmagazynowano w bateriach, a pozostałe 4,4% wyeksportowano do sieci. Analiza stanu naładowania (ang. *State of Charge*; SoC) baterii dla S4 wykazała, że szczytowy SoC (łącznie 121,5 kWh dla 9 baterii) utrzymywał się przez 22 h (ok. 13% tygodnia), a baterie pozostawały puste przez 46 h. W ciągu tygodnia na potrzeby ładowania baterii zużyto niemal 817 kWh energii z sieci i jedynie ok. 10 kWh z PV (rysunek 2). Na potrzeby własne zużyto ok. 69% zmagazynowanej energii, a pozostałą część oddano do sieci w celu osiągnięcia dodatkowych korzyści finansowych.

Szczegóły oceny ekonomicznej przedstawiono w tabeli, zestawiając koszty operacyjne analizowanego klastra w skali doby (12 grudnia) i całego tygodnia, wg różnych taryf cen energii. Porównując wyniki S0 i S4, można osiągnąć oszczędności kosztów energii niemal 43%. Oszczędności wynikające z zaawansowanego zarządzania (zestawienie S4 i S2), to dodatkowo ok. 100 PLN dziennie i ok. 840 PLN w badanym tygodniu. Standardowa strategia zarządzania zapotrzebowaniem (S2) generuje koszty przeciętnie o ok. 51% (doba) i 53% (tydzień) większe od zaawansowanego rozwiązania dobowej optymalizacji (S4).

Conclusions

This study analyzed the effects of short-term (day-ahead) energy management in a residential EFBC aimed at achieving cost-oriented operational benefits. The analysis was carried out using the TEAC software with its day-ahead optimization module, based on dedicated control algorithms employing active DSM techniques. The methodology was demonstrated for a newly built residential neighborhood in central Poland, managed as an energy cluster.

The optimization showed that coordinated active DSM strategies (implemented primarily through load shifting) can yield significant day-ahead benefits at the cluster level, even under unfavorable winter conditions. In the analyzed period, operating costs at the cluster level could be reduced by up to 43% compared with the reference case. At the same time, the proposed strategy increases PV self-consumption and improves the utilization of the available energy storage potential. The results confirmed that cluster-level energy flexibility is one of the promising ways of supporting goals related to decarbonization, climate change mitigation, and energy security. Greater benefits can be expected under higher solar irradiance, when PV surpluses and the potential for battery charging are greater.

The developed method offers a practical solution for decision-makers, energy system operators, and urban planners seeking to accelerate the energy transition toward urban development in line with the concept of sustainability. It enables dynamic management that responds to variable external signals: energy prices, grid conditions, and weather forecasts.

The results promote active support of energy cluster development in Poland by public authorities. Given the existing barriers (high entry thresholds, grid constraints, and the lack of business models), it is crucial that emerging clusters be accompanied by tools for verifying their economic and environmental potential, such as the methodology presented in this paper.

Several significant extensions are planned in future research to make TEAC a comprehensive platform for assessing the energy efficiency and flexibility of the Polish building stock.

In the field of energy modeling, **the database is planned to be extended with archetypes of buildings equipped with air-conditioning systems**, which will enable a complete analysis of EC energy flexibility in the summer as well. A module for stochastic generation of demand scenarios that accounts for the variability of occupant behavior is also under development; it will allow for a probabilistic assessment of demand flexibility and more realistic operating scenarios. In the field of economic assessment, an extended investment profitability analysis module is planned, including return-on-investment (ROI) indicators for the applied system solutions. The optimization model will also be extended to include electric vehicles as an additional controllable storage and flexibility resource. Furthermore, a Graphical User Interface (GUI) will be added to facilitate the use of the program (currently, Python programming skills are required).

Podsumowanie

W artykule przeanalizowano skutki krótkoterminowego (w skali doby) zarządzania energią w mieszkaniowym EFBC w celu uzyskania korzyści eksploatacyjnych zorientowanych na koszty. Analizę wykonano za pomocą oprogramowania TEAC z modułem optymalizacji dobowej, opartym na dedykowanych algorytmach sterowania z aktywnymi technikami DSM. Metodykę zademonstrowano na przykładzie nowo wybudowanego osiedla budynków mieszkalnych w centralnej Polsce, zarządzanych jak klaster energetyczny.

Przeprowadzona optymalizacja wykazała, że skoordynowane aktywne strategie DSM (realizowane przede wszystkim przez przesunięcie obciążeń w czasie) mogą przynieść w skali doby znaczne korzyści na poziomie klastra, nawet w niekorzystnych warunkach zimowych. W analizowanym okresie możliwe było zmniejszenie kosztów eksploatacji na poziomie klastra nawet o 43% w porównaniu z przypadkiem referencyjnym. Proponowana strategia prowadzi jednocześnie do zwiększenia autokonsumpcji z PV i poprawy wykorzystania potencjału dostępnych magazynów energii. Wyniki potwierdziły, że elastyczność energetyczna na poziomie klastra pomaga w osiąganiu celów związanych z dekarbonizacją gospodarki, łagodzeniem zmian klimatu i bezpieczeństwem energetycznym. Można oczekiwać uzyskania większych korzyści w warunkach większego nasłonecznienia, gdy wzrastają nadwyżki energii z PV i możliwości cyklicznego ładowania baterii.

Opracowana metoda oferuje praktyczne rozwiązanie dla decydentów, zarządzających systemem energetycznym i planistów miejskich dążących do przyspieszenia transformacji energetycznej w kierunku rozwoju obszarów miejskich zgodnie z koncepcją zrównoważonego rozwoju, umożliwiając dynamiczne zarządzanie reagujące na zmienne sygnały zewnętrzne: ceny energii, uwarunkowania sieciowe i prognozy pogody. Prosta zmiana w funkcji celu zastosowanego aproksymatora pozwoli na ukierunkowanie analizy na aspekty środowiskowe, dążące do minimalizacji emisji GHG, zakładając zmniejszenie zużycia, jak również import z sieci w momentach niskich emisji.

Uzyskane wyniki stanowią argument za aktywnym wspieraniem rozwoju klastrów energetycznych w Polsce przez administrację publiczną. W obliczu istniejących barier (wysokie progi wejścia, ograniczenia sieciowe, brak modeli biznesowych) kluczowe jest, aby powstającym klastrom towarzyszyły narzędzia weryfikacji potencjału ekonomicznego i środowiskowego, takie jak metodyka zaprezentowana w artykule.

W ramach przyszłych badań zaplanowano wiele istotnych rozszerzeń, które mają uczynić z TEAC kompleksową platformę oceny efektywności i elastyczności energetycznej polskich zasobów budowlanych. W obszarze modelowania energetycznego planowane jest **rozszerzenie bazy danych o archetypy budynków z systemami klimatyzacji**, co umożliwi pełną analizę elastyczności energetycznej KE również w sezonie letnim. Trwa również **opracowywanie modułu stochastycznego generowania scenariuszy zapotrzebowania uwzględniającego zmienność zachowań użytkowników**, co pozwoli na probabilistyczną ocenę elastyczności zapotrzebowania i bardziej realistyczne scenariusze eksploatacyjne. W obszarze oceny ekonomicznej planowane jest

The development of TEAC is part of a broader effort to build analytical tools that could support regulatory and investment decisions concerning citizen energy in Poland.

wdrożenie rozszerzonego modułu analizy opłacalności inwestycji, obejmującego wskaźniki zwrotu z inwestycji w przypadku stosowanych rozwiązań systemowych. Nastąpi także **rozszerzenie modelu optymalizacyjnego o uwzględnienie pojazdów elektrycznych**, jako dodatkowego, sterowalnego zasobu magazynowania i elastyczności. Dodatkowo zostanie dodany interfejs graficzny (ang. *Graphical User Interface*; GUI), aby ułatwić obsługę programu (obecnie wymagana jest umiejętność programowania w języku *Python*). Prace nad rozwojem TEAC wpisują się w szerszy kontekst budowania narzędzi analitycznych, które mogłyby stanowić podstawę decyzji regulacyjnych i inwestycyjnych dotyczących energetyki obywatelskiej w Polsce.

Received: 02.06.2026
Revised: 14.08.2026
Published: 21.10.2026

Artykuł wpłynął do redakcji: 02.06.2026 r.
Otrzymano poprawiony po recenzjach: 14.08.2026 r.
Opublikowano: 21.10.2026 r.

Literatura

[1] Hargroves K, James B, Lane J, Newman P. The Role of Distributed Energy Resources and Associated Business Models in the Decentralised Energy Transition: A Review. Energies. 2023; 16 (10): 4231. https://doi.org/10.3390/en16104231

[2] Li H, Wang Z, Hong T, Piette MA. Energy Flexibility of Residential Buildings: A Systematic Review of Characterization and Quantification Methods and Applications. Advances in Applied Energy. 2021; 3: 100054. https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100054

[3] Panda S, Mohanty S, Rout PK i in. An Insight into the Integration of Distributed Energy Resources and Energy Storage Systems with Smart Distribution Networks Using Demand-Side Management. Applied Sciences. 2022; 12 (17): 8914. https://doi.org/10.3390/app12178914

[4] Savino S, Minella T, Nagy Z, Capozzoli A. A Scalable Demand-Side Energy Management Control Strategy for Large Residential Districts Based on an Attention-Driven Multi-Agent DRL Approach. Applied Energy. 2025; 393: 125993. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125993

[5] Interreg Danube/NRGCOM. Recent Survey Highlights Potential of Energy Communities in the EU 2024.

[6] European Commission. Energy Communities 2024.

[7] Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Dz.U. 2024 poz. 1361

[8] Zygmunt M, Gawin D. Application of Artificial Neural Networks in the Urban Building Energy Modelling of Polish Residential Building Stock. Energies. 2021; 14 (24): 8285. https://doi.org/10.3390/en14248285

[9] Ali U, Shamsi MH, Hoare C, Mangina E. O'Donnell J. Review of Urban Building Energy Modeling (UBEM) Approaches, Methods and Tools Using Qualitative and Quantitative Analysis. Energy and Buildings. 2021; 246: 111073. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111073

[10] Dai TY, Niyogi D, Nagy Z. CityTFT: A Temporal Fusion Transformer-Based Surrogate Model for Urban Building Energy Modeling. Applied Energy. 2025; 389: 125712. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125712

[11] Swan LG, Ugursal VI. Modeling of End-Use Energy Consumption in the Residential Sector: A Review of Modeling Techniques. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2009; 13 (8): 1819–35. https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.033

[12] Zygmunt M, Gawin D. Application of the Renewable Energy Sources at District Scale – A Case Study of the Suburban Area. Energies. 2022; 15 (2): 473. https://doi.org/10.3390/en15020473