

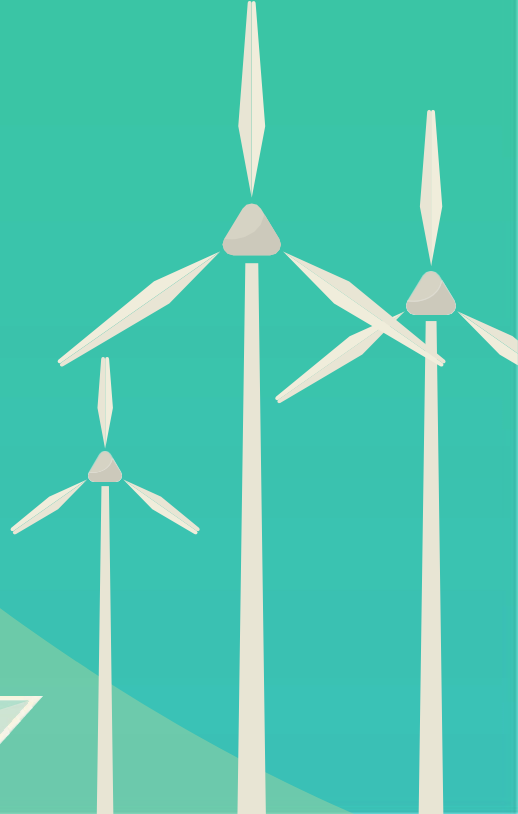
ISSN 0354-8651



List Saveza energetičara
Broj 2 / Godina XXVIII / Jun 2026.

energija

| ekonomija | ekologija



energija

| ekonomija | ekologija



Energija / Ekonomija / Ekologija

Broj 2, Jun 2026

Izdavač:

Savez energetičara
Bulevar kralja Aleksandra 73, 11020 Beograd
e-mail: info@savezenergeticara.org
<http://www.savezenergeticara.org>

Suizdavači:

Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet,
Univerzitet u Beogradu, Mašinski fakultet,
Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu

Predsednik Saveza energetičara:
prof. dr Nikola Rajaković

Predsednik Skupštine Saveza energetičara:
prof. dr Milun Babić

Glavni i odgovorni urednik:

prof. dr Dušan Gordić, Fakultet inženjerskih nauka, Kragujevac

Uređivački odbor i izdavački savet:

prof. dr Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet, Beograda
prof. dr Dejan Ivezić, Rudarsko-geološki fakultet, Beograd
prof. dr Mirko Komatina, Mašinski fakultet, Beograd
prof. dr Miloš Banjac, Mašinski fakultet, Beograd
prof. dr Vladimir Popović, Mašinski fakultet, Beograd
prof. dr Vladimir Stevanović, Mašinski fakultet, Beogradu
prof. dr Željko Despotović, Institut Mihailo Pupin, Beograd
prof. dr Vanja Šušteršić, Fakultet inženjerskih nauka, Kragujevac
prof. dr Petar Đukić, Tehnološko-metalurški fakultet, Beograd
prof. dr Nenad Đajić, Akademija inženjerskih nauka Srbije
prof. dr Damir Đaković, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad
dr Vladimir Šiljkut, JP Elektroprivreda Republike Srbije
v. prof. dr Vladimir Vukašinović, Fakultet inženjerskih nauka, Kragujevac
docent dr Tomislav Rajić, Elektrotehnički fakultet, Beograd
dr Iva Batić, Elektrotehnički fakultet, Beograd
prof. dr Jovica V. Milanović, The University of Manchester, Velika Britanija
prof. Vladimir Terzija, Humboldt Fellow, IEEE Fellow, EiC Elsevier IJEPES
prof. dr Adriana Sida Manea, Politehnica University Timisoara, Rumunija
prof. dr Neven Duić, Fakultet strojarstva i brodogradnje, Zagreb, Hrvatska
prof. dr Rade Čirić, University of Agder, Norveška
prof. dr Nataša Markovska, MANU Skopje, Severna Makedonija
dr Stanko Janković, TenneT TSO GmbH, Savezna Republika Nemačka
prof. dr Mirza Kušljagić, Fakultet elektrotehnike, Tuzla, BiH
prof. dr Peter Virtič, Univerzitet u Mariboru, Slovenija
prof. dr Predrag Popovski, Mašinski fakultet Skopje, Severna Makedonija
dr Ilija Batas-Bijelić, Generalni sekretar Saveza, Institut tehničkih nauka SANU

Priprema, tehnička i jezička obrada:
Savez energetičara

Štamparija:
Mašinac, Kragujevac

Tiraž:
100

UDK
620.9
338:620.9
502:620.9

COBISS.SR-ID 108696839

Časopis izlazi četiri puta godišnje

*Radovi su recenzirani uz tehničku obradu.
Nijedan deo ove publikacije ne može biti
reprodukovano, presnimavano ili prenošeno bez
prethodne saglasnosti Izdavača.*

Sadržaj

- [01] Viktor ANDONOV, Snezhana HRISTOVA
Governing the Energy Transition: Management Privatization as a Path to Security of Supply and Infrastructure Development / Upravljanje energetsom tranzicijom: Privatizacija menadžmenta kao put ka sigurnosti snabdevanja i infrastrukturnom razvoju

- [10] Čedomir ZELJKOVIĆ, Predrag MRŠIĆ, Petar MATIĆ, Bojan ERCEG, Branko BLANUŠA, Mario VRAŽIĆ, Luka BUDIN, Daniel DENKOVSKI, Živko KOKOLANSKI
Towards a Simulation Module for Application in Digital Twins of Photovoltaic Systems / Razvoj simulacionog modula za primjenu u okviru digitalnih blizanaca fotonaponskih elektrana

- [18] Dunja GRUJIĆ, Nikola TOŠIĆ, Jelena STOJKOVIĆ TERZIĆ, Jelisaveta KRSTIVOJEVIĆ
Mogućnosti i izazovi za rad agregatora u Republici Srbiji / Opportunities and Challenges for Aggregator Operations in the Republic of Serbia

- [26] Boban PAVLOVIĆ, Dejan IVEZIĆ, Marija ŽIVKOVIĆ, Dušan MOJIĆ
Grejanje u domaćinstvima u Srbiji: dubinska analiza i implikacije za energetska tranziciju / Heating in Serbian Households: In-Depth Analysis and Implications for the Energy Transition

- [32] Marija VASILEV, Branislav PETROVIĆ, Miloš BANJAC
Tehnoekonomska analiza kompresionog i apsorpcionog sistema za solarno hlađenje / Techno-Economic Assessment of Compression and Absorption Systems for Solar-Driven Cooling

- [40] Vladimir BEČEJAC, Dobrila ŠKATARIĆ, Petar LUKIĆ
Detekcija False Data Injection napada u pametnim mrežama primenom mašinskog učenja na Big Data setovima / Detection of False Data Injection Attacks in Smart Grids Using Machine Learning on Big Data Datasets

- [46] Doroteja ZAREV, Jelisaveta KRSTIVOJEVIĆ
Analiza pokazatelja pouzdanosti distributivnog sistema uz uvažavanje prisustva prozjuma sa baterijskim skladištenjem energije / Analysis of Distribution System Reliability Indices Considering the Presence of Prosumers with Battery Energy Storage

- [56] Nikola BOGDANOVIĆ, Željko ĐURIŠIĆ, Marijan RANČIĆ
Energetski nezavisne hibridne mikromreže sa fotonaponskim sistemima, biogasnim agregatom i baterijskim skladištem / Energy-Independent Hybrid Microgrids with Photovoltaic Systems, Biogas Generator, and Battery Energy Storage System

- [65] Željko V. DESPOTOVIĆ, Marko TAJDIĆ, Marko RISTIĆ, Marko BATIĆ
Off-grid napajanje hidrometeoroloških stanica u sistemu za prikupljanje i monitoring meteoroloških podataka duž reka Dunav i Sava u Republici Srbiji / Off Grid Power Supply of Hydro Meteorological Stations in the System for Collecting and Monitoring of Meteorological Data along the Danube and Sava Rivers in the Republic of Serbia

- [77] Mladen JOSIJEVIĆ, Vladimir VUKAŠINOVIĆ, Dušan GORDIĆ, Vanja ŠUŠTERŠIĆ, Filip NASTIĆ
Uticaj snižavanja gornje granice više tarife električne energije na sisteme grejanja u domaćinstvima / The Impact of Reducing the Upper Electricity Tariff Threshold on Residential Heating Systems

Governing the Energy Transition: Management Privatization as a Path to Security of Supply and Infrastructure Development

Viktor Andonov*, Snezhana Hristova**,

* EnVA Solution, Skopje, North Macedonia

** University of American College – UACS, Skopje, North Macedonia

Abstract – Today, the OECD Guidelines for Corporate Governance of State-Owned Enterprises (SOEs) are recognized worldwide as the benchmark for professionalizing the state's role as an owner, ensuring that state-owned enterprises operate in an equally efficient and transparent manner to private enterprises.

These international standards have become indispensable in the modern global economy, where the state remains a dominant actor in strategic sectors such as energy and infrastructure. The goal of this paper is to address the systematic issue of the "Implementation Gap" in the energy sectors of transition economies, focusing specifically on the case of the Republic of North Macedonia. In these contexts, the imperative of a sustainable energy transition encompassing both security of supply and climate change mitigation is constantly challenged by the entrenched reality of state-led governance. Despite the normative commitment of SOEs in the Macedonian energy sector, such as JSC ESM and JSC MEPSO, toward these international benchmarks, the reality of political interference and institutional decoupling remains a significant barrier to progress.

We have used the quantitative methods to investigate the quality of corporate governance through an instrumental multiple case study design, incorporating findings from 80 structured surveys and qualitative insights from 6 in-depth expert interviews. The findings have shown that there is a massive "Perception Gap" of 1.70 points between the self-perception of internal board members and the observations of external stakeholders. The comparative aspect is covered by examining various types of governance structures, from the highly professionalized and centralized holding structures of Singapore (Temasek) and Slovenia (SDH) to the ongoing restructuring of the Serbian national utility, EPS – Elektroprivreda Srbije. Although the appointment of international experts for the EPS Supervisory Board, following IMF conditionalities, is a step towards OECD best practices, it is argued in the following research that North Macedonia needs to look beyond advisory-type oversight mechanisms. Instead, by synthesizing best practices from global and regional role models, a better solution for institutional insulation and operational efficiency is proposed.

To break this cycle, the paper proposes a radical structural reform: a Mixed-Ownership Model with "Management Privatization." By inviting a highly credible international strategic partner to acquire a minority stake, the state can establish a robust "contractual shield" against local political influence.

The core rationale for inviting a strategic international partner through a mixed-ownership model is the urgent national need for

both substantial capital injection and advanced technical expertise. This approach provides a direct benefit to the state by facilitating the construction of critical energy infrastructure, a sector where North Macedonia has faced a stagnation point with no significant large-scale projects realized in the past 30 years. By outsourcing management to a credible partner, the state secures the necessary investment and "know-how" to finally modernize its aging assets and build the critical systems required for long-term energy independence.

Index Terms – OECD Guidelines, Corporate governance, Energy transition, Mixed-ownership model, Security of supply

I INTRODUCTION: THE GLOBAL AND LOCAL DYNAMICS OF STATE-OWNED ENTERPRISES

State-owned Enterprises (SOEs) have remained a substantial part of the global economy over time, despite initial perceptions of their eventual disappearance with the process of privatization [1]. SOEs have traditionally been created by governments in an attempt to address market failure in various sectors of the economy. SOEs have also been used as an alternative form of regulation in sectors with natural monopoly characteristics, including capital-intensive industries in the areas of energy, telecommunication, and transport infrastructure [2]. These sectors have traditionally been dominated by SOEs in an attempt to address the need for long-term investment, price stabilization, and public sector interest in these sectors. Contemporary research indicates that the role of the state in these sectors cannot be overemphasized [3]. The Republic of North Macedonia is no exception in these developments.

During the transition from a socialist economy to a market economy in the 1990s and early 2000s, the country experienced a series of privatization reforms in various sectors of the economy. These reforms led to the closure of most of the SOEs in the manufacturing sector of the Republic of North Macedonia [4]. However, in the energy sector of the Republic of North Macedonia, SOEs have remained a dominant force in an attempt to address the need for long-term investment in electricity production and transmission [5]. Currently, the production and transmission of electricity in the Republic of North Macedonia are conducted by two major SOEs: JSC Power Plants of North Macedonia (ESM), which is responsible for electricity production, and the Macedonian Electricity Transmission System Operator (MEPSO), which is responsible for transmission of electricity in the Republic of North Macedonia.

The governance of these enterprises has therefore emerged as an important area of public debate and research. The corporate governance challenges associated with SOEs are generally related to their dual institutional role. On one hand, SOEs are required to function efficiently as business organizations, while on the other hand, these organizations are used as instruments to achieve various social and economic objectives of governments [6]. These dual roles are particularly likely to result in conflicts in transition economies where institutional governance systems are still in the process of development. The major governance challenge associated with SOEs is related to the multi-layered accountability structure associated with these organizations. Unlike private sector organizations, where shareholders are responsible for providing clear directions to management, SOEs are characterized by a multi-layered governance structure involving governments, ministries, supervisory boards, and management teams [6]. These types of structures are likely to undermine oversight and management accountability. In the Macedonian context, these governance challenges are further complicated by perceptions related to political influences in management appointments. Surveys related to public perception regarding SOEs indicate that around 81 percent of respondents are of the opinion that "membership in a political party is critical in selecting management structures in state-owned enterprises" [7].

These governance constraints also find expression in the investment pattern of the national energy sector. Thus, while the contribution of new generation capacity by private investors has been nearly 1,500 MW since the country's independence, the state's generation capacity has registered an increase of only 165 MW during the same period [8],[9],[10]. This also gives expression to the structural constraints of the prevailing governance pattern and raises pertinent questions about the capacity of state-owned enterprises to deliver the scale of investments that the modernization of the energy sector and the green transition require.

The sense of urgency in the need to reform governance is further emphasized by the worsening financial situation faced by the country's energy supplier, JSC ESM. According to the data published by the Ministry of Finance, in fiscal year 2024, the company suffered a net loss of over 120 million euros, and this trend has been maintained in 2025, with an additional loss of 90 million euros in the first three quarters of the year [11],[12]. In order to maintain even basic levels of operational liquidity, JSC ESM has had to seek emergency funding from commercial banks in excess of 110 million euros up until early 2025, with state guarantees [13]. Discourse on the financial situation faced by JSC ESM, both from state and media sources, suggests that there are underlying issues, including an oversized administrative burden and the use of the company as a tool for social support in order to maintain low electricity prices, effectively exhausting all capital investment potential [14], [15].

In the above context of the structural constraints of the prevailing governance pattern and the pertinent questions it raises about the capacity of state-owned enterprises to deliver the scale of investments that the modernization of the energy sector and the green transition require, the basic research question that the

research aims to address is whether SOEs in the Macedonian energy sector can attain the levels of efficiency, transparency, and accountability that private enterprises have the capacity to achieve through the adoption of internationally accepted corporate governance principles. Thus, the research examines the structural constraints to the adoption of corporate governance principles in the Macedonian energy sector, including the role of political interference and the institutional constraints on the operational autonomy of the ESM and MEPSO.

II LITERATURE REVIEW AND THEORETICAL FRAMEWORK

II-1 State-Owned Enterprises and Corporate Governance

The concept of state-owned enterprises (SOEs) represents a special form of organization in which states maintain ownership and control over businesses that participate in market competition. According to the international institutions, state-owned enterprises can be defined as those in which states exercise ownership rights and participate in economic activities [6]. World Bank is defining state-owned enterprises as government-owned businesses that earn most of their revenues from economic activities while at the same time are fulfilling government policy objectives [2].

In general, state-owned enterprises are playing an important role in the global economy, particularly in strategic areas like energy, transport, and infrastructure. Even in advanced market-based economies, state ownership in businesses operating in areas like natural monopoly and infrastructure is not uncommon, particularly in areas that require long-term investments in infrastructure. According to the OECD, state ownership in these areas is necessary in order to ensure security, protect strategic interests, and ensure public access [16].

Despite their significant contribution to the global economy, state-owned enterprises have significant governance challenges in comparison to private corporations. This is because, unlike private corporations that only have one objective, state-owned enterprises have to fulfill multiple roles and objectives defined by states and governments [6].

Effective corporate governance is necessary in order to ensure transparency, accountability, and responsible conduct in businesses while at the same time balancing interests between shareholders and all relevant stakeholders [17]. State-owned enterprises have significant governance challenges, particularly due to the fact that there are multiple principals and institutions involved in state-owned enterprises. This is because states, while acting as owners, regulators, and policymakers, can easily create conflicts of interest, thereby compromising accountability.

II-2 International Governance Frameworks

International frameworks for governance standards were developed by international organizations with aim to improve governance practices in SOEs. The most influential among them is the OECD – Organization for Economic Cooperation and Development, which brought the Guidelines on Corporate Governance of State-Owned Enterprises, widely recognized as the global benchmark for governance reform in publicly owned companies [16], [6].

The OECD Guidelines are highlighting several core principles designed to strengthen transparency and accountability. Governments are expected to act as informed and active owners while avoiding direct political interference in operational management. The ownership function of the state should be clearly separated from regulatory and policy-making roles in order to prevent conflicts of interest. In addition, SOEs should operate under high standards of transparency, disclosure, and financial reporting comparable to those applied to publicly listed companies.

The guidelines are also stressing the importance of professional and independent boards of directors responsible for strategic oversight and monitoring management performance. Board members should be appointed based on professional competence and relevant industry expertise rather than political affiliation. Transparent reporting practices, internal controls, and independent auditing are essential components of effective governance systems.

International financial institutions, such as the European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), likewise are emphasizing that stronger corporate governance can improve operational efficiency, reduce fiscal risks associated with poorly performing state enterprises, and enhance investor confidence in state-controlled sectors [18]. For transition economies such as North Macedonia, alignment with international standards is important as countries pursue integration with European institutional frameworks.

II-3 Theoretical Perspectives on SOE Governance

The governance challenges of SOEs may be understood through a number of theoretical lenses that seek to explain the relationships between owners and managers and other stakeholders. These include agency theory, transaction cost economics, stewardship theory, and stakeholder theory.

The agency theory views the governance issues of SOEs as a result of the agency problem. In the context of corporate governance, the owners of the firm are the principals, and the managers are the agents. The managers are responsible for running the firm on behalf of the owners. However, when managers engage in political and personal goals instead of those of the owners, agency problems result [19]. However, the agency problem in the case of SOEs is complicated by the fact that the owners are the people of the country. The government represents the people in the ownership of the firm. The managers are the agents who run the firm. This creates what is called the "double agency problem."

The transaction cost economics provides a second explanation for the persistence of the state ownership problem. This theory holds that the government owns those sectors of the economy in which the market is inefficient or expensive [22], [20]. A typical case of such a sector is the energy sector.

The stewardship theory provides a more optimistic view of the agency problem. It holds that managers may behave as stewards of the organization when they are able to identify with the long-run goals of the organization [22]. However, the motivation of managers may not exist when the political system interferes with the running of the firm.

The stakeholder theory provides a broader view of the agency problem. It holds that the firm must consider the interests of a wide range of stakeholders including employees, customers, suppliers, the government, and the community [23]. This is particularly relevant in the case of SOEs because they have a significant impact on the community.

II-4 Political Interference and Governance Challenges

Political intervention is perceived as one of the most important governance challenges facing state-owned enterprises. Empirical research has shown that political intervention in board appointments and management decisions may result in efficiency loss as it may prioritize political objectives over long-term economic objectives [24].

In transition economies, political patronage is often related to governance challenges. Empirical research has shown that political intervention is perceived as most significant in public enterprises; for example, political intervention is perceived to influence management appointments depending on political party affiliations as opposed to professional qualifications [7].

III COMPARATIVE GOVERNANCE MODELS

The professionalization of state-owned enterprises is thus a divergent and institutionally specific phenomenon, depending largely on the state's institutional capabilities in disentangling the functions of regulation from ownership [16]. According to the OECD's guidelines for the implementation of the Principles of Corporate Governance, the main challenge for state-owned enterprises is that they need to be as efficient and transparent as any other private entity [2], [16]. In order to understand the ways in which the "Implementation Gap" may be bridged, the following chapter will examine three divergent benchmarks for state governance, from global best practices to regional restructuring strategies.

III-1 Singapore: The Temasek Investment Holding Model

Singapore offers a global benchmark for professional state ownership through Temasek Holdings, an investment holding company that manages strategic investments, including the national energy provider, SP Group [26], [24].

Temasek is a private company owned by the Singapore Ministry of Finance, but it is subject to a unique constitutional requirement that the President of Singapore exercises oversight and confirms the appointment of the board members and CEO. This ensures that the Temasek board is made up of international business leaders and experts rather than political appointees [26].

Temasek is a professional buffer, with the government playing a role as policymaker and regulator, and Temasek playing the role of owner with a commercial mandate [24]. Temasek grants full operational freedom to its portfolio companies, requiring them to deliver long-term results without any government subsidies [26].

This institutional arrangement introduces an additional layer of oversight in the appointment process and creates a governance mechanism that limits direct executive control over board composition. By establishing procedural safeguards in the selection of board members and senior executives, the model supports the professionalization of enterprise leadership and

strengthens strategic decision-making autonomy within state-owned enterprises [24], [27].

III-2 Slovenia: The Centralized Holding Model

Slovenia is a regional frontrunner in the implementation of OECD recommendations [28], with the Slovenian Sovereign Holding (SDH/SSH) centralizing the management of state assets.

The Slovenian Parliament selects the Supervisory Board at SDH based on strict professional criteria in finance, law, and management. Politicians are constitutionally forbidden from holding these positions. In turn, the SDH Management Board is selected by competitive international tenders [28], [16].

SDH is responsible for managing the state's stakes in energy giants such as HSE and Gen Energija. SDH establishes clear KPIs and appoints professional Supervisory Boards for these companies, with line ministries constitutionally forbidden from intervening in the day-to-day management, creating a professional "filter" between politics and energy companies [28], [24].

This centralized holding structure functions as a strategic intermediary that decouples the state's political objectives from the operational management of the energy sector. By consolidating ownership rights within a single professional entity, the model institutionalizes a 'firewall' that prevents line ministries from exercising informal influence over technical decisions. Consequently, this arrangement replaces discretionary political control with a merit-based governance framework, ensuring that the management of critical energy infrastructure is guided by long-term corporate stability and professional accountability rather than short-term political cycles [28], [24].

III-3 Serbia: The Transition to Joint Stock Company

The restructuring of Elektroprivreda Srbije (EPS) is the most recent regional effort to modernize energy governance, in line with IMF conditionality [29].

EPS was transformed from a public enterprise to a closed Joint-Stock Company in 2023, shifting from the Law on Public Enterprises to the Law on Business Companies [30].

A major breakthrough was the appointment of international experts, including three energy veterans from Norway, to the Supervisory Board, intended to "import" institutional integrity to the supervision process [31].

Despite these developments, the state remains the 100% shareholder. This means that there remains a high level of "Double Agency" risk, as the government still has an impact on electricity prices and social employment [32].

III-4 Summary of Comparative Governance Benchmarks

The cases presented for Singapore, Slovenia, and Serbia reflect different governance models for SOEs. In the cases presented for Temasek in Singapore and SDH in Slovenia, a centralized system and a constitution are used to create a professional distance between the government and the management of the SOE [25], [28]. In the case of EPS in Serbia, a shift is noted in the direction toward a joint stock company, where the government maintains 100% ownership and has a significant influence on commercial

decisions, including pricing and employment [32].

IV METHODOLOGY AND RESEARCH DESIGN

IV-1 Research Design

The research design of the present study is based on the mixed research method. This method is considered appropriate for the research on corporate governance in state-owned enterprises operating in the energy sector of North Macedonia. The use of the mixed method is based on the fact that the research on state-owned enterprises needs to consider the influence of the institutional environment on corporate governance practices. This is because the corporate governance practices in state-owned enterprises are influenced by factors beyond the institutional environment.

The research of the present study is based on the two most important state-owned enterprises operating in the energy sector of North Macedonia. One of the state-owned enterprises is the JSC Power Plants of North Macedonia (ESM), which is responsible for the generation of electricity. The second state-owned enterprise operating in the energy sector of North Macedonia is the Macedonian Electricity Transmission System Operator (MEPSO), which is responsible for the electricity transmission.

In order to deconstruct the *Implementation Gap* phenomenon between legal adoption and actual implementation/governance, the specific research design is tailored to address the following key questions: (1) To what extent does political intervention affect the normal functioning or strategic decisions of these SOEs?; (2) How are board members appointed, and to what extent do these processes ensure competence over political allegiance?; and (3) To what extent do existing disclosure practices actually hold any substantive significance for external stakeholders, or are they only for *tick-box* compliance purposes only?

Through the triangulation of both quantitative data collected from 80 respondents and qualitative data collected from 6 expert interviews, it is possible to identify the Perception Gap between the *logic of compliance* and the *logic of accountability* itself.

IV-2 Sampling and Data Collection

The empirical part of the research is based on a structured survey and semi-structured expert interviews. A survey was used to measure perceptions on the following crucial governance dimensions: board independence, political interference, transparency, professional state ownership and board diversity.

The sample for the survey consisted of two groups of respondents, whose perceptions on governance dimensions were compared. These groups were internal and external stakeholders. The first group consisted of board members from the analyzed state-owned enterprises. The second group consisted of external stakeholders who interact with these enterprises in a professional and institutional capacity.

The total sample for the survey consisted of eighty respondents. The sample was divided equally between internal and external stakeholders. Forty respondents were from the supervisory and management board (present and former) of ESM and MEPSO.

The other forty respondents were from the group of external stakeholders, who were representatives from regulatory bodies, ministries, international financial institutions, energy consultants, academia, and media.

The survey instrument was based on a triangulated approach to data collection. The core governance indicators were measured using five-point Likert scale, ranging from strong disagreement to strong agreement, the survey also incorporated YES/NO questions and percentage-based questions. This helped respondents rate governance indicators and provided a standard way for comparing internal and external stakeholders' perceptions.

In addition to the survey, six semi-structured interviews (three with Board respondents, and three with Stakeholder respondents) were carried out with experts who have direct experience in the governance of the companies and external stakeholders.

IV-3 Data Analysis

The quantitative data collected through the survey were analyzed using statistical methods in order to identify patterns in governance perceptions and differences between respondent groups. Reliability testing of the survey instrument was conducted using Cronbach's alpha to assess the internal consistency of the governance indicators included in the questionnaire.

Table 1. Reliability analysis

Governance scale	Cronbach's α	Reliability level
Political interference	0.86	Excellent
State Professionalism	0.72	Acceptable
Board Independence	0.78	Good
Transparency & Disclosure Quality	0.82	High

Board Diversity was operationalized as a governance composition indicator rather than as a reliability-tested multi-item scale. It captures whether the board composition reflects diversity in gender, age, and professional background, as well as the categorical share of women on the board. Since this variable combines a perception-based assessment with a structural composition measure, it was retained in the regression model as an observed predictor of board effectiveness, but it was not included in the Cronbach's alpha reliability table.

To examine differences between board members and external stakeholders, independent sample t-tests were applied. This statistical method allows comparison of mean responses between the two groups and helps determine whether differences in governance perceptions are statistically significant.

The qualitative interview results were analyzed according to a thematic analysis method in order to identify recurring patterns and explanations related to governance challenges in state-owned enterprises. These qualitative results will complement the quantitative results and provide further context for analyzing the dynamics of corporate governance in the Macedonian energy sector.

The research design will incorporate both quantitative survey results and qualitative interview results, thus providing a full

picture of the dynamics of corporate governance in state-owned enterprises in the Macedonian national energy sector.

V RESULTS AND FINDINGS

V-1 Respondent Structure

The empirical analysis is based on survey responses collected from 80 respondents with direct experience or professional interaction with state-owned enterprises in the Macedonian energy sector. The sample was intentionally divided into two equal groups in order to capture the difference between internal governance perception and external institutional scrutiny.

The first group of the stakeholders included the internal stakeholders (n=40), who were former or present members of the Management and Supervisory Boards of the JSC ESM and the JSC MEPSO. The second group of the stakeholders included the external stakeholders (n=40), who were experts in the energy sector, representatives of the regulatory bodies and the government sector related to energy policy, and representatives of international organizations, academia and media sector.

This sampling structure allows the study to directly compare internal governance self-assessment with external institutional evaluation of governance performance.

V-2 The Perception Gap

The most interesting result from the empirical analysis is the identification of a significant perception gap between internal and external respondents in relation to the general quality of governance practices.

Table 2. Overall Governance Perception Gap

Respondent Group	Mean Score
Internal Stakeholders (Board Members)	4.17
External Stakeholders	2.47
Difference	1.70

The 1.70-point difference on a 5-point Likert scale reflects a significant degree of divergence in governance perceptions. Internal respondents have a significantly more favorable perception of governance practices compared to external stakeholders. This result suggests that, while governance structures may be formally in line with international standards, there are significant weaknesses in the effective implementation of these structures from the point of view of external stakeholders. This divergence in perceptions may be characterized by a "compliance vs. accountability" divide.

V-3 Political Interference

Political interference stands out as the most important governance issue from the findings of the empirical study. The Independent Samples T-test points out a notable gap between the perceptions of the internal and the external stakeholders on the political interference in the decision-making process.

The findings reveal that the boards perceive a relatively lower political interference in the decision-making process, whereas the opposite is true from the perspective of the external stakeholders. The extremely high value of t ($t = 11.20$) and the extremely strong significance value ($p < 0.001$) confirm the significance of

the findings and rule out the possibility of the findings being due to mere chance.

Table 3. Perceived Political Interference

Indicator	Board Members	Stakeholders
Mean score	2.40	4.10
Standard deviation	0.82	0.74
t-value	11.20	
Significance	$p < 0.001$	

The findings of the further statistical analysis reveal a very strong negative correlation between political interference and the effectiveness of the boards ($r = -0.78$).

V-4 Transparency and Perception Gap

Significant differences in perception were also found regarding transparency practices and board independence.

Table 4. Transparency Perception Gap

Group	Mean
Board Members	3.95
Stakeholders	2.65
Significance	$p = 0.002$

The research findings indicate that internal respondents believe that reporting mechanisms are adequate, while external stakeholders believe that there is no meaningful transparency regarding strategic decisions and operational processes.

Perception regarding board independence shows a considerable divergence between internal and external respondents.

Table 5. Board Independence Perception Gap

Group	Mean
Board Members	3.80
Stakeholders	2.15
Significance	$p < 0.001$

This shows that board members tend to believe that they are independent in their profession, while external respondents believe that board appointments are politically motivated.

V-5 Regression Analysis

In order to test the combined effect of governance variables on board effectiveness, a regression model has been employed. In this regression model, Board Independence, State Ownership, Board Diversity and Political Interference are employed as predictor variables.

Board Independence refers to the perceived autonomy of board members from political or governmental influence and their ability to act on the basis of professional judgement. State Professionalism refers to the perceived capacity of the state to act as an informed and professional owner, separating ownership responsibilities from political and regulatory interference. Board Diversity refers to the composition of the board in terms of gender, age and professional background, and is treated as a governance composition indicator rather than as a reliability-tested multi-item scale. Political Interference refers to the

perceived influence of political actors on board appointments, strategic decisions and operational autonomy.

Table 6. Regression Model Summary

Indicator	Value
R	0.735
R ²	0.541
Adjusted R ²	0.528
F-statistic	42.150
Significance	$p = 0.000$

The regression model explains 54.1% of the variance of board effectiveness. The results show a strong predictive relationship between governance variables and governance performance.

Coefficient analysis is employed to identify the most significant determinants of board effectiveness.

Table 7. Regression Coefficients and Multicollinearity Diagnostics

Variable	Beta	Significance	Tolerance	VIF
Board Independence	0.420	$p = 0.000$	0.364	2.751
State Professionalism	0.280	$p = 0.002$	0.422	2.367
Board Diversity	0.210	$p = 0.001$	0.654	1.529
Political Interference	-0.350	$p = 0.000$	0.628	1.593

Multicollinearity was assessed using tolerance and Variance Inflation Factor (VIF) values. The results indicate that multicollinearity was not a methodological concern in the regression model, as all VIF values were below the commonly accepted threshold of 5.0 and all tolerance values were above 0.20.

Board independence is found to be the most important positive predictor of board effectiveness, while political interference has a significant negative effect on board effectiveness ($\beta = 0.420$; $\beta = -0.350$). These results provide empirical support for the fact that governance reforms that enhance board independence and reduce political interference are important for improving the effectiveness of state-owned enterprises.

V-6 Summary of Empirical Findings

The empirical analysis confirms the systematic nature of the challenges facing the Macedonian energy sector governance. The answers to the research questions are provided by the combination of the findings. The data shows a massive Perception Gap of 1.70 points. This shows that while the internal board members perceive the operations to be professional, the external stakeholders perceive a significant absence of operational autonomy. With regard to the political interference, the high negative correlation coefficient of $r = -0.78$ and the regression coefficient of $\beta = -0.350$ confirm the assumption that political pressure is the major challenge facing the board. Additionally, the findings indicate that the board independence is the most important factor to success with a coefficient of $\beta = 0.420$, while the external stakeholders perceive the board

appointments to be political rewards rather than merit-based appointments. This provides a solid foundation for the discussion on the Mixed Ownership Model.

VI DISCUSSION AND POLICY IMPLICATION

The implications of these research findings are particularly relevant to governance reform in the Macedonian energy sector.

Firstly, governance reform should focus on the professionalization of board appointment processes. Such processes are required to ensure that board members are appointed on the basis of possessing requisite professional expertise to manage infrastructure enterprises. These recommendations are in line with OECD Guidelines on Corporate Governance of State-Owned Enterprises, which highlight the importance of merit-based board appointment processes as a critical component of governance reform [6].

Secondly, governance reform should focus on strengthening institutional separation between the state's ownership role and its regulatory and policy-making functions. International corporate governance standards highlight that governments should act as active and informed owners while avoiding direct involvement in operational management decisions [2],[6]. Strengthening institutional separation between these roles is likely to minimize the risk of political influences on corporate governance processes and enhance managerial autonomy.

Thirdly, governance reform should focus on strengthening transparency and stakeholder engagement. Such processes are required to minimize the perception gap identified in this research and to increase stakeholder confidence in governance processes [6].

On the other hand, comparative experience from global and regional benchmarks underlines the ongoing efforts to bring state-owned enterprises in conformity with international standards regarding corporate governance. Based on a successful example such as Singapore's Temasek Holdings and Slovenian Sovereign Holding (SDH), effective corporate governance is built on a centralized structure of ownership acting as a sort of buffer or filter between political authorities and management [28], [25]. Similarly, in the Western Balkans, efforts to restructure Elektroprivreda Srbije (EPS), with support from programs financed by the International Monetary Fund [29], are aimed at enhancing supervisory oversight and modernizing board tasks through the integration of international expertise. However, as highlighted by Musacchio & Lazzarini [24], and more recently by the OECD [6], success in these efforts depends on the overall institutional framework. Indeed, operational autonomy in strategic sectors such as energy is a particularly complex issue in sectors considered to be of national importance. As emphasized in the literature on corporate governance, upgrades to corporate governance structures are likely to be confronted with structural barriers to achieving an optimal balance between business viability and overall socio-economic interests of the state, particularly in economies undergoing a process of transition where the state is the sole or dominant shareholder [32].

Against this background, overall findings from this study are consistent with introducing a governance model that is mixed in

its structure and is aimed at enhancing governance independence while ensuring state control over strategic energy assets in the Macedonian economy. In this regard, the state maintains majority control over strategic assets in the Macedonian energy sector while introducing a credible international strategic investor through minority equity participation, a structure that can effectively be as a buffer against political interference [24] particularly to mobilize capital investment that has been explicitly absent in the state-owned generation company JSC ESM over the past three decades. Overall empirical evidence indicates that over the past three decades, state-led generation capacity has only been increased by 11.3% while private investors have been able to invest nearly 1500 MW of new generation capacity. Overall literature on privatization and corporatization indicates that such a governance model is likely to improve governance efficiency in SOUs while introducing external market discipline to improve overall governance and reduce political interference in strategic sectors such as energy [32],[28].

Under these circumstances, it is within this context that the empirical findings of this study support, with strong evidence, the adoption and implementation of a Mixed Ownership Model, serving as an exit strategy from the current fiscal impasse. Within this context, it is proposed that a 75/25 ratio, whereby the state maintains a 75% majority share while introducing an international strategic investor with a 25% minority share, can effectively address the current governance issues. This model, in fact, enables the state to maintain full and absolute control over strategic energy assets while at the same time introducing an external market discipline, necessary and required, in order to halt the current cycle of recurring losses [33]. Moreover, within this context, it is proposed that the 75/25 ratio, whereby the management of JSC ESM is separated from political influences, can function as a buffer, prioritizing capital investment over political over-staffing and social pricing policies. In fact, the presence of a strategic investor in the energy sector is not only required from a financial perspective in order to mobilize investment but also from a governance perspective in order to ensure technical and financial viability in the Macedonian energy sector.

VII CONCLUSION

This research aimed to assess the governance performance of state-owned enterprises in North Macedonia's energy sector with regard to board independence, political interference, transparency, professional state ownership and board diversity. The research's empirical results show that there is a considerable perception gap between internal and external stakeholders. Additionally, the research shows that political interference is a major governance constraint. The research's empirical results support the notion that board independence has a strong positive impact on governance performance. On the other hand, political interference has a significant negative impact on board effectiveness.

The research's empirical results indicate that governance performance is unlikely to be improved through incremental governance reforms. The persistent "Implementation Gap" and the deteriorating financial position of the state-owned provider,

characterized by record-breaking net losses of over 120 million euros in 2024 and reliance on state-guaranteed liquidity loans [11], [12], confirm that purely normative changes are insufficient to ensure professional autonomy.

Based on the research's empirical results, this study proposes a Mixed Ownership Governance Model as a structural solution to address these challenges. The proposed solution is based on a 75/25 ownership structure: the state will retain 75% of the company's shares, while a strategic international investor will own 25% minority shares. Such a governance model allows for continued public control over strategic assets while introducing much-needed capital, technology, and governance discipline. By establishing a professional 'buffer' through minority equity participation, this model structurally limits discretionary political interference and ensures that enterprise management is aligned with technical efficiency and long-term investment goals rather than short-term political cycles.

REFERENCES

- [1] Bruton, G., Peng, M., Ahlstrom, D., Stan, C., Xu, K. State-owned enterprises around the world as hybrid organizations, *Academy of Management Perspectives*, Vol. 29, No. 1, pp. 92–114, 2015. <https://doi.org/10.5465/amp.2013.0069>
- [2] World Bank. *Corporate Governance of State-Owned Enterprises: A Toolkit*. Washington, DC: World Bank, 2014. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/228331468169750340/pdf/Corporate-governance-of-state-owned-enterprises-a-toolkit.pdf>
- [3] Milhaupt, C.J., Pargendler, M. Governance Challenges of Listed State-Owned Enterprises Around the World: National Experiences and a Framework for Reform, *Cornell International Law Journal*, Vol. 51, No. 3, pp. 473–542, 2018. <https://scholarship.law.cornell.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1907&context=cilj> [pristupljeno 12.03.2026]
- [4] Kiproski, K. Modelot na privatizacija ja urna prvrata ekspertska vlada, *Nova Makedonija*, 19 March 2022. <https://novamakedonija.com.mk/makedonija/politika/modelot-na-privatizacija-ja-urna-prvrata-ekspertska-vlada/> [pristupljeno 12.03.2026]
- [5] Wollmann, H. From public sector-based to privatized service provision – and reverse? Service provision in European countries between state, local government and market, in *Proc. APPAM International Conference, "Improving the Quality of Public Services: A Multinational Conference on Public Management"*, Moscow, 27–29 June, 2011.
- [6] OECD Guidelines on Corporate Governance of State-Owned Enterprises, 2024. <https://doi.org/10.1787/18a24f43-en>
- [7] Popoviki, M., Pankovski, M. *Who's governing there? Report for 2019. Institute for Democracy 'Societas Civilis', IDSCS, Skopje*, 2020. https://idscs.org.mk/wp-content/uploads/2020/04/A5_ENG_KOJ_TOA_TAMY_UPIBAYBA_2.pdf [pristupljeno 13.03.2026]
- [8] Annual Report for the operations of AD ESM in 2024, <https://www.esm.com.mk/wp-content/uploads/2025/04/AD-ESM-Godisen-izvestaj-2024.pdf> [pristupljeno 13.03.2026]
- [9] Energy Regulatory Commission – ERC. Monitoring Reports on Energy Markets, 2024, <https://erc.org.mk/odluki/2025.04.29%20-%20RKE%20GI%202024-final.pdf> [pristupljeno 13.03.2026]
- [10] Energy Regulatory Commission – ERC. Monitoring Reports on Energy Markets, 2025, <https://erc.org.mk/odluki/32026.04.28%20-%20RKE%20GI%202025.pdf> [pristupljeno 13.03.2026]
- [11] Quarterly Economic Report, 2024, <https://finance.gov.mk/en-GB/oblasti/kvartalen-ekonomski-izvestaj> [pristupljeno 13.03.2026]
- [12] ECM со рекордна загуба во 2024 година, <https://mk.bloombergadria.com> [pristupljeno 12.03.2026]
- [13] ECM се задолжува за нови 58 милиони евра – трет кредит за нешто повеќе од една година, <https://telma.com.mk/2025/12/02/esm-se-zadolzuva-za-novi-58-milioni-evra-tret-kredit-za-neshto-poveke-od-edna-godina/> [pristupljeno 13.03.2026]
- [14] ЕБОР: 100 милиони евра заем за ликвидност на ЕСМ, <https://faktor.mk/ebor-100-milioni-evra-zaem-za-esm> [pristupljeno 12.03.2026]
- [15] Јагленот на ПЕК Битола за приватниците злато вреди, <https://prizma.mk/jaglenot-na-rek-bitola-za-privatnitsite-zlato-vredi/> [pristupljeno 12.03.2026]
- [16] OECD Guidelines on Corporate Governance of State-Owned Enterprises, 2015, <https://doi.org/10.1787/9789264244160-en>
- [17] Mallin, C.A. *Corporate Governance*, Oxford University Press, Oxford, 2013, <https://www.slideshare.net/slideshow/corporate-governance-4th-edition-christine-mallin/280865954#8> [pristupljeno 12.03.2026]
- [18] Law in Transition 2021: Corporate Governance, https://www.ebrd.com/content/dam/ebd_dxp/assets/pdfs/legal-reform/law-in-transition-journal/2021/law-in-transition-2021-english-corporate-governance.pdf [pristupljeno 12.03.2026]
- [19] Jensen, M.C., Meckling, W.H. Theory of the Firm: Managerial Behavior, Agency Costs and Ownership Structure, *Journal of Financial Economics*, Vol. 3, No. 4, pp. 305–360, 1976. [https://doi.org/10.1016/0304-405X\(76\)90026-X](https://doi.org/10.1016/0304-405X(76)90026-X)
- [20] Williamson, O.E. Corporate Governance, *Yale Law Journal*, Vol. 93, No. 7, pp. 1197–1231, 1984. <https://openyls.law.yale.edu/entities/publication/8758167c-a89c-4273-8aff-eccf2107fbd9> [pristupljeno 12.03.2026]
- [21] Williamson, O.E. *The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting*, Free Press, New York, 1985.
- [22] Donaldson, L., Davis, J.H. Stewardship Theory or Agency Theory: CEO Governance and Shareholder Returns, *Australian Journal of Management*, Vol. 16, No. 1, pp. 49–64, 1991. <https://doi.org/10.1177/031289629101600103>
- [23] Freeman, R.E. *Strategic Management: A Stakeholder Approach*, Pitman, Boston, 1984. <https://doi.org/10.1017/CBO9781139192675>
- [24] Musacchio, A., Lazzarini, S.G. Reinventing State Capitalism: Leviathan in Business, Brazil and Beyond, Harvard University Press, Cambridge, 2014. <https://doi.org/10.1093/ES/KHU039>
- [25] Leutert, W. Singapore's Temasek Model and State Asset Management in China: Influence and Limits, *Asian Survey*, Vol. 64, No. 4, pp. 700–726, 2024. <https://doi.org/10.1525/as.2024.2122271>
- [26] Wong, S.C.Y. Improving Corporate Governance in SOEs: An Integrated Approach, *Corporate Governance International*, Vol. 7, No. 2, pp. 5–15, 2004.
- [27] Song, L., Garnaut, R. State-owned enterprise reform in China: Past, present and prospects, in: Garnaut, R., Song, L., Fang, C. (Eds.), *China's Forty Years of Reform and Development: 1978-2018*, ANU Press, Canberra, pp. 345–373, 2018. <https://doi.org/10.22459/CYRD.07.2018.19>
- [28] OECD. Ownership and Governance of State-Owned Enterprises 2021, OECD Publishing, Paris, 2021.
- [29] IMF Country Report No. 24/191, Republic of Serbia: First and Second Reviews Under the Stand-By Arrangement, <https://www.imf.org/en/Publications/CR/Issues/2024/06/28/Republic-of-Serbia-First-and-Second-Reviews-Under-the-Stand-By-Arrangement-551163> [pristupljeno 12.03.2026]
- [30] Закон o privrednim društva: Transformacija EPS-a u akcionarsko društvo, <https://www.paragraf.rs/glasila/rs/sluzbeni-glasnik-republike-srbije-27-2023.html> [pristupljeno 12.03.2026]
- [31] Strategic Restructuring of EPS, Belgrade, 2023, <https://www.mre.gov.rs/vest/479/nova-era-eps-a-imenovan-nadzorni-odbor.php> [pristupljeno 12.03.2026]
- [32] Serbia 2024 Report, https://neighbourhood-enlargement.ec.europa.eu/serbia-report-2024_en [pristupljeno 12.03.2026]
- [33] Estrin, S., Pelletier, A. Privatization in Developing Countries: What Are the Lessons of Recent Experience? *The World Bank Research Observer*, Vol. 33, No. 1, pp. 65–102, 2018. <https://doi.org/10.1093/wbro/lkx007>

AUTHORS

Viktor Andonov – EnVA Solution, Skopje, North Macedonia, andonov.viktor@gmail.com, ORCID [0009-0004-6513-5368](https://orcid.org/0009-0004-6513-5368)
Snezhana Hristova – full prof., University American College Skopje, School of Business Economics and Management, shristova@uacs.edu.mk, ORCID [0000-0001-6343-0225](https://orcid.org/0000-0001-6343-0225)

Upravljanje energetsom tranzicijom: Privatizacija menadžmenta kao put ka sigurnosti snabdevanja i infrastrukturnom razvoju

Rezime – Danas se Smernice OECD-a za korporativno upravljanje u državnim preduzećima (SOE) širom sveta prepoznaju kao referentni standard za profesionalizaciju uloge države kao vlasnika, čime se obezbeđuje da državna preduzeća posluju podjednako efikasno i transparentno kao privatna preduzeća. Ovi međunarodni standardi postali su neizostavni u savremenoj globalnoj ekonomiji, u kojoj država i dalje ostaje dominantan akter u strateškim sektorima kao što su energetika i infrastruktura.

Cilj ovog rada je da analizira sistemski problem „jaza u implementaciji“ (eng. implementation gap) u energetskim sektorima ekonomija u tranziciji, sa posebnim fokusom na slučaj Republike Severne Makedonije. U takvim okolnostima imperativ održive energetske tranzicije, koji obuhvata i sigurnost snabdevanja i ublažavanje klimatskih promena, stalno je suočen sa ukorenjenom realnošću upravljanja pod dominantnom ulogom države. Uprkos normativnoj posvećenosti državnih energetskih preduzeća u Severnoj Makedoniji, kao što su AD ESM i AD MEPSO, ovim međunarodnim standardima, političko mešanje i institucionalno razdvajanje između formalnih pravila i prakse i dalje predstavljaju značajnu prepreku napretku.

U istraživanju su primenjene kvantitativne metode za ispitivanje kvaliteta korporativnog upravljanja kroz instrumentalni dizajn studije višestrukog slučaja, koji obuhvata nalaze iz 80 strukturiranih anketa i kvalitativne uvide iz šest dubinskih ekspertskih intervjua. Rezultati pokazuju postojanje značajnog „jaza u percepciji“ (eng. perception gap) od 1,70 poena između samopercepcije internih članova odbora i ocena eksternih zainteresovanih strana. Komparativna dimenzija istraživanja obezbeđena je analizom različitih modela upravljanja, počevši od visokoprofesionalizovanih centralizovanih holding modela Singapura (Temasek) u Slovenije (SDH), pa sve do tekućeg restrukturiranja srpskog nacionalnog preduzeća, Elektroprivrede Srbije (EPS). Iako imenovanje međunarodnih stručnjaka u Nadzorni odbor EPS-a, podstaknuto uslovima MMF-a, predstavlja korak ka OECD standardima, ovo istraživanje tvrdi da Severna Makedonija mora ići dalje od savetodavnog nadzora. Sintetizujući pouke iz ovih globalnih i regionalnih primera, studija predlaže robusniju strukturnu reformu model mešovitog vlasništva kako bi se osigurala dugoročna institucionalna izolacija i operativna efikasnost.

Kako bi se prekinuo ovaj ciklus, rad predlaže radikalnu strukturnu reformu u vidu modela mešovitog vlasništva sa „privatizacijom upravljanja“ (eng. management privatization). Uključivanjem visoko kredibilnog međunarodnog strateškog partnera koji bi stekao manjinski vlasnički udeo, država bi mogla uspostaviti snažan „ugovorni štit“ protiv lokalnog političkog uticaja.

Ključni razlog za uključivanje međunarodnog strateškog partnera kroz model mešovitog vlasništva jeste hitna nacionalna potreba za značajnim prilivom kapitala i naprednim tehničkim znanjem. Ovakav pristup donosi direktnu korist državi jer omogućava izgradnju ključne energetske infrastrukture, sektora u kojem se Severna Makedonija suočava sa dugotrajnom stagnacijom, bez realizacije značajnih projekata velikih razmera u poslednjih trideset godina. Poveravanjem upravljačkih funkcija kredibilnom partneru, država obezbeđuje potrebne investicije i „know-how“ za modernizaciju zastarelih energetskih kapaciteta i izgradnju sistema neophodnih za dugoročnu energetska nezavisnost.

Ključne reči – smernice OECD-a, korporativno upravljanje, energetska tranzicija, model mešovitog vlasništva, sigurnost snabdevanja

Towards a Simulation Module for Application in Digital Twins of Photovoltaic Systems

Čedomir Zeljković*, Predrag Mršić*, Petar Matić*, Bojan Erceg*, Branko Blanuša*, Mario Vražić**,
Luka Budin**, Daniel Denkovski***, Živko Kokolanski***

* University of Banja Luka, Faculty of Electrical Engineering, Banja Luka, Bosnia and Herzegovina

** University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing, Zagreb, Croatia

*** Ss Cyril and Methodius University, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, Skopje, North Macedonia

Abstract – The digitalization process facilitates the faster integration of renewable energy sources into power systems and enhances their planning and operation. Among contemporary digital technologies, digital twins stand out as virtual replicas of physical system assets, well suited for performance monitoring and optimization. This paper presents initial steps toward the development of a simulation module for digital twins of photovoltaic (PV) systems. The proposed module is implemented in Python and adopts a modular structure composed of astronomical, optical, thermal, and electrical submodels to estimate the AC power output of a PV system. A challenging simulation scenario is considered, in which the output power is calculated using a minimal set of input data, namely global horizontal irradiance, ambient temperature, and wind speed. The simulation results are validated using measurements from a real PV system, demonstrating satisfactory agreement despite limited data availability. The developed simulation module represents a key component of digital twin implementations for PV systems and can be applied to performance monitoring, fault detection, and optimization.

Index Terms – Digital twin, Photovoltaic system, Simulation module

I INTRODUCTION

The ongoing transition of power systems toward decarbonization and sustainability has significantly increased the deployment of renewable energy sources [1]. By reducing greenhouse gas emissions and dependence on fossil fuels, renewable generation plays a key role in achieving long-term environmental and energy policy goals [2]. However, the large-scale integration of renewable energy sources also introduces new technical and operational challenges related to variability, uncertainty, and system stability [3].

Among renewable energy technologies, photovoltaic (PV) systems have experienced particularly rapid growth over the past decade [4]. This trend is driven by continuous cost reductions, technological advancements, and favorable regulatory frameworks. As a result, PV systems are increasingly deployed at both utility-scale and distributed levels, leading to higher penetration levels in modern power systems. While this development contributes to cleaner energy production, it also increases the complexity of system operation and planning.

In this context, digitalization has emerged as an important enabling factor for the efficient integration of renewable energy sources [5]. Advanced sensing, communication, and data processing technologies allow for improved monitoring, control, and coordination of distributed energy resources. Digital tools facilitate real-time system awareness and support data-driven decision-making, thereby enhancing system reliability and operational flexibility.

A particularly promising digitalization concept is the digital twin, which represents a virtual counterpart of a physical system that is continuously updated using operational data. By combining physics-based models with real-time measurements, digital twins enable detailed analysis of system behavior under varying operating conditions. In the case of PV systems, digital twins can support performance assessment, fault detection, predictive maintenance, and operational optimization. Consequently, the digital twin paradigm provides a systematic framework for improving the observability, controllability, and overall efficiency of PV power plants within modern power systems.

With this in mind, the GoToTWIN project leverages the digital twin concept to support faster integration and more efficient operation of renewable energy sources in the Adriatic-Ionian region [6]. By developing interoperable digital twin solutions for renewable assets, the project aims to enhance system observability, flexibility, and data-driven decision-making. The objective of this paper is to present the current progress in the development of the proposed digital twin, with particular emphasis on the simulation module for PV systems, including its modeling approach and initial validation results.

The remainder of the paper is organized as follows. Section II presents the digital twin concept in general, its application in renewable energy systems, and the specific implementation of the digital twin developed within the GoToTWIN project. Section III focuses on the development of a module within the digital twin intended for the simulation of PV systems. Section IV presents the initial results of the simulation module for a test configuration and compares them with real measurements obtained from a specific PV system. Finally, Section V provides concluding remarks along with guidelines for future research on this topic.

II DIGITAL TWIN

A digital twin can be defined as a virtual representation of a physical asset, system, or process that is continuously updated using real-time data from its physical counterpart.

II-1 The Digital Twin Concept

The concept of the digital twin emerged in the early 2000s within the context of product lifecycle management and systems engineering [7]. The basic idea behind the digital twin concept is illustrated in Fig. 1.

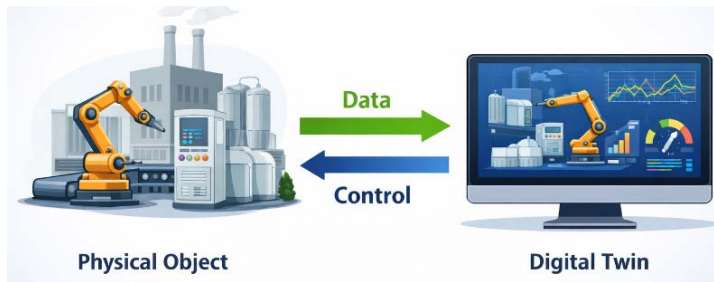


Fig 1. A closed loop digital twin concept

Unlike conventional simulation models, digital twins maintain a persistent and bidirectional connection with the physical system throughout its operational life cycle. This connection enables the digital twin to reflect the current state of the physical asset, as well as to predict its future behavior under different operating conditions. The digital twin paradigm integrates multiple components, including physics-based models, data-driven methods, sensor data, and communication infrastructure. As such, it serves as a unifying framework that bridges modeling, monitoring, control, and optimization. Digital twins are increasingly applied across various domains, including manufacturing, aerospace, healthcare, and energy systems. In the context of energy systems, digital twins enable enhanced situational awareness, predictive maintenance, and performance optimization. Furthermore, they support scenario analysis and decision-making by allowing safe experimentation in a virtual environment. Consequently, digital twins are regarded as a key enabling technology for the digitalization and intelligent operation of modern cyber-physical systems.

II-2 Application of Digital Twins in Power Systems

The digital twin concept can be applied across different segments of power systems, as highlighted in recent review studies [8],[9]. By integrating physics-based models with real-time data, digital twins enhance monitoring, analysis, and optimization of energy infrastructures.

In the generation subsystem, a digital twin may represent an entire power plant or a specific subsystem. In PV power plants, digital twins are used for fault and shading detection, performance assessment, and short-term power forecasting. For hydropower plants, they support optimal operating regime selection, reservoir management, and environmentally compliant water discharge planning.

In the transmission subsystem, digital twins can replicate transmission lines, substations, or network areas, enabling real-time state assessment, thermal rating evaluation, stability analysis, and predictive maintenance.

At the distribution level, digital twins are particularly relevant due to high penetration of distributed energy resources. They can support voltage regulation, loss reduction, congestion management, fault localization, and coordinated control of distributed generation and storage systems.

Overall, digital twins provide a unified framework for improving observability, controllability, and operational efficiency across modern power systems.

II-3 Proposed Digital Twin Architecture

The specific digital twin architecture developed within the GoToTWIN project is illustrated by the block diagram shown in Fig. 2. The digital twin platform is built on the continuous acquisition of data from multiple sources. Physical power plants, such as photovoltaic, wind, or hydropower facilities, provide real-time operational data including power output, equipment status, and efficiency indicators. This information is complemented by local weather sensors delivering key environmental variables, while external data providers supply meteorological forecasts that enable short-term prediction of operating conditions.

All data are collected through an IoT Gateway, which serves as the secure interface between the physical assets and the digital environment. Using standardized data formats and reliable communication protocols, the gateway ensures the timely and consistent transfer of real-time telemetry to the digital twin.

At the core of the system, the Digital Twin Manager maintains a continuously updated virtual representation of the physical assets by integrating real-time measurements with simulated and predicted data. Simulation capabilities are provided through a dedicated toolkit that processes measured and forecast information to evaluate plant behavior under different scenarios, such as changing weather conditions. In parallel, a prediction toolkit applies machine learning models trained on historical data to forecast power production, equipment condition, and potential anomalies, enabling proactive system operation.

Historical data storage supports long-term analysis and model training by archiving telemetry, simulations, and prediction results over time. Finally, the system delivers actionable insights through intuitive 2D dashboards and 3D digital twin visualizations, allowing operators to monitor current performance, compare scenarios, and assess future system behavior.

The developed platform is implemented entirely as an open-source solution to promote cost efficiency, foster community-driven innovation, and align with the European Union Open-X principles. The Digital Twin Manager is realized using Eclipse Ditto, which maintains synchronized virtual representations of physical assets and manages their state through standardized interfaces. Eclipse Hono functions as the IoT gateway, enabling secure and reliable ingestion of telemetry data from field devices. Time-series data storage is supported by InfluxDB, while visualization and user interaction are provided through Grafana dashboards.

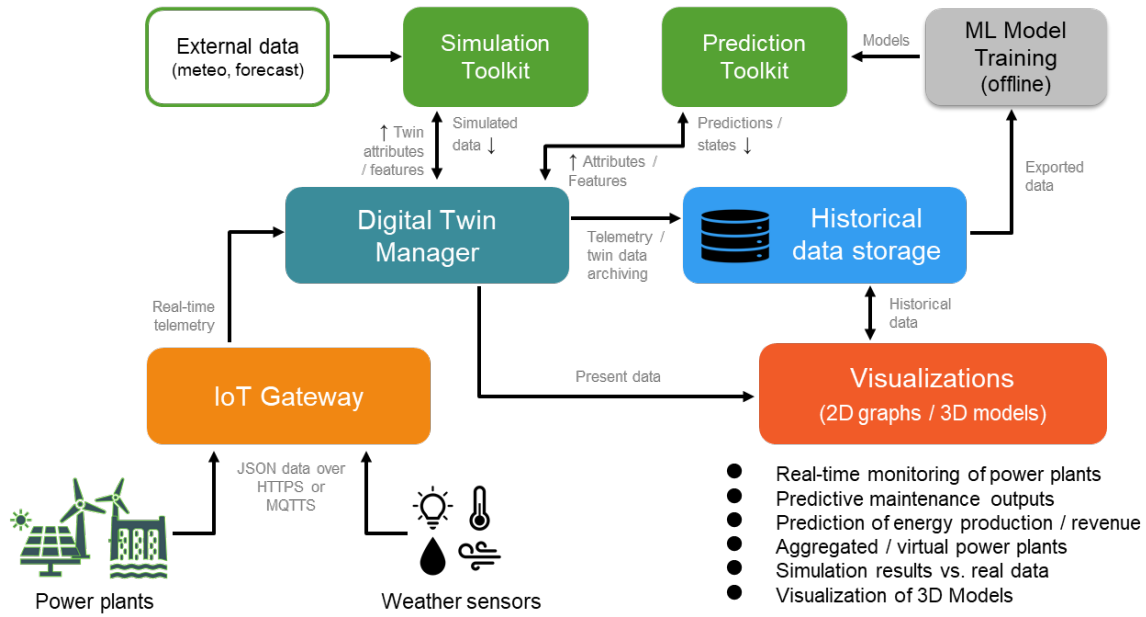


Fig 2. Digital twin architecture

III THE SIMULATION MODULE FOR PV SYSTEMS

In the proposed digital twin architecture, the simulation toolkit represents an important component, since it contains all program routines required for simulation of considered power system entities such as photovoltaic, wind, or hydropower power plants. In this paper, the primary focus is on the development of the module for simulation of PV systems. The purpose of such module is to provide a flexible and computationally efficient environment for reproducing the dynamic behavior of the PV system under varying operating and environmental conditions. By integrating mathematical models of key system components with real or synthetic input data, the simulation module enables performance analysis, what-if studies, and predictive assessments that support monitoring, optimization, and decision-making within the digital twin framework.

III-1 The Simulation Framework

The PV system model is formulated as a framework comprising four submodels: astronomical, optical, thermal, and electrical. The main variables associated with each block, together with their interconnections, are illustrated in Fig. 3. This figure depicts the maximum scope of the simulation module, which determines the expected AC power output of the PV system based on the static parameters of the system and basic meteorological data provided as inputs. When additional measurements are available (such as plane-of-array irradiance, module temperature, string current, and voltage) these values can be directly used to compute the plant's output power, allowing certain blocks to be bypassed. Nevertheless, the corresponding blocks may still be employed for model calibration or for monitoring the behavior of specific PV system components.

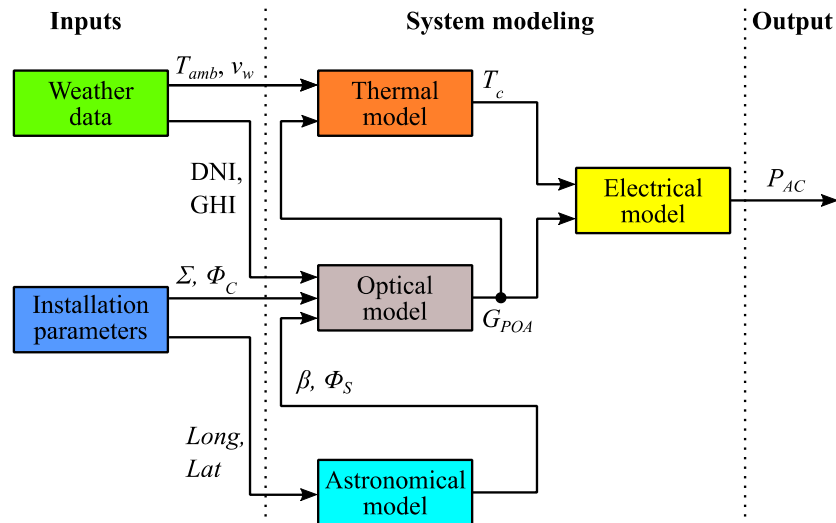


Fig 3. Basic components of the simulation framework

III-2 Astronomical Model

The purpose of the astronomical model is to determine the position of the Sun in the sky for the location of the considered PV system, depending on the day of the year and the time of day. The position of the Sun is defined by two angles: the solar altitude angle β and the solar azimuth angle Φ_s . These angles represent important input variables for calculations within the optical model. Mathematical expressions for determining the solar angles β and Φ_s are derived in many books [10],[11].

III-3 Optical Model

An optical model is necessary to account for the impact of obstacles on the propagation of solar radiation and to determine what percentage of the available solar irradiance will actually reach the PV modules. The crucial output of the optical model is the plane-of-array (POA) irradiance G_{POA} , i.e. the irradiance that is incident on the surface of the PV modules. The orientation of the PV modules is specified by static installation parameters: the azimuth angle (Φ_c) and tilt angle (Σ).

Typical meteorological data often include global horizontal irradiance (GHI), which serves as a universal indicator of the solar potential at a given location. Since the power output of a PV array depends on the POA irradiance, it is necessary to convert the GHI to the plane of the modules. For this purpose, the GHI must first be decomposed into its direct normal irradiance (DNI) and diffuse horizontal irradiance (DHI), after which each component is individually transformed to the plane of the modules. On the other hand, if measuring of POA irradiance is available in the PV system, optical model can be avoided (bypassed).

Several models have been proposed for the decomposition of GHI into DNI and DHI, including the Orgill and Hollands model, the Erbs et al. model, the Boland et al. model, and the DISC and DIRINT models [12]. Decomposition approaches are generally categorized into two types: piecewise empirical models (e.g. Orgill and Hollands, Erbs et al., Boland et al.) and quasi-physical models (e.g. DISC and DIRINT). Piecewise empirical models are purely empirical, relying on correlations between the clearness index ($k_t = \text{GHI} / G_0$) and the diffuse fraction ($k_d = \text{DHI} / \text{GHI}$), where G_0 is the extraterrestrial irradiance. In contrast, quasi-physical models are developed based on physical principles while also incorporating empirical relationships.

The total POA irradiance incident on the module surface is the sum of three components: beam, diffuse, and ground-reflected component. In general, the beam and ground-reflected components are estimated from the DNI using geometric relationships [10], [13]. In contrast, several transposition models have been developed to estimate the diffuse component. These models are typically classified as isotropic (e.g. Liu and Jordan, Koronakis) or anisotropic sky models (e.g. HDKR, Perez et al.) [12]. Isotropic models assume that diffuse sky irradiance is uniformly distributed across the entire sky dome. Under this assumption, the diffuse irradiance received by a tilted surface depends solely on the visible portion of the sky, irrespective of the orientation relative to the Sun. In contrast, anisotropic models account for the non-uniform distribution of diffuse irradiance,

particularly increased intensity near the horizon and in the circumsolar region. In the aforementioned models for calculating irradiance in the POA, the possibility of module shading is not considered.

III-4 Thermal Model

The purpose of the thermal model is to estimate the temperature of PV modules T_c based on meteorological input parameters. On the other hand, if direct measurement of PV module temperature is implemented in the system, the thermal model is not necessary and can be bypassed. Knowing the temperature of PV modules is important, as it significantly affects the efficiency of photovoltaic energy conversion. In commonly used PV technologies, the output power of a PV system typically decreases by more than 3% for every 10°C increase in module temperature.

Thermal models of PV modules are based on heat transfer theory, and numerous modeling approaches can be found in the literature [14]. These models are generally categorized into two main groups: those that use two input variables, and those that rely on three input variables. Two-variable models estimate module temperature based on POA irradiance and ambient temperature (T_{amb}), such as the NOCT and HOMER models. In contrast, three-variable models additionally incorporate wind speed (v_w) as an input variable, such as the Faiman and Sandia models. These models typically provide higher accuracy, particularly in regions characterized by significant and variable wind conditions.

III-5 Electrical Model

The purpose of the electrical model is to describe the electrical behavior of the PV plant. This model determines the expected power output of the PV system based on POA irradiance, PV module temperature, and the system specifications. As illustrated in Fig. 4, the model is divided into two characteristic sections. It should be noted that individual PV arrays and inverters are typically modeled separately, particularly when the PV arrays differ in orientation or configuration.

Several PV module models have been proposed in the literature, ranging from simple approaches that require only a few input parameters to more complex formulations involving detailed PV module characterization [12]. These models can generally be classified into two categories: power-based models and equivalent-circuit models. Power models are based on a single-point efficiency representation of the PV module and estimate the power output at the Maximum Power Point (MPP). Depending on their complexity, they can predict the PV module performance under varying operating conditions with acceptable accuracy. Such models are implemented in software tools such as PVWatts [15] and HOMER [16]. When the full current-voltage (I-V) characteristic of the PV cell is required, models capable of describing its electrical behavior under varying operating conditions must be employed. Various approaches have been proposed to approximate the I-V curve, ranging from empirical models to more physically based formulations. Representative models of this type have been proposed by De Soto et al., Villalva et al., and Walker [12].

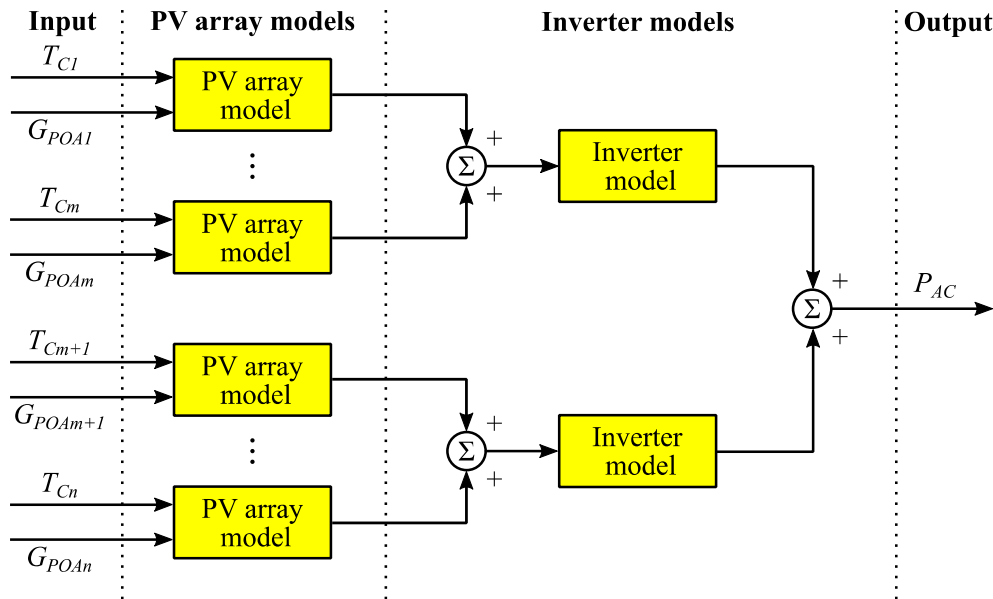


Fig 4. Electrical model layout

One of the most important characteristic of a PV module is its degradation behavior. PV module degradation refers to the gradual decline in their output power over time, which directly affects the total energy yield of the system. Common forms of degradation include light-induced degradation (LID), which occurs within the first days of exposure to sunlight, and potential-induced degradation (PID), which can result from high potential differences between the module and ground. In addition, long-term degradation is driven by exposure to UV radiation, temperature cycling, humidity, and the accumulation of dirt and debris on the module surface. To accurately represent this behavior, degradation is commonly modeled using a piecewise linear curve, which distinguishes between first-year degradation and degradation in subsequent years.

Power conditioning equipment, such as inverters, is used to convert DC power into AC power. In many simplified PV system models, inverter efficiency is represented as a constant value. However, in practice, inverter efficiency depends on both the DC voltage and the load fraction at which the inverter operates. Several approaches have been proposed to model the inverter electrical behavior, including the PVWatts model [15], the Sandia model [17], and the formulation by Nottton et al. [18].

IV INITIAL RESULTS

The initial validation of the simulation module was performed by comparing the calculated values with measurements obtained from a real PV system.

IV-1 Test System

The test system used for this purpose was the living lab of the Faculty of Electrical Engineering and Information Technology (FEEIT), Ss. Cyril and Methodius University in Skopje, North Macedonia, commissioned in 2018. The test system consists of 36 PV modules of type Canadian Solar CS6K-280P, each with a nominal power rating of 280 W. The modules are arranged into two strings of 18 modules and connected to an InfiniSolar

inverter with a nominal power of 10 kW. The modules are mounted on a metal rooftop with a tilt angle of 15° and an azimuth orientation of 10° west of south.

Data acquisition is performed using the Stylitis-10 data recorder, a low-power multi-channel logger designed for meteorological and renewable energy applications. It features configurable analogue channels and digital interfaces (MODBUS RTU and SDI-12), enabling direct integration of smart sensors without external signal conditioning. Remote communication is established via Ethernet, and telemetry is transmitted to the digital twin at 15-minute intervals.

IV-2 Scenario under Consideration

In this paper, we consider a scenario in which the output power of a PV system is calculated using a minimal set of input data, consisting of global horizontal irradiance, ambient temperature, and wind speed. The quality of the simulated output power is evaluated through comparison with real measurements obtained from the test system.

It should be noted that this represents the most complex simulation scenario, as it requires the decomposition of irradiance into direct and diffuse components, as well as the estimation of PV module temperature based on irradiance, ambient temperature, and wind speed. Since both of these transformations are based on empirical models, some degree of error is expected to occur in the results. For PV systems where POA irradiance measurements and/or direct module temperature measurements are available, significantly better agreement between simulated and measured output power is expected.

IV-3 Simulator Configuration

The simulation module is implemented in the Python programming language and makes use of the PVLIB library [19].

Determining the position of the Sun in the sky is a well-established deterministic task. The resulting solar position data,

together with the static parameters of the PV system, are subsequently passed to the optical model.

In the considered scenario, the optical model uses GHI as its only dynamic input parameter. This quantity is provided by the corresponding sensor, and its current value is stored within the digital twin manager. In the current version of the code, the DIRINT method is employed to decompose GHI into its direct and diffuse components [20]. Based on these components, the POA irradiance is then determined using an isotropic sky model.

The thermal model is based on the Sandia PV Array Performance Model (SAPM) [17]. The model coefficients are selected for a close-mounted installation configuration, thereby accounting for limited airflow due to the small gap behind the modules. Finally, the estimated values of POA irradiance and PV module temperature are used as inputs to the electrical model. The DC power output of the PV modules is calculated using the single-diode De Soto PV cell model [21]. The AC output power of the system is then derived from the DC power by applying the NREL inverter model [15].

System degradation is also taken into account, with a degradation rate of 2% assumed for the first year of operation and 0.6% for each subsequent year.

IV-4 Results

For testing the developed simulation module in the presented configuration, one week of data from September 2025 (from 2025-09-15 to 2025-09-22) was used. The diagrams of GHI, ambient temperature, and wind speed are shown in Fig. 5.

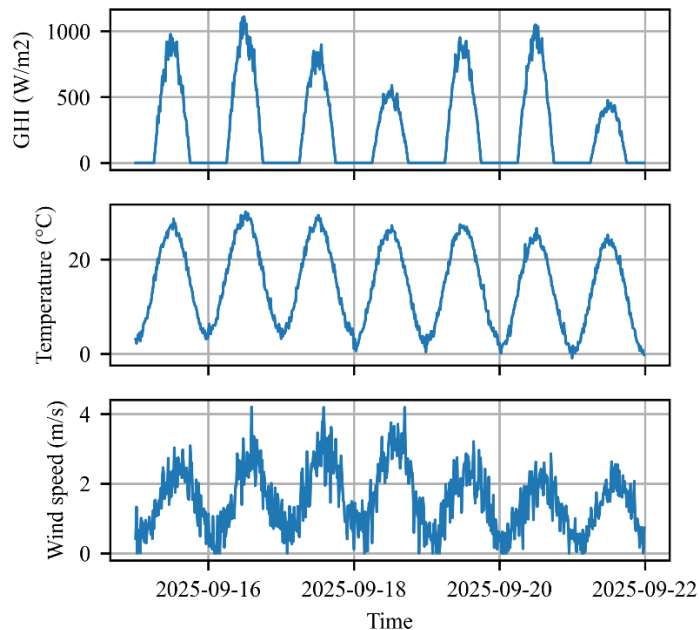


Fig 5. Sample input data

The results for two illustrative days, presented as a comparison between the measured and simulated AC output power, are shown in Fig. 6. Based on the presented diagrams, it can be observed that larger errors occur during the mostly sunny days (example day: 2025-09-16). The agreement between measured and simulated values is very good during the morning and afternoon hours, while deviations occur around solar noon.

During partly cloudy days (example day: 2025-09-18), the overall agreement is improved, with simulated and measured values matching reasonably well throughout the day.

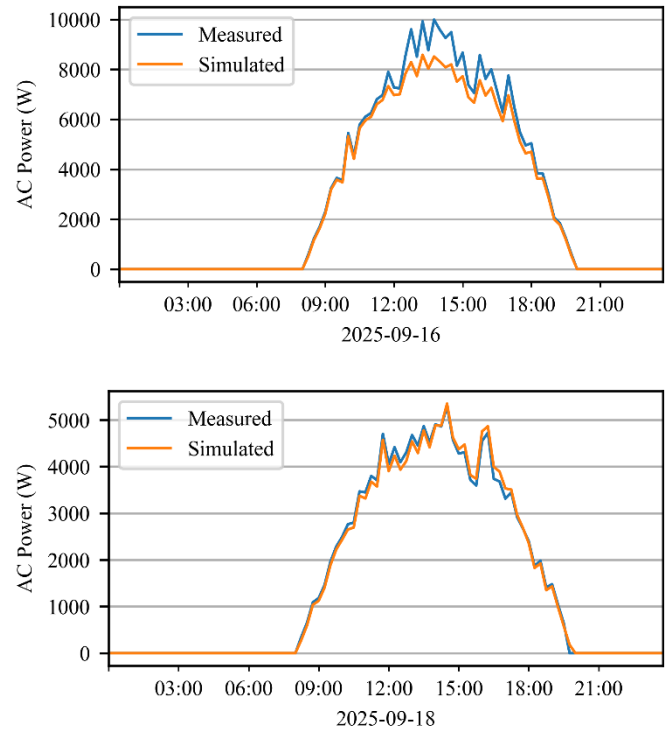


Fig 6. Comparison between measured and simulated power output of the FEEIT PV system during a mostly sunny day (2025-09-16) and a partly cloudy day (2025-09-18)

The performance metrics, including the normalized root mean square error (nRMSE) and the normalized mean absolute error (nMAE), are summarized in Table 1. The values are presented separately for the illustrative mostly sunny day, the illustrative partly cloudy day, and for the entire week. During the calculation of these indices, nighttime hours were excluded, since due to zero irradiance the measured and simulated values coincide without error.

Table 1. Error metrics (with night hours excluded)

Period	nRMSE	nMAE
2025-09-16	6.25%	4.65%
2025-09-18	1.19%	1.04%
Whole week	3.48%	2.27%

IV-5 Further Work

Although the presented simulator configuration yields satisfactory results, further improvements are considered possible. Future work will include the evaluation of alternative models for irradiance decomposition and PV module temperature estimation. In addition, parameters that are not known with complete certainty (such as the degradation rate of PV modules or the thermal model coefficients, which depend on the mounting configuration) may be identified and fitted using optimization-based approaches.

V CONCLUSION

This paper highlights the importance of digitalization of the power system as a key enabler for increasing the penetration of renewable energy sources. Particular emphasis is placed on the digital twin concept, which offers significant potential for improving monitoring, planning, and optimization processes. The work focuses on the initial steps in the development of a simulation module for a digital twin of a PV system within the GoToTWIN project.

The results demonstrate that it is possible to develop simulation routines capable of estimating the output power of a PV system using a limited set of input data, consisting of global horizontal irradiance, ambient temperature, and wind speed. Such a simulation module can be employed for PV system performance monitoring, fault detection, and optimization. As further reductions in output power estimation error are considered achievable, future work will investigate alternative optical, thermal, and electrical models, as well as parameter fitting techniques based on measurements obtained from the monitored PV system.

ACKNOWLEDGEMENT

This research was financially supported in part by the Advancing Renewable Energy in the Adriatic Ionian Region through the Use of Digital Twins (GoToTWIN) project, which is financed by the Interreg IPA ADRION Programme No. IPA-ADRION00406.

REFERENCES

- [1] Jain, A., Yamujala, S., Gaur, A., Das, P., Bhakar, R., Mathur, J. Power sector decarbonization planning considering renewable resource variability and system operational constraints, *Applied Energy*, Vol. 331, 120404, 2023. doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120404
- [2] Flores, F., Feijoo, F., DeStephano, P., Herc, L., Pfeifer, A., Duić, N. Assessment of the impacts of renewable energy variability in long-term decarbonization strategies, *Applied Energy*, Vol. 368, 123464, 2024. doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123464
- [3] Yeboah, S.J., Nunoo, S., Attachie, J.C., Asihene, W.D., Asumah, E.Y. Impact and integration techniques of renewable energy sources on smart grid operations: A systematic review, *Scientific African*, Vol. 29, e02845, 2025. doi.org/10.1016/j.sciaf.2025.e02845
- [4] Renewables 2025 Global Status Report Collection. <https://www.ren21.net/gsr-2025/> [pristupljeno 06.03.2026]
- [5] Pandey, V., Sircar, A., Bist, N., Solanki, K., Yadav, K. Accelerating the renewable energy sector through Industry 4.0: Optimization opportunities in the digital revolution, *International Journal of Innovation Studies*, Vol. 7, No. 2, pp. 171-188, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijis.2023.03.003>
- [6] The GoToTWIN project: Advancing Renewable Energy in the Adriatic Ionian Region through the Use of Digital Twins, <https://gototwin.interreg-ipa-adrion.eu/> [pristupljeno 18.02.2025]
- [7] Grieves M., Vickers J. Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems, In: Kahlen, J., Flumerfelt, S., Alves, A. (eds) *Transdisciplinary Perspectives on Complex Systems*, Springer, 2017. https://doi.org/10.1007/978-3-319-38756-7_4
- [8] Mbasso, W.F., Harrison, A., Dagal, I., Jangir, P., Khishe, M., Kotb, H., Shaikh, M.S., Serat, A., Donfack, E.F., Kumar, R. Digital twins in renewable energy systems: A comprehensive review of concepts, applications, and future directions, *Energy Strategy Reviews*, Vol. 61, 101814, 2025. doi.org/10.1016/j.esr.2025.101814
- [9] Abdessadak, A., Ghennioui, H., Thirion-Moreau, N., Elbhiri, B., Abraim, M., Merzouk, S. Digital twin technology and artificial intelligence in energy transition: A comprehensive systematic review of applications, *Energy Reports*, Vol. 13, pp. 5196–5218, 2025. doi.org/10.1016/j.egyr.2025.04.060
- [10] Masters, G.M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, New York: Wiley Interscience, 2004. <https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/57696e6420706f7765722073797374656d73.pdf> [pristupljeno 6.03.2026]
- [11] Duffie, J.A., Beckman, W.A., Blair, N. *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind*, Wiley, New York, 2020. doi.org/10.1002/9781119540328
- [12] Roberts, J.J., Zevallos, A.A.M., Cassula, A.M. Assessment of photovoltaic performance models for system simulation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 72, pp. 1104–1123, 2017. doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.022
- [13] Yadav, A.K., Chandel, S.S. Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 23, pp. 503–513, 2013. doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.027
- [14] Osama A., Tina G.M., Gagliano A. Thermal models for mono/bifacial modules in ground/floating photovoltaic systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 216, 115627, 2025. doi.org/10.1016/j.rser.2025.115627
- [15] Dobos, A.P. PVWatts Version 5 Manual, NREL, Golden, CO, USA, Technical Report NREL/TP-6A20-62641, 2014. doi.org/10.2172/1158421
- [16] Lambert, T., Gilman, P., Lilienthal, P. Micropower system modeling with Homer, In: Felix A. Farret B.E., Godoy Simões, M. (eds), *Integration of alternative sources of energy*, John Wiley & Sons Inc, Ch. 15, pp. 379–418, 2006. doi.org/10.1002/0471755621.ch15
- [17] King, D., Gonzalez, S., Galbraith, G., Boyson, W. Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters, SAND2007-5036, Sandia National Laboratories, <https://www.osti.gov/servlets/purl/920449> [pristupljeno 16.02.2026]
- [18] Notton, G., Lazarov, V., Stoyanov, L. Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations, *Renewable Energy*, Vol. 35, No. 2, pp. 541–554, 2010. doi.org/10.1016/j.renene.2009.07.013
- [19] Anderson, K., Hansen, C., Holmgren, W., Jensen, A., Mikofski, M., Driesse, A. pvlb python: 2023 project update, *Journal of Open Source Software*, Vol. 8, No. 92, pp. 5994, 2023. doi.org/10.21105/joss.05994
- [20] Perez, R., Ineichen, P., Maxwell, E., Seals, R., Zelenka, A. Dynamic Global-to-Direct Irradiance Conversion Models, *ASHRAE Transactions-Research Series*, Vol. 98, No. 1, pp. 354-369, 1992. [https://www.cuepe.ch/html/biblio/pdf/perez-ineichen%201992%20-%20dynamic%20global-to-direct%20irradiance%20conversion%20model%20\(ashrae\).pdf](https://www.cuepe.ch/html/biblio/pdf/perez-ineichen%201992%20-%20dynamic%20global-to-direct%20irradiance%20conversion%20model%20(ashrae).pdf) [pristupljeno 16.02.2026]
- [21] De Soto, W., Klein, S. A., Beckman, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance, *Solar Energy*, Vol. 80, No. 1, pp. 78–88, 2006. doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010

AUTHORS

Čedomir Zeljković – University of Banja Luka, Faculty of Electrical Engineering, cedimir.zeljkovic@etf.unibl.org, ORCID [0000-0002-1467-0035](https://orcid.org/0000-0002-1467-0035)

Predrag Mršić – University of Banja Luka, Faculty of Electrical Engineering, predrag.mrsic@etf.unibl.org, ORCID [0000-0002-8717-7292](https://orcid.org/0000-0002-8717-7292)

Petar Matić – University of Banja Luka, Faculty of Electrical Engineering, petar.matic@etf.unibl.org, ORCID [0000-0001-9954-374X](https://orcid.org/0000-0001-9954-374X)

Bojan Erceg – University of Banja Luka, Faculty of Electrical Engineering, bojan.erceg@etf.unibl.org, ORCID [0000-0002-4813-0467](https://orcid.org/0000-0002-4813-0467)

Branko Blanuša – University of Banja Luka, Faculty of Electrical Engineering, branko.blanusa@etf.unibl.org, ORCID [0000-0003-1005-3985](https://orcid.org/0000-0003-1005-3985)

Mario Vražić – University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing, mario.vrazic@fer.hr, ORCID [0000-0001-9065-7134](https://orcid.org/0000-0001-9065-7134)

Luka Budin – University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing, luka.budin@fer.hr, ORCID [0000-0001-6334-9638](https://orcid.org/0000-0001-6334-9638)

Daniel Denkovski – Ss Cyril and Methodius University, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, daniel.d@feit.ukim.edu.mk, ORCID [0000-0001-6010-4387](https://orcid.org/0000-0001-6010-4387)

Živko Kokolanski – Ss Cyril and Methodius University, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, kokolanski@feit.ukim.edu.mk, ORCID [0000-0003-4372-1273](https://orcid.org/0000-0003-4372-1273)

Razvoj simulacionog modula za primjenu u okviru digitalnih blizanaca fotonaponskih elektrana

Rezime – Proces digitalizacije omogućava bržu integraciju obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem i unapređuje planiranje i upravljanje njihovim radom. Među savremenim digitalnim tehnologijama posebno se izdvajaju digitalni blizanci, kao virtuelne replike fizičkih elemenata sistema, pogodne za praćenje performansi i optimizaciju. U ovom radu predstavljeni su prvi koraci u razvoju simulacionog modula za digitalne blizance fotonaponskih (PV) sistema. Predloženi modul implementiran je u programskom jeziku Python i zasnovan je na modularnoj strukturi koju čine astronomski, optički, termički i električni podmodeli za procjenu AC izlazne snage PV sistema. Razmatra se zahtjevan simulacioni scenario u kojem se izlazna snaga sistema izračunava na osnovu minimalnog seta ulaznih podataka, koji obuhvata globalnu horizontalnu iradijansu, ambijentalnu temperaturu i brzinu vjetra. Simulacioni rezultati validirani su poređenjem sa mjerenjima sa realnog PV sistema, pri čemu je pokazano zadovoljavajuće slaganje uprkos ograničenoj dostupnosti ulaznih podataka. Razvijeni simulacioni modul predstavlja veoma važnu komponentu implementacije digitalnih blizanaca PV sistema i može se koristiti za praćenje performansi, detekciju kvarova i optimizaciju.

Ključne reči – digitalni blizanac, fotonaponski sistem, simulacioni modul

Mogućnosti i izazovi za rad agregatora u Republici Srbiji

Dunja Grujić*, Nikola Tošić**, Jelena Stojković Terzić*, Jelisaveta Krstivojević*

*Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu

** Elektromreža Srbije AD

Rezime - Energetska tranzicija i ciljevi dekarbonizacije uslovlili su intenzivnu integraciju proizvodnih kapaciteta zasnovanih na obnovljivim izvorima energije u elektroenergetski sistem. U tom kontekstu, regulatorni okvir omogućava različite modele učešća obnovljivih izvora, uključujući proizvođače, kupce-proizvođače i aktivne kupce. Za razliku od tradicionalnih distributivnih sistema, u kojima je tok električne energije uglavnom bio od prenosnog sistema ka krajnjim potrošačima, povećano učešće distribuiranih izvora dovodi do značajnih promena tokova snage i načina upravljanja sistemom. Međutim, s obzirom na to da elektroenergetski sistem postoji radi pouzdanog snabdevanja krajnjih potrošača, neophodno je u svakom trenutku obezbediti stabilnost sistema i sigurnost snabdevanja. Zbog izražene varijabilnosti proizvodnje iz obnovljivih izvora, nameće se potreba za povećanjem fleksibilnosti sistema koji je prvobitno projektovan kao relativno krut. U tom cilju omogućeno je učešće skladišta električne energije, kao i različiti tržišni mehanizmi. Kako bi različiti tržišni učesnici mogli efikasno doprineti energetske tranziciji uz očuvanje sigurnosti snabdevanja, uveden je novi učesnik na tržištu - agregator. Agregatori vrše objedinjavanje proizvodnje, potrošnje i fleksibilnosti većeg broja učesnika na tržištu, između ostalog omogućavajući kupovinu i prodaju električne energije, pružanje pomoćnih usluga operatorima sistema, kao i smanjenje troškova balansiranja. U ovom radu biće analiziran regulatorni okvir i relevantni strateški dokumenti Republike Srbije koji se odnose na agregatore, razmatraće se uslovi i mogućnosti za njihov rad, biće identifikovani potencijalni izvori fleksibilnosti u elektroenergetskom sistemu Republike Srbije, kao i ključni izazovi koji stoje pred početkom rada prvih agregatora u Republici Srbiji.

Ključne reči - agregator, fleksibilnost sistema, obnovljivi izvori energije, pomoćne usluge, regulativa

I UVOD

Energetska tranzicija iz godine u godinu postaje sve neophodnija usled intenzivnog zagađenja životne sredine i klimatskih promena. Tranzicija, između ostalog, podrazumeva prelazak proizvodnje električne energije sa tradicionalnih fosilnih goriva na obnovljive izvore energije. U okolnostima tranzicije proizvodnja električne energije postaje varijabilna i teško predvidiva uz veliki broj distribuiranih proizvodnih resursa kako na prenosnom tako i na distributivnom elektroenergetskom sistemu. Navedeno, između ostalog, dovodi do otežanog planiranja rada i upravljanja sistemom, promenjenih tokova snaga, većeg opterećenja sistema, zagušenja, povećanja gubitaka u pojedinim delovima sistema i potrebom za značajnim

investicijama kako bi se priključili novi korisnici sistema.

Kako bi se navedeni izazovi delimično prevazišli, uz održanje sigurnosti snabdevanja, potrebno je intenzivno raditi na implementaciji naprednih mernih sistema, automatizaciji i digitalizaciji sistema i unapređenju fleksibilnosti sistema kroz investicije u sistem, skladištenje električne energije i različite tržišne mehanizme kao što su dinamičke tarife, upravljanje potrošnjom i agregacija.

U okviru ovog rada razmatra se uloga i značaj agregatora u savremenom elektroenergetskom sistemu Republike Srbije. Na početku rada dat je osvrt na položaj agregatora u strateškim dokumentima i važećem regulatornom okviru. Analiza obuhvata relevantne nacionalne strateške dokumente, uključujući Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan (u daljem tekstu: INEKP) [1], Strategiju razvoja energetike [2], Plan razvoja prenosnog sistema [3], Plan razvoja distributivnog sistema [4] i Akcioni plan pravedne tranzicije [5], kao i ključne propise iz oblasti energetike, među kojima su Zakon o energetici [6], Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije [7], Pravila o radu tržišta [8] i Pravila o radu prenosnog sistema [9].

Poseban akcenat u analiziranim dokumentima stavljen je na potrebu povećanja fleksibilnosti elektroenergetskog sistema, što je direktno povezano sa razvojem novih tržišnih uloga i mehanizama, među kojima agregatori zauzimaju sve značajnije mesto. Iako u Republici Srbiji već postoji osnovni zakonski okvir koji omogućava obavljanje agregatorske delatnosti, uočeno je da pojedina ključna pitanja još uvek nisu adekvatno uređena. Pre svega, nedostatak jasno definisanog postupka za sticanje licence za agregatore predstavlja jedno od osnovnih ograničenja za njihovo praktično funkcionisanje i širu primenu na tržištu.

U nastavku rada razmatrane su mogućnosti i tehnički preduslovi za rad agregatora, kao i stepen spremnosti tržišta električne energije, operatora sistema i ostalih tržišnih učesnika za pojavu i razvoj prvih agregatora. Analiza je pokazala da, iako postoji odgovarajući regulatorni osnov, dalji razvoj tržišta, povećanje broja aktivnih učesnika i jačanje tržišnih mehanizama predstavljaju ključne preduslove za punu primenu tržišnih principa u oblasti agregacije. Posebno je naglašena potreba za intenzivnijom implementacijom naprednih mernih sistema, kao i za razvojem savremenih i pouzdanih komunikacionih sistema, kako između operatora sistema i agregatora, tako i između agregatora i članova agregatorskih grupa.

Pored regulatornih i tehničkih aspekata, analizirani su i izvori fleksibilnosti u elektroenergetskom sistemu Republike Srbije kao potencijalni članovi agregatorskih grupa. Utvrđeno je da u

Republici Srbiji postoje značajni fleksibilni resursi koji mogu biti uključeni u procese agregacije, uključujući proizvođače i krajnje kupce sa upravljivom potrošnjom. U narednom periodu očekuje se povećanje njihove fleksibilnosti, kao i pojava novih tipova fleksibilnih resursa, poput skladišta električne energije.

Na kraju rada dat je pregled ključnih izazova sa kojima se suočavaju kompanije zainteresovane za obavljanje agregatorske delatnosti u Republici Srbiji.

II STRATEŠKI OKVIR ENERGETSKE TRANZICIJE I ULOGA AGREGATORA U REPUBLICI SRBIJI

Više ključnih strateških dokumenata Republike Srbije [1-5] prepoznaje da će fleksibilnost sistema u narednom periodu predstavljati jedan od presudnih preduslova za pouzdanu i ekonomičnu integraciju varijabilnih obnovljivih izvora energije što je ključni preduslov za energetske tranzicije. Ova orijentacija je jasno izražena kroz INEKP [1], u kojem je agregator identifikovan kao jedan od ključnih aktera energetske tranzicije, ali i kroz Strategiju razvoja energetike Republike Srbije [2], kao i planove razvoja prenosnog i distributivnog sistema [3, 4], koji potvrđuju potrebu za razvojem tržišnih mehanizama i povećanjem fleksibilnosti sistema.

INEKP definiše povećanje fleksibilnosti sistema i unapređenje kvaliteta snabdevanja kao prioritetne ciljeve, koji se ostvaruju kroz razvoj pametnih mreža, agregaciju, upravljanje potrošnjom, skladištenje električne energije i distribuiranu proizvodnju. Poseban akcenat stavljen je na uvođenje tržišno zasnovanog formiranja cena električne energije, cenovnih signala u realnom vremenu, kao i na integraciju i spajanje tržišta dan-unapred i unutar-dnevnog tržišta [1]. U okviru INEKP predviđen je i razvoj regulatornog okvira za rad agregatora u periodu 2024–2030, uz niz pratećih reformskih i investicionih mera, uključujući ulaganja u digitalizaciju sistema i uvođenje naprednih mernih uređaja u ukupnom iznosu većem od 40 miliona € [1].

Investicione mere definisane u INEKP stvaraju ključne preduslove za praktičan početak rada agregatora, prvenstveno kroz digitalizaciju sistema i implementaciju naprednih mernih sistema koji omogućavaju aktivno upravljanje potrošnjom, fleksibilno tarifiranje i efikasniju integraciju varijabilnih obnovljivih izvora. Procenjuje se da upravljiva potrošnja u rezidencijalnom sektoru u Republici Srbiji iznosi oko 25% [2], što predstavlja značajan potencijal za balansiranje varijacija proizvodnje iz obnovljivih izvora. Uz dalji razvoj prenosnog i distributivnog sistema, kao i prateće mere u oblasti elektromobilnosti i skladištenja energije, ovi strateški dokumenti jasno ukazuju na to da agregatori imaju važnu ulogu u sprovođenju energetske tranzicije i očuvanju sigurnosti snabdevanja.

III REGULATORNI OKVIR ZA AGREGATORE U REPUBLICI SRBIJI

Regulatorni okvir Republike Srbije kojim se uređuje rad agregatora zasniva se na više zakonskih i podzakonskih akata iz energetskog sektora, pri čemu su relevantne odredbe raspoređene kroz različite propise. Ključni zakonski osnov čine Zakon o energetici [6], Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije [7] i Zakon o energetske efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije [10], dok su operativni aspekti uređeni podzakonskim aktima,

kao što su Pravila o radu tržišta [8] i Pravila o radu prenosnog sistema [9]. Ovakva struktura regulative ukazuje na to da je oblast agregiranja prepoznata, ali još uvek nije u potpunosti zaokružena.

Agregator je definisan kao pravno ili fizičko lice koje se bavi agregiranjem, odnosno objedinjavanjem potrošnje i/ili proizvodnje električne energije većeg broja korisnika sistema radi kupovine, prodaje ili učešća na tržištima električne energije [6,10]. Takođe, agregator je prepoznat i kao potencijalni korisnik podsticaja [10].

Agregiranje je definisano kao energetska delatnost za koju je neophodno posedovanje odgovarajuće licence [6]. Međutim, uslovi za izdavanje licence još uvek nisu definisani Pravilnikom o licenci za obavljanje energetske delatnosti i sertifikaciji [11], što u praksi onemogućava početak rada prvih agregatora.

U postojećem okviru moguće je organizovati zajedničko tržišno nastupanje više subjekata kroz koncept balansne odgovornosti, ali takav model nema formalno regulatorno priznanje agregatora kao posebnog učesnika na tržištu, a ovakav način nastupanja nije moguće realizovati učešćem na balansnom tržištu.

Na osnovu postojeće regulative [6-10], članovi agregatorske grupe mogu biti svi korisnici elektroenergetskog sistema, uključujući proizvođače električne energije, krajnje kupce, kupce-proizvođače, aktivne kupce, skladišta električne energije, punionice električnih vozila, kao i energetske zajednice građana i zajednice obnovljivih izvora energije.

Agregator i članovi agregatorske grupe istovremeno su i korisnici sistema i učesnici na tržištu električne energije, pri čemu su u obavezi da uredi pristup sistemu i balansnu odgovornost.

Agregator je finansijski odgovoran za odstupanja koja izazove u sistemu [6]. Balansnu odgovornost agregator može urediti tako što će samostalno postati balansno odgovorna strana zaključenjem ugovora sa operatorom prenosnog sistema i dostavljanjem instrumenta obezbeđenja plaćanja (čija vrednost zavisi od obima aktivnosti i strukture agregatorske grupe), ili prenosnom balansne odgovornosti na drugu balansno odgovornu stranu [6,8]. Pristup sistemu uređuje zaključenjem ugovora sa operatorom prenosnog ili distributivnog sistema [6] u zavisnosti od naponskog nivoa na koji su članovi agregatorske grupe priključeni. Međutim, tema pristupa sistema za agregatore nije prepoznata i detaljnije obrađena podzakonskim aktima [9,12].

Odnosi između agregatora i članova agregatorske grupe uređuju se ugovorom o agregiranju. Sadržina ugovora o agregiranju, kao i uslovi za njegovo zaključenje, će biti definisani izmenama i dopunama Uredbe o uslovima isporuke i snabdevanja električne energije [13] koje u trenutku pisanja ovog rada nisu usvojene.

Agregator može biti i snabdevač i balansno odgovorna strana za korisnika sistema koji je član agregatorske grupe, a može delovati i potpuno nezavisno od snabdevača i balansno odgovorne strane kao nezavisni agregator.

U skladu sa regulativom agregator ima mogućnost naplate naknade za prevremeni raskid ugovora o agregiranju, pod strogo definisanim uslovima. Agencija za energetiku Republike Srbije može pružati stručnu pomoć u slučaju spora između agregatora i člana agregatorske grupe [6].

Pravo na promenu agregatora i kolektivnu promenu agregatora je zagarantovano, ali podzakonska akta (Pravila o promeni snabdevača [14]) koja bi detaljno uredila ove postupke, kao i rok od 24 časa za promenu snabdevača i agregatora [6] još uvek nisu u potpunosti usaglašena sa važećim zakonskim rešenjima.

Pored navedenog, efikasan rad agregatora uslovljen je razvijenim mehanizmima razmene podataka između OPS, ODS, snabdevača, agregatora i korisnika sistema. Iako zakonski okvir [6-10,12-14] predviđa obavezu vođenja ažurnih baza podataka i nediskriminatornu i transparentnu razmenu podataka uz zaštitu komercijalno osetljivih i ličnih informacija, neophodna softverska i regulatorna rešenja još uvek nisu u potpunosti implementirana.

Shodno prethodno navedenom, za nesmetan početak rada agregatora u Republici Srbiji neophodno je doneti izmene i dopune ključnih podzakonskih akata kojima bi se specificirao rad agregatora [9,11-14], između ostalog u oblasti licenciranja, uslova zaključenja ugovora o agregiranju, promene snabdevača i agregatora, kao i pristupa sistemu za agregatore.

IV MOGUĆNOSTI ZA RAD AGREGATORA U REPUBLICI SRBIJI

Nakon razmatranja strateških ciljeva Republike Srbije i regulatornog okvira koji uređuje oblast agregiranja, u ovom poglavlju razmatrane su mogućnosti za rad agregatora na tržištu električne energije i ostvarivanja prihoda.

Kao tržišni učesnik, agregator ima pristup svim oblicima tržišta električne energije u Republici Srbiji, uključujući bilateralno, organizovano i balansno tržište, tržište prenosnih kapaciteta između zona trgovanja, kao i tržište pomoćnih usluga. Trgovanje električnom energijom moguće je u svim vremenskim okvirima tržišta, odnosno na terminskom, tržištu za dan unapred i unutar dnevnog tržištu [6]. Praktična primena zakonskog okvira omogućena je kroz Pravila o radu tržišta [8] i Pravila o radu prenosnog sistema [9], koja na operativnom nivou definišu tehničke i tržišne uslove učešća agregatora, uz očuvanje sigurnosti i pouzdanosti sistema.

Agregatori mogu slobodno i bez saglasnosti drugih učesnika učestvovati na svim tržištima električne energije, kako individualno, tako i kao objedinitelji drugih tržišnih učesnika. Zakonski okvir [6] posebno prepoznaje značaj agregiranja krajnjih kupaca i malih preduzeća, omogućavajući im zajednički nastup na tržištu kroz objedinjavanje proizvodnje iz distribuiranih izvora i upravljive potrošnje. Evropske direktive [15,16,17] dodatno naglašavaju ulogu agregatora u unapređenju energetske efikasnosti, upravljanju potrošnjom, skladištenju energije i premeštanju opterećenja van perioda vršnog opterećenja, kao i u razvoju novih modela snabdevanja, uključujući peer-to-peer (P2P) model [18].

Osnovni mehanizam delovanja agregatora predstavlja upravljanje potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem električne energije članova agregatorske grupe [19]. Upravljanje može biti eksplicitno, putem direktnih naloga za povećanje ili smanjenje potrošnje ili proizvodnje, ili implicitno, kroz cenovne signale i dinamičke tarife [20] koje utiču na ponašanje članova. Eksplicitno upravljanje može se sprovesti automatski, uz pomoć daljinski upravljanih uređaja, ili manuelno, kroz obaveštenja

korisnicima. U oba slučaja, članovi agregatorske grupe menjaju svoj inicijalno planirani način rada uz odgovarajuću finansijsku nadoknadu ili uštedu, pri čemu su svi uslovi definisani ugovorom o agregiranju. Postojeći primeri daljinskog upravljanja potrošnjom u Srbiji, poput upravljanja sistemima za grejanje u domaćinstvima od strane operatora distributivnog sistema [21], ukazuju na tehničku izvodljivost sličnih modela koje bi mogli primenjivati i agregatori.

U slučaju aktivacije upravljanja potrošnjom ili proizvodnjom, predviđeni su mehanizmi finansijskog poravnanja kako bi se izbegli negativni efekti rada agregatora po snabdevače i balansno odgovorne strane [6,8]. Finansijsko poravnanje zasniva se na osnovnoj liniji potrošnje¹ i sprovodi se u skladu sa vrstom ugovora koji krajnji kupac ima, pri čemu se obezbeđuje neutralnost komercijalnih odnosa i ograničava visina nadoknade isključivo na pokrivanje nastalih troškova [8]. Time se omogućava razvoj eksplicitne fleksibilnosti bez narušavanja tržišne ravnoteže.

Praktična upotreba upravljanja članovima agregatorske grupe se ogleda u mogućnosti smanjenja troškova debalansa balansno odgovornoj strani, kao i mogućnosti agregatora da pružaju usluge fleksibilnosti operatorima prenosnog i distributivnog sistema uz ostvarenje prihoda i ušteda kako za sebe, tako i za članove agregatorske grupe. Usluge fleksibilnosti uključuju frekventne i nefrekventne pomoćne usluge, redispečing i buduće usluge fleksibilnosti na distributivnom sistemu. Nabavka ovih usluga vrši se na tržišnim, transparentnim i nediskriminatornim principima, pri čemu agregatori, objedinjavanjem različitih resursa, mogu efikasnije odgovoriti na potrebe operatora sistema u odnosu na pojedinačne učesnike. Tako npr. u slučaju viška električne energije u sistemu agregatori mogu izdati nalog kupcima da povećaju potrošnju, proizvođačima da smanje proizvodnju, a skladištima da skladište energiju, i obrnuto u slučaju nedostatka energije u sistemu.

Iako je tržište pomoćnih usluga u Republici Srbiji formalno uspostavljeno na tržišnim osnovama početkom 2026. godine [8], njegov potpuni razvoj i funkcionalnost očekuju se tek nakon perioda prilagođavanja i povećanja broja učesnika. Razvoj tržišta fleksibilnosti na distributivnom nivou dodatno je uslovljen donošenjem izmena i dopuna Pravila o radu distributivnog sistema [12], bez kojih agregatori u ovom segmentu još uvek ne mogu ostvariti pun potencijal svog delovanja.

Pored navedenog, agregator može objediniti nabavku, odnosno prodaju električne energije za veći broj krajnjih kupaca, uključujući kupce-proizvođače, aktivne kupce i punionice električnih vozila, kao i proizvođače i/ili skladišta, čime se omogućava nastup na tržištu sa većim količinama električne energije radi ostvarivanja povoljnijih cena i veće konkurentnosti. Ovakav pristup je naročito značajan za krajnje kupce sa sopstvenom proizvodnjom koji višak električne energije isporučuju u elektroenergetski sistem. Agregator objedinjavanjem njihovih viškova omogućava

¹ Osnovna linija potrošnje - Osnovna linija za slučaj aktivacije resursa za pružanje usluge balansiranja predstavlja poslednji plan planskog preuzimanja odnosno injektiranja energije u/iz sistema koji je dostavio pružalac usluge balansiranja pre početka aktivacije, odnosno pre davanja naloga. Za administraciju podataka o osnovnoj liniji zadužen je OPS.

izlazak na tržište sa konkurentnim količinama i ostvarivanje znatno povoljnijih cena u odnosu na individualni nastup (npr. na organizovano tržište koje u Republici Srbiji administrira SEEPEX [22]). Pored toga, agregator ima važnu ulogu u kolektivnim šemama snabdevanja, poput energetskih zajednica [23] i P2P modela [18], gde optimizacijom kombinacije proizvođača i potrošača, kao i upravljanjem proizvodnjom, potrošnjom i skladištenjem, doprinosi dodatnim uštedama i prihodima članova agregatorske grupe. Takođe, agregator može efikasno upravljati radom punionica električnih vozila i ukupnom potrošnjom električne energije, prilagođavajući je cenovnim signalima sa tržišta tako da se potrošnja povećava u periodima nižih, a smanjuje u periodima viših cena električne energije.

U cilju povećanja fleksibilnosti sistema mogu se uvesti i dinamičke tarife za pristup sistemu, kao i napredni modeli obračuna pristupa sistemu [24]. U takvim okolnostima agregator bi takođe mogao da ima važnu ulogu u optimizaciji troškova članova agregatorske grupe.

V TEHNIČKI USLOVI ZA RAD AGREGATORA U REPUBLICI SRBIJI

Nakon sagledavanja strateških opredeljenja Republike Srbije, relevantnog regulatornog okvira u oblasti agregacije i mogućnosti za rad agregatora na tržištu električne energije, u ovom poglavlju razmatraju se tehnički uslovi za njihovo funkcionisanje. Iako su ciljevi u oblasti energetske tranzicije i unapređenja fleksibilnosti sistema jasno definisani, njihova realizacija u velikoj meri zavisi od tehničke spremnosti sistema, operatora sistema, kao i samih agregatora i članova njihovih agregatorskih grupa. Stabilan, pouzdan i dovoljno fleksibilan sistem, uz visok nivo digitalizacije, napredne merne sisteme i mogućnosti daljinskog nadzora i upravljanja u realnom vremenu, predstavlja osnovni tehnički preduslov za efikasno funkcionisanje agregatora i njihovo aktivno učešće na tržištu električne energije.

Razvoj tehničkih uslova za rad agregatora neraskidivo je povezan sa razvojem sistema, naročito u kontekstu očekivanog značajnog povećanja instaliranih kapaciteta proizvodnje iz varijabilnih obnovljivih izvora energije. Povećana varijabilnost proizvodnje dovodi do složenijeg planiranja, balansiranja i upravljanja sistemom, kao i do potrebe za dodatnim ulaganjima u mrežnu infrastrukturu i fleksibilne resurse. Operatori sistema planiraju razvoj sistema u dvogodišnjim ciklusima, pri čemu se pored klasičnih mrežnih ulaganja sve više razmatraju alternativni resursi, kao što su upravljanje potrošnjom, skladištenje energije i unapređenje energetske efikasnosti [3,4]. Rezultati ovih analiza koriste se za definisanje uslova priključenja novih proizvodnih objekata, uključujući i obaveze u pogledu obezbeđenja balansne rezerve. Tako su poslednje analize [3,25] pokazale da u Republici Srbiji ne postoji dovoljno balansne rezerve te je propisana obaveza svim proizvođačima iz varijabilnih obnovljivih izvora da instaliraju i skladište električne energije [7]. Ovakve mere u značajnom otežavaju sprovođenje tranzicije jer povećavaju trošak izgradnje proizvodnih objekata. Očekivano je da će u narednom periodu postojati potrebe za sve većom balansnom rezervom te će u tom svetlu agregator moći da da značajan doprinos u povećanju fleksibilnosti sistema uz olakšavanje integracije novih proizvodnih kapaciteta.

U ovom kontekstu važno je pomenuti iskustva iz drugih zemalja (npr. „Nemački paradoks“) koja pokazuju da dobro planiranje, precizne prognoze i efikasno korišćenje fleksibilnih resursa mogu značajno smanjiti potrebu za balansnom energijom čak i uz rast udela varijabilnih obnovljivih izvora energije [26], što dodatno naglašava važnost agregatora kao ujedinitelja i optimizatora fleksibilnih resursa.

Pored navedenog, jedan od ključnih tehničkih preduslova za rad agregatora jeste široka implementacija naprednih mernih sistema, koji omogućavaju merenje električne energije na 15-minutnom nivou, a za pružanje usluga balansiranja čak i na minutnom nivou. Ovakvo merenje neophodno je kako za praćenje realizacije naloga agregatora prema članovima agregatorske grupe, tako i za potrebe operatora sistema u okviru balansnog tržišta i tržišta fleksibilnosti. Iako su na prenosnom sistemu napredni merni sistemi u potpunosti implementirani, na distributivnom nivou njihova zastupljenost je i dalje ograničena, naročito kod krajnjih kupaca na niskom naponu [27]. Međutim, regulatorni okvir omogućava ugradnju naprednih brojlara na zahtev korisnika o sopstvenom trošku [6], čime se stvaraju tehnički uslovi da svi potencijalni članovi agregatorskih grupa budu adekvatno opremljeni.

Pored naprednih mernih sistema, neophodan je dalji razvoj sistema za upravljanje prenosnim i distributivnim sistemom, kako bi se u realnom vremenu pratili tokovi snaga, opterećenja i stanja napona i frekvencije, uključujući i niže naponske nivoe. Iako je prenosni sistem u velikoj meri već automatizovan i digitalizovan, na distributivnom nivou situacija je bitno drugačija, posebno zbog niskog procenta daljinski upravljanih transformatorskih stanica na niskom naponu [28]. Ovaj nedostatak predstavlja jednu od ključnih tehničkih prepreka za širi razvoj usluga fleksibilnosti i efikasno delovanje agregatora na lokalnom nivou.

Efikasno funkcionisanje agregatora zahteva i pouzdane sisteme za razmenu podataka i komunikaciju sa operatorima sistema. Centar upravljanja agregatora mora biti tehnički i organizaciono prilagođen zahtevima operatora prenosnog sistema, sa mogućnošću razmene podataka i signala u realnom vremenu, korišćenjem propisanih komunikacionih protokola, uz obezbeđenu visoku dostupnost i sajber bezbednost [8,9]. Sistem upravljanja mora omogućiti nadzor agregatorske grupe kao celine, ali i pojedinačnih resursa veće snage, čime se obezbeđuje transparentnost, pouzdanost i tačnost u pružanju balansnih i drugih pomoćnih usluga.

Pre početka učešća na tržištu pomoćnih usluga, agregatori i članovi njihovih agregatorskih grupa moraju proći pretkvalifikacioni postupak [8,9], kojim se potvrđuje ispunjenost tehničkih zahteva za pružanje konkretnih usluga balansiranja. Ovaj postupak, koji sprovodi operator prenosnog sistema u saradnji sa operatorom distributivnog sistema za objekte priključene na distributivni sistem, obuhvata niz faza, uključujući tehnička ispitivanja i verifikaciju mernih i komunikacionih sistema. Tek nakon uspešne pretkvalifikacije stižu se tehnički uslovi za učešće na tržištu pomoćnih usluga i balansnom tržištu.

Na kraju, za efikasan rad agregatora od ključnog su značaja i napredni modeli za predikciju i optimizaciju proizvodnje,

potrošnje i skladištenja električne energije članova agregatorske grupe. Precizne prognoze omogućavaju optimalno planiranje rada, smanjenje debalansa i efikasno korišćenje raspoloživih fleksibilnih resursa, kako na nivou agregatora, tako i na nivou sistema u celini. Razvoj ovakvih modela doprinosi povećanju sigurnosti i pouzdanosti sistema, kao i ostvarivanju dodatnih ekonomskih koristi za agregatore i članove njihovih agregatorskih grupa.

V POTENCIJALNI IZVORI FLEKSIBILNOSTI U REPUBLICI SRBIJI

U prethodnim poglavljima razmotreni su regulatorni, tehnički i tržišni aspekti rada agregatora u Republici Srbiji, nakon čega se prirodno nameće pitanje izvora fleksibilnosti u sistemu koji bi mogli da budu potencijalni članovi agregatorskih grupa.

Najnovijim izmenama propisa svim korisnicima sistema omogućeno je, a u određenoj meri i nametnuto, učešće u pružanju pomoćnih usluga operatorima sistema. Svaki korisnik sistema, bez obzira na snagu, raspolaže određenim stepenom fleksibilnosti i može biti uključen u agregatorsku grupu. Praksa u Evropi pokazuje da postoje agregatori koji objedinjavaju isključivo domaćinstva, ili punionice električnih vozila, ili proizvođače, ili industrijske potrošače, ali su najčešći modeli u kojima agregatori u okviru agregatorske grupe kombinuju različite vrste tržišnih učesnika, uključujući one koji proizvode, troše i skladište električnu energiju.

Značajan izvor fleksibilnosti u elektroenergetskom sistemu Republike Srbije predstavljaju proizvodni objekti. Fleksibilnost velikih hidroelektrana i termoelektrana priključenih na prenosni sistem već se koristi za pružanje pomoćnih usluga operatoru prenosnog sistema [29]. Na distributivnom nivou sve intenzivnije se priključuju objekti iz varijabilnih obnovljivih izvora, pre svega solarne i vetroelektrane. Njihova prostorna raspodela često ne prati potrošnju, što dovodi do povećanog opterećenja sistema, teško predvidivih tokova snaga, povećanih gubitaka i dodatnih troškova za operatora sistema. Ilustracije radi, u 2024. godini, iz distributivnog u prenosni sistem je isporučeno 43 GWh energije [27] kao posledica integracije varijabilnih obnovljivih izvora u područjima sa malim konzumom. U narednom periodu očekuje se značajan porast proizvodnih kapaciteta, naročito iz vetra i sunca, kao i izgradnja energetskih parkova i novih skladišta električne energije, što dodatno naglašava potrebu za fleksibilnošću. Za agregatore su naročito interesantni proizvođači iz obnovljivih izvora energije, pri čemu kombinovanje solarnih i vetroelektrana može doprineti međusobnom izravnavanju varijabilnosti proizvodnje, dok proizvođači kojima ističe status povlašćenog proizvođača po ranijim modelima povlašćenih cena predstavljaju dodatni potencijal za uključivanje u agregatorske grupe.

Pored proizvodnje, krajnji kupci predstavljaju jedan od najvećih, ali i najdispersovanijih izvora fleksibilnosti. Iako domaćinstva čine najveći deo ukupnog broja korisnika sistema i troše više od polovine električne energije [27], njihova individualna potrošnja je mala, pa upravljanje zahteva uključivanje velikog broja mernih mesta i razvoj odgovarajućih tehničkih i informacionih sistema, uz istovremeni uticaj na komfor korisnika². Nasuprot tome, mali broj

industrijskih krajnjih kupaca priključenih na srednji i visoki napon troši značajan deo električne energije, što upravljanje potrošnjom čini jednostavnijim i efikasnijim. Dodatni potencijal fleksibilnosti donose punionice električnih vozila, naročito kroz razvoj pametnog punjenja i prilagođavanje potrošnje cenovnim signalima sa tržišta. Prognoze pokazuju da će u narednim decenijama potrošnja električne energije za potrebe električnih vozila značajno rasti, čime se otvara dodatni prostor za delovanje agregatora [1].

U budućnosti se očekuje i uključivanje novih izvora fleksibilnosti, kao što su samostalna skladišta električne energije, aktivni kupci, energetske zajednice i nova reverzibilna hidroelektrana Bistrica [1], čime će se značajno povećati raspoloživi balansni i regulacioni kapaciteti sistema.

Pored tržišnih učesnika, i OPS i ODS mogu doprineti povećanju fleksibilnosti kroz npr. optimalnu rekonfiguraciju mreže ili upravljanje opterećenjem transformatora.

Na osnovu iznetog, može se zaključiti da već danas postoje značajni izvori fleksibilnosti koji mogu biti uključeni u agregatorske grupe, dok se u narednom periodu očekuje njihovo dalje širenje i diversifikacija. Razvoj tarifnih sistema, tržišta električne energije i cenovnih signala dodatno će podstaći interesovanje korisnika za učešće u agregatorskim modelima, uz istovremene koristi za stabilnost elektroenergetskog sistema i efikasnije sprovođenje energetske tranzicije.

V IZAZOVI ZA RAD AGREGATORA U REPUBLICI SRBIJI

Razvoj i početak rada agregatora u elektroenergetskom sistemu Republike Srbije praćen je nizom izazova koji se mogu klasifikovati na regulatorne, tehničke, ekonomske i društvene. Ovi izazovi su međusobno povezani i u velikoj meri uslovljavaju brzinu i obim implementacije agregatorskih modela, kao i njihovu efikasnost i održivost. U nastavku je data detaljna analiza najznačajnijih prepreka za rad agregatora.

Najkritičniji izazovi trenutno se odnose na regulatorni okvir. Iako je u zakonodavstvu prepoznata uloga agregatora, još uvek nisu donete ključne izmene i dopune podzakonskih akata koje bi omogućile njihovo faktičko delovanje. Pre svega, nepostojanje izmena Pravilnika o licenci za obavljanje energetske delatnosti i sertifikaciji [11] onemogućava licenciranje agregatora, a samim tim i njihovo postojanje. Dodatno, Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom [13] još uvek ne definiše uslove i sadržinu ugovora o agregiranju, koji predstavljaju osnovni pravni instrument odnosa između agregatora i članova agregatorske grupe. Takođe, nepostojanje izmena i dopuna pravila za promenu snabdevača i agregatora [14] dovodi do pravne neizvesnosti u pogledu mobilnosti članova agregatorskih grupa i zaštite njihovih prava. Ovi regulatorni nedostaci predstavljaju ključnu prepreku za početak rada agregatora i zahtevaju prioritarno delovanje nadležnih institucija [6].

Pored regulatornih, izraženi su i tehnički izazovi, naročito u kontekstu trenutnog nivoa fleksibilnosti sistema. Relativno nizak stepen integracije varijabilnih obnovljivih izvora energije, nerazvijeni modeli aktivnih kupaca i energetskih zajednica, kao i

² Npr. ukoliko bi se po ugovoru o agregiranju upravljalo sistemima za grejanje i hlađenje prostora članovi agregatorskih grupa ne bi imali mogućnost da ih koriste u periodima kada žele već kada je to pogodno

za agregatora. Naravno, za to bi dobijali finansijsku nadoknadu od strane agregatora.

ograničenja u pogledu dozvoljene snage proizvodnih objekata kupaca-proizvođača [7], dovode do toga da potreba za agregatorima još uvek nije dovoljno izražena. Međutim, sa neminovnim rastom kapaciteta iz varijabilnih obnovljivih izvora, uslovi za priključenje novih proizvodnih objekata postaju sve stroži, a upravljanje sistemom složenije. U tom kontekstu, agregatori mogu imati značajnu ulogu u obezbeđivanju dodatne balansne rezerve i povećanju fleksibilnosti sistema, ali je njihovo dejstvo trenutno ograničeno zbog nedovoljnog razvoja tržišta pomoćnih usluga, koje je regulatorno definisano, ali u praksi slabo funkcionalno.

Dodatni tehničko-ekonomski izazov predstavlja nedovoljna digitalizacija i automatizacija sistema, kao i nizak procenat primene naprednih mernih sistema. Bez pouzdanih sistema za nadzor i upravljanje u realnom vremenu, teško je identifikovati zagušenja u mreži i adekvatno angažovati fleksibilne resurse. Ograničeni prihodi operatora sistema, usled relativno niskih cena pristupa sistemu [30, 31], dodatno usporavaju neophodne investicije u modernizaciju sistema, povećanje kapaciteta za priključenje novih proizvodnih objekata iz varijabilnih obnovljivih izvora energije, kao i razvoj digitalnih platformi i komunikacionih sistema. Za efikasan rad agregatora neophodan je i razvoj naprednih sistema komunikacije između operatora sistema, agregatora i članova agregatorskih grupa, kao i modela za planiranje i optimizaciju rada kako pojedinačnih članova, tako i agregatorske grupe kao celine.

Srednjeprioritetni izazovi odnose se, između ostalog, na nedostatak transparentnih informacija o stanju elektroenergetskog sistema, poput mapa dostupnih kapaciteta za priključenje, opterećenja mreže i optimalnih lokacija za skladišta električne energije. Ovakve informacije bi značajno olakšale planiranje investicija i doprinele racionalnijem razvoju sistema. Takođe, neophodno je unapređenje energetske efikasnosti potencijalnih članova agregatorskih grupa i šira primena savremene, upravljive opreme, čime bi se povećala fleksibilnost i ostvarile dodatne uštede. Ekonomski podsticaji za ove aktivnosti su trenutno ograničeni, između ostalog zbog relativno niskih cena električne energije, posebno za domaćinstva [32], slabo razvijenog dinamičkog tarifiranja i ograničene primene dugoročnih ugovora o kupoprodaji električne energije (PPA).

Posebnu grupu izazova čine društveni aspekti, koji se često potcenjuju, ali imaju značajan uticaj na uspeh agregatorskih modela. Niska svest o značaju energetske tranzicije, nepoverenje prema novim tehnologijama i otpor prema promenama u načinu korišćenja električne energije mogu ograničiti spremnost korisnika da postanu članovi agregatorskih grupa. Članstvo u agregatorskoj grupi često podrazumeva prilagođavanje potrošnje, proizvodnje ili rada opreme signalima agregatora, što može uticati na komfor domaćinstava ili organizaciju rada u industrijskim postrojenjima. Zbog toga je neophodna kontinuirana edukacija svih učesnika na tržištu, kao i jasno i transparentno objašnjenje koristi koje agregiranje može doneti, kako pojedincima, tako i sistemu u celini.

Na kraju, mogu se identifikovati i izazovi nižeg prioriteta, poput neadekvatnih profila potrošnje koji se trenutno koriste u analizama, nedovoljno razvijenih modela za optimizaciju rada prenosnog i distributivnog sistema, visok pretkvalifikacioni prag

za pružanje usluga balansiranja kao i potencijalnih finansijskih rizika i ubrzanog habanja opreme usled čestih promena radnog režima članova agregatorskih grupa. Iako ovi izazovi nisu presudni za početak rada agregatora, njihovo rešavanje može dodatno unaprediti pouzdanost i efikasnost sistema.

Na osnovu svega navedenog može se zaključiti da su izazovi za razvoj agregatora u Republici Srbiji višeslojni i međusobno uslovljeni. Iako trenutno postoje značajne prepreke, naročito u regulatornom i tehničkom domenu, očekivani rast obnovljivih izvora energije, razvoj tržišta i povećanje potrebe za fleksibilnošću elektroenergetskog sistema čine agregatore neizostavnim elementom budućeg razvoja sistema. Sistematsko rešavanje identifikovanih izazova stvorice uslove za njihovo uspešno funkcionisanje i pun doprinos energetske tranzicije.

VI ZAKLJUČAK

Razvoj agregatora u Republici Srbiji predstavlja prirodan i neizbežan korak u procesu energetske tranzicije, u kome elektroenergetski sistem postupno prelazi iz centralizovanog i pasivnog modela u decentralizovanu, fleksibilnu i digitalno upravljaju celinu. Agregatori se u tom kontekstu ne pojavljuju samo kao novi tržišni učesnici, već kao ključni mehanizam povezivanja proizvodnje, potrošnje i skladištenja električne energije, omogućavajući da se raspoloživi fleksibilni resursi sistema aktiviraju na koordinisan i ekonomski opravdan način.

Analiza regulatornog i strateškog okvira pokazuje da u Republici Srbiji već postoji osnov za uspostavljanje agregatorskog modela, ali i da su postojeći propisi i dalje nedovoljno precizni da bi omogućili njegovu punu i nesmetanu primenu u praksi. Izostanak jasnih pravila u vezi sa licenciranjem, ugovornim odnosima, balansnom odgovornošću i ulogom agregatora u pružanju pomoćnih usluga predstavlja jednu od ključnih prepreka za njihov razvoj. Istovremeno, tehnička ograničenja elektroenergetskog sistema, nedovoljna digitalizacija i nizak stepen primene naprednih mernih i upravljačkih sistema dodatno usporavaju integraciju fleksibilnosti na tržišni način.

Ipak, identifikovani izazovi ne umanjuju potencijal agregatora, već upravo ukazuju na smer u kome je neophodno dalje delovati. Postojanje značajnih fleksibilnih resursa, rastuća integracija obnovljivih izvora energije i očekivani razvoj skladišta električne energije stvaraju realnu osnovu za buduću primenu agregatorskog koncepta. U tom smislu, agregatori mogu postati jedna od ključnih karika u obezbeđivanju stabilnosti, pouzdanosti i efikasnosti elektroenergetskog sistema, istovremeno omogućavajući aktivnije učešće krajnjih korisnika na tržištu električne energije.

Na kraju, uspeh razvoja agregatora neće zavisiti isključivo od normativnih rešenja, već i od spremnosti sistema da prihvati promenu – od pasivnog ka aktivnom učesniku na tržištu, od krutog sistema ka fleksibilnom i od kratkoročnih rešenja ka dugoročno održivom razvoju. U tom procesu, agregatori imaju potencijal da postanu bitan element – ne kao cilj sami po sebi, već kao sredstvo kojim se elektroenergetski sistem postepeno, ali sigurno, prilagođava izazovima budućnosti.

ZAHVALNICA

Autori izražavaju zahvalnost Evropskoj fondaciji za klimu

Opportunities and Challenges for Aggregator Operations in the Republic of Serbia

Abstract – The energy transition and decarbonization targets have driven the intensive integration of renewable energy-based generation capacities into the electric power system. In this context, the regulatory framework enables various participation models for renewable energy sources, including producers, prosumers, and active consumers. Unlike traditional distribution systems, where the power flow was primarily from the transmission system to end consumers, the increased participation of distributed resources leads to significant changes in power flows and system management. However, since the electric power system exists to reliably supply end consumers, system stability and supply security must be ensured at all times. Due to the pronounced variability of renewable generation, there is a need to increase the flexibility of a system that was originally designed as relatively rigid. To this end, the participation of energy storage, as well as various market mechanisms, is enabled. In order for different market participants to efficiently contribute to the energy transition while maintaining supply security, a new market participant - the aggregator - has been introduced. Aggregators consolidate the generation, consumption, and flexibility of multiple market participants, enabling, among other things, electricity trading, provision of ancillary services to system operators, and reduction of balancing costs. This paper analyses the regulatory framework and relevant strategic documents of the Republic of Serbia concerning aggregators. It examines the conditions and opportunities for their operation, identifies potential sources of flexibility within Serbia's electric power system, and outlines the key challenges faced by the first aggregators entering the market in the Republic of Serbia.

Index Terms – Aggregator, System flexibility, Renewable energy sources, Ancillary services, Regulation

Grejanje u domaćinstvima u Srbiji: dubinska analiza i implikacije za energetska tranziciju

Boban Pavlović*, Dejan Ivezić*, Marija Živković*, Dušan Mojić**

* Univerzitet u Beogradu - Rudarsko-geološki fakultet, Đušina 7, 11120 Beograd, Srbija

** Univerzitet u Beogradu - Filozofski fakultet, Čika Ljubina 18-20, 11000 Beograd, Srbija

Rezime - Dekarbonizacija i unapređenje energetske efikasnosti grejanja u domaćinstvima se ističu kao jedni od ključnih činilaca uspešne energetske tranzicije u domaćinstvima, budući da se najveći deo finalne potrošnje energije u ovom sektoru odnosi upravo na zagrevanje stambenog prostora. U Srbiji gotovo polovina domaćinstava i dalje zavisi od zastarelog i energetski neefikasnog korišćenja čvrstih goriva, pre svega ogrevnog drveta, a u manjoj meri i uglja. Takva praksa dovodi do lokalnog zagađenja vazduha i do neefikasne i neodržive upotrebe prirodnih resursa. Istovremeno, prosečna potrošnja energije za grejanje u Srbiji je oko 200 kWh/m² godišnje, dok je u Evropskoj uniji oko 140 kWh/m². U takvim okolnostima, energetska politika u Srbiji naglašava potrebu za unapređenjem energetskih karakteristika stambenog prostora i smanjenjem oslanjanja na konvencionalne energente, što je u skladu i sa opredeljenjem da se nacionalna energetska politika usaglasi sa ciljevima Evropskog zelenog dogovora. Kako bi se bolje razumela struktura grejanja u domaćinstvima i ocenili faktori koji utiču na trenutno stanje i perspektive, ovaj rad analizira rezultate ankete domaćinstava sprovedene 2024. godine na uzorku od 1033 domaćinstva, reprezentativnom na nivou države. U analizi je primenjen hi-kvadrat test nezavisnosti radi testiranja nultih hipoteza o odsustvu odnosa između tipa sistema grejanja (moderne i efikasne tehnologije naspram zastarelih sistema na čvrsta goriva) i niza varijabli prikupljenih u anketi. Rezultati pokazuju postojanje značajne statističke povezanosti između tipa grejanja i nivoa primanja domaćinstva, sprovedenih mera energetske efikasnosti, percepcije uticaja grejanja na životnu sredinu, kao i umerene povezanosti sa kolektivističkim orijentacijama ispitanika. Iako su neki od rezultata intuitivni, utvrđeni i kvantifikovani odnosi između varijabli, kao i potvrđivanje određenih nultih hipoteza, sužavaju širok spektar potencijalno uticajnih faktora koji se u literaturi često navode i obezbeđuju čvrst empirijski temelj za identifikaciju onih koji su relevantni za energetska tranziciju domaćinstava u Srbiji. Dobijeni rezultati mogu biti korisni donosiocima odluka pri razvijanju ciljanih podsticaja i komunikacionih kampanja koje za cilj imaju energetska tranziciju u domaćinstvima.

Ključne reči - energetska tranzicija, domaćinstva, grejanje, anketa, uticajni faktori, Srbija

I UVOD

Potpisivanjem relevantnih međunarodnih dokumenata u oblasti klimatske i energetske politike, Republika Srbija je

priznala potrebu za dubinskom transformacijom svog energetskeg sistema, ali se i formalno obavezala na postepeno usklađivanje sa ciljevima i principima Evropskog zelenog dogovora. Ovaj proces podrazumeva ne samo tehničke i infrastrukturne promene, već i integraciju klimatskih i energetskih ciljeva u sve sektore energetike, uključujući sektor finalne potrošnje energije [1]. U tom kontekstu, snažni i ambiciozni planski i regulatorni okviri koji su uvedeni u Republici Srbiji predstavljaju temelj za ubrzavanje energetske tranzicije, unapređenje energetske efikasnosti i smanjenje negativnih uticaja na životnu sredinu.

Slično kao i u državama članicama Evropske unije, sektor domaćinstava u Srbiji predstavlja jedno od ključnih područja za ostvarivanje značajnih energetskih i klimatskih koristi. Domaćinstva u Republici Srbiji učestvuju sa visokim udelom u finalnoj potrošnji energije, koja često prelazi trećinu ukupne finalne potrošnje energije u državi. Istovremeno, struktura grejanja u ovom sektoru i dalje je u velikoj meri zasnovana na zastarelim i energetski neefikasnim rešenjima [2]. Gotovo polovina domaćinstava oslanja se na individualna ložišta na ogrevno drvo, često sa niskim stepenom iskorišćenja i značajnim negativnim efektima po kvalitet vazduha. Dodatni problem predstavlja činjenica da je više od 80% stambenog fonda izgrađeno pre 2000. godine, pri čemu su ovi objekti uglavnom karakterisani visokom specifičnom potrošnjom energije za grejanje [2].

U cilju prevazilaženja ovakve situacije, energetska politika Srbije poslednjih godina sve više naglašava značaj energetske sanacije zgrada, unapređenja energetske efikasnosti i postepenog prelaska na obnovljive izvore energije i savremenije tehnologije grejanja [3]. Ovakav pristup ima za cilj smanjenje zavisnosti domaćinstava od konvencionalnih energenata, diversifikaciju energetskeg miksa i istovremeno smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte i zagađujućih materija.

Međutim, uprkos postavljenim ciljevima i dostupnim podsticajnim merama, proces energetske tranzicije u sektoru domaćinstava u Srbiji odvija se relativno sporo, uz ograničeno učešće krajnjih korisnika. Slična situacija beleži se i u drugim evropskim zemljama, gde su pokretači tranzicije, kao i njihov stvarni efekat, često praćeni visokim stepenom neizvesnosti u pogledu obima i dinamike promena. Iako politička volja, regulatorni okvir i finansijski podsticaji predstavljaju neophodne preduslove tranzicije, oni sami po sebi nisu dovoljni da obezbede masovniji prihvatanje i uključivanje u energetska tranziciju [4].

Potrebni su pristupi koji integralno uzimaju u obzir sve relevantne faktore lokalnog konteksta [5], uz istovremeno jačanje aktivne uloge građana u procesima planiranja, odlučivanja i sprovođenja mera energetske tranzicije [6].

Brojna su istraživanja koja ukazuju da na odluke domaćinstava o uključivanju u energetske tranzicije utiču različiti faktori, poput ekonomskog položaja [7], socijalnih normi, vrednosnih orijentacija [8], poverenja u institucije [9], percepcije ekoloških problema [9] i drugi. Ovi faktori deluju istovremeno i međusobno su povezani, što otežava jednoznačno tumačenje njihovog uticaja na energetske ponašanje domaćinstava.

Glavni motiv ovog istraživanja jeste da se proširi postojeće znanje o energetskim navikama i obrascima potrošnje u domaćinstvima u Srbiji, kao i da se stekne dublji uvid u percepciju energetske tranzicije, spremnost domaćinstava da se u nju uključe, kao i u faktore koji podstiču ili ograničavaju takvo ponašanje. S tim ciljem, sprovedeno je obimno empirijsko istraživanje na reprezentativnom uzorku domaćinstava, u kome su podaci prikupljeni direktno anketiranjem krajnjih korisnika energije, tj. predstavnika domaćinstava. Upitnik je osmišljen na osnovu pregleda međunarodne literature i najboljih praksi, uz obuhvatanje tehničkih, ekonomskih, društvenih i ekoloških aspekata relevantnih za energetske tranzicije u sektoru domaćinstava.

Prikupljeni podaci analizirani su primenom statističkih metoda zasnovanih na testiranju nultih hipoteza, pri čemu je hi-kvadrat test nezavisnosti korišćen za ispitivanje postojanja statistički značajnih veza između izabranih faktora i strukture sistema grejanja domaćinstava. Ovakav pristup omogućava da se deskriptivni nalazi dopune kvantitativnom analizom i da se na objektivan način proceni relativni značaj pojedinačnih faktora u procesu energetske tranzicije.

Dobijeni rezultati doprinose boljem razumevanju trenutne dinamike tranzicije u sektoru domaćinstava u Republici Srbiji i identifikaciji ključnih determinanti koje oblikuju energetske ponašanje krajnjih korisnika. Istovremeno, oni pružaju empirijski utemeljenu osnovu za razmatranje implikacija javnih politika, kako u pogledu postojećih mera, tako i u pogledu potencijala koji bi mogao biti aktiviran kroz specifičnije i bolje prilagođene intervencije u budućnosti.

Rad je strukturisan u četiri poglavlja. U prvom poglavlju prikazana je primenjena statistička metoda. Drugo poglavlje obuhvata studiju slučaja Republike Srbije i definisanje nultih hipoteza. U trećem poglavlju predstavljeni su rezultati analize. Na kraju, u završnom poglavlju izneta su zaključna razmatranja o primenjenoj metodologiji, dobijenim rezultatima, kao i o prednostima i ograničenjima korišćenog pristupa.

II METODOLOGIJA

Hi-kvadrat (χ^2) test nezavisnosti predstavlja jednu od najčešće korišćenih neparametarskih statističkih metoda za analizu odnosa između kategoričkih varijabli. Test se zasniva na poređenju empirijski opaženih (posmatranih) frekvencija sa očekivanim frekvencijama koje bi se pojavile pod pretpostavkom da između posmatranih varijabli ne postoji statistički značajna veza. Zbog svoje jednostavnosti, robusnosti i interpretativne jasnoće, hi-

kvadrat test ima široku primenu u istraživanjima vezanim za društvene pojave.

U oblasti energetike i energetske politike, hi-kvadrat test se, između ostalog, koristi kao metoda za selekciju varijabli u modelima potrošnje energije [10], proceni značaja pojedinih faktora u analizi ponašanja potrošača [11], kao i u uporednim analizama između regiona [12], socijalnih i ekonomskih grupa [13] ili tehnoloških kategorija [10].

Ova metoda se intenzivno koristi za ispitivanje povezanosti između socijalnih i ekonomskih karakteristika domaćinstava i njihovih energetske izbora, za analizu obrazaca usvajanja novih tehnologija [14], kao i za procenu uticaja stavova javnosti na dizajn i sprovođenje energetske politike. Posebno je pogodna za rad sa anketnim podacima, gde su odgovori najčešće nominalnog ili ordinalnog tipa i gde se rezultati mogu grupisati i klasifikovati na određene varijable [14].

Hi-kvadrat test nezavisnosti se primenjuje na osnovu tabele kontigencije, u kojoj su prikazane frekvencije pojavljivanja kombinacija kategorija dve posmatrane varijable. Polazi se od nulte hipoteze (H_0) da su varijable međusobno nezavisne, odnosno da raspodela jedne varijable ne zavisi od raspodele druge.

Hi-kvadrat (χ^2) test se računa prema sledećoj formuli [7]:

$$\chi^2 = \sum \frac{(O_{ij} - E_{ij})^2}{E_{ij}} \quad (1)$$

gde je:

O_{ij} – opažena (posmatrana) frekvencija,

E_i – očekivana frekvencija.

Očekivana frekvencija se računa prema sledećoj formuli:

$$E_{ij} = \frac{\sum r_i \times \sum c_j}{N} \quad (2)$$

gde je:

$\sum r_i$ – ukupan zbir frekvencija u i-tom redu,

$\sum c_j$ – ukupan zbir frekvencija u j-toj koloni,

N – ukupan broj posmatranja.

Na osnovu izračunate vrednosti hi-kvadrat statistike i odgovarajućeg broja stepeni slobode (df), p-vrednost je korišćena kao kriterijum za statističko odlučivanje. U ovom radu, p-vrednost je izračunata u programu Microsoft Excel korišćenjem funkcije CHIDIST(χ^2 ; df). Parametar df predstavlja broj stepeni slobode hi-kvadrat raspodele i zavisi od dimenzija tabele kontigencije, pri čemu se računa kao:

$$df = (r - 1) \times (c - 1) \quad (3)$$

gde je:

r – broj redova,

c – broj kolona u tabeli.

S obzirom na to da su u ovom istraživanju analizirane dve kategoričke varijable, pri čemu je svaka grupisana u dve kategorije (2×2 tabela kontigencije), broj stepeni slobode iznosi $df = 1$.

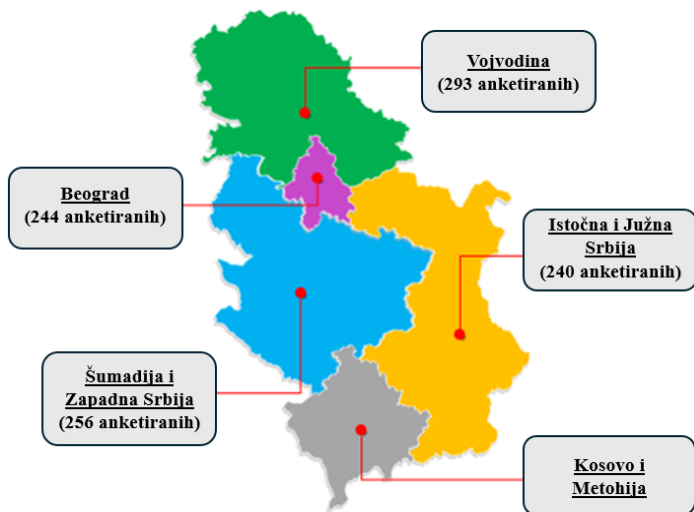
Uvođenjem p-vrednosti u analizu omogućava se standardizovano i transparentno odlučivanje o prihvatanju ili odbacivanju nulte

hipoteze, nezavisno od veličine uzorka ili broja kategorija. U praksi se p -vrednost upoređuje sa unapred definisanim nivoom značajnosti [14]:

- Ako je $p < 0,05$, nulta hipoteza se odbacuje i zaključuje se da postoji statistički značajna povezanost između posmatranih varijabli.
- Ako je $p \geq 0,05$, nema dovoljno dokaza da se nulta hipoteza odbaci, te se smatra da ne postoji statistički značajna veza.

III STUDIJA SLUČAJA: DOMAĆINSTVA U REPUBLICI SRBIJI

U okviru istraživanja energetske tranzicije domaćinstava u Republici Srbiji sprovedena je opsežna anketa sa ciljem identifikovanja faktora koji utiču na izbor sistema grejanja i usvajanje savremenih energetske tehnologije. Prema planu istraživanja, bilo je predviđeno anketiranje 300 domaćinstava po regionu (Beograd, Vojvodina, Šumadija i Zapadna Srbija, Istočna i Južna Srbija), odnosno ukupno 1.200 domaćinstava. Anketa je uspešno sprovedena u 1.033 domaćinstva (Slika 1), što predstavlja stopu realizacije od 86% [15]. Uzorkovanje je zasnovano na okviru Popisa stanovništva iz 2022. godine, čime je obezbeđena regionalna i demografska reprezentativnost uzorka [16].



Slika 1. Broj anketiranih domaćinstava po statističkom regionu¹

Prikupljeni rezultati ukazuju da se najveći broj domaćinstava greje na individualne sisteme grejanja na ogrevno drvo, oko 41%. Zajedno sa individualnim ložištima na ugalj, ukupan udeo takvih domaćinstava je približno 44%. Na drugom mestu su domaćinstva povezana na daljinsko grejanje preko toplana (oko 22%), a na trećem i četvrtom mestu su električna energija (13%) i prirodni gas (12%). Pelet se koristi u oko 6% domaćinstava, a toplotne pumpe u oko 2,5%.

Pored same strukture sistema grejanja, anketom su obuhvaćeni i

dodatni aspekti koji su u neposrednoj vezi sa energetske ponašanjem domaćinstava i koji dopunjuju sliku o uzrocima postojeće strukture grejanja, kao i o potencijalnim preprekama i pokretačima energetske tranzicije ka modernijim i efikasnijim rešenjima. Posebna pažnja posvećena je energetske sanaciji objekata, navikama u pogledu štednje energije, ekonomskom položaju domaćinstava, vrednosnim orijentacijama, institucionalnom poverenju i ekološkoj svesti.

Kada je u pitanju energetske sanacije objekata, skoro polovina domaćinstava (48%) se izjasnila da nije preduzimala nikakve mere ovoga tipa (zamena stolarije, termoizolacija krova, zidova, poda i sl.) u poslednjih 10 godina. Na pitanje da li vode računa o mesečnoj potrošnji energije i da li štede energiju, 66% domaćinstava se izjasnilo da to redovno radi, a 34% da to radi ponekad ili nikad.

Ekonomski status domaćinstava predstavlja jedan od ključnih socio-ekonomskih faktora energetske tranzicije. Samo četvrtina ispitanih domaćinstava (24%) ocenjuje da može dobro da živi sa trenutnim prihodom, dok se preostali deo populacije suočava sa različitim stepenima finansijskih ograničenja. Grupa domaćinstava koja je ocenila da dobro živi sa sadašnjim prihodima jeste u najpovoljnijoj ekonomskoj poziciji i istovremeno predstavlja i segment sa najvećim potencijalom za ulaganja u modernije i energetske efikasnije sisteme grejanja.

Društveni aspekti tranzicije sagledani su kroz vrednosne orijentacije i međuljudsko poverenje [17]. Kolektivistička orijentacija ispitivana je kroz stav da li je besmisleno preduzimati aktivnosti korisne za okolinu ukoliko drugi ne čine isto. Rezultati pokazuju da se sa ovom tvrdnjom u potpunosti slaže 21% ispitanika, dok se dodatnih 17% delimično slaže, što ukupno čini oko 38% domaćinstava. Ovakav nalaz ukazuje na potencijalnu slabost društvenih normi koje podstiču zajedničko delovanje u pravcu energetske tranzicije.

Institucionalno poverenje, kao važan preduslov za prihvatanje javnih politika i podsticajnih mera [18], pokazuje izraženu polarizaciju. Manje od trećine domaćinstava (31%) navodi da nema ili ima vrlo malo poverenja u institucije, dok približno isti udeo ispitanika (oko jedne trećine) izražava delimično ili potpuno poverenje. Ovakva raspodela ukazuje na ograničen, ali ne zanemarljiv potencijal za sprovođenje politika koje se oslanjaju na institucionalne mehanizme.

Ekološka dimenzija sagledana je kroz percepciju uticaja zagađenja životne sredine na svakodnevni život [19]. Više od polovine domaćinstava (oko 63%) smatra da je ovaj uticaj veoma jak ili umeren, dok 28% domaćinstava procenjuje da je on slab ili da ga uopšte nema. Ovi rezultati ukazuju da ekološka svest postoji kod značajnog dela populacije, ali i da ona nije univerzalno prisutna.

Iako ovako predstavljeni rezultati pružaju vredan uvid u tehničke, ekonomske, socijalne i perceptivne karakteristike domaćinstava, oni sami po sebi ostavljaju prostor za različite interpretacije. Uočeni obrasci ne moraju nužno ukazivati na direktnu i jednoznačnu vezu između pojedinačnih faktora i izbora sistema grejanja, već je neophodno testirati i oceniti značaj tih odnosa polazeći od bazne pretpostavke da su uočeni obrasci u prikupljenim podacima posledica slučajne varijacije, a ne

¹ Počev od 1999. godine, podaci koje prikuplja Republički zavod za statistiku, kao zvanična nacionalna statistička institucija, ne obuhvataju podatke koji se odnose na Kosovo i Metohiju, te stoga ovaj region nije uključen ni u obuhvat ankete domaćinstava o energetske tranziciji.

stvarnog efekta ili povezanosti [20]. Zbog toga je u daljoj analizi primenjen kvantitativni statistički pristup, χ^2 test nezavisnosti, objašnjen u prethodnom poglavlju.

U skladu sa predloženim metodološkim okvirom i ciljevima istraživanja, odgovori ispitanika su grupisani u dve osnovne kategorije domaćinstava prema tipu sistema grejanja, tj. zavisne varijable²:

- domaćinstva koja koriste moderne i energetske efikasne tehnologije (toplotne pumpe, grejanje na prirodni gas, grejanje na pelet),
- domaćinstva koja koriste zastarele sisteme zasnovane na čvrstim gorivima (ugalj i ogrevno drvo).

Nezavisne varijable formirane su na osnovu odgovora ispitanika na pitanja koja obuhvataju tehničke, ekonomske, institucionalne, socijalne i ekološke aspekte energetske tranzicije. Za svaku od posmatranih varijabli formulisana je posebna nulta hipoteza (H0):

- **H0-1:** Visina primanja domaćinstva nema statistički značajan uticaj na izbor sistema grejanja.
- **H0-2:** Poverenje u državne institucije i javne vlasti nema statistički značajan uticaj na izbor sistema grejanja.
- **H0-3:** Step en kolektivističkih vrednosti u domaćinstvu nema statistički značajan uticaj na izbor sistema grejanja.
- **H0-4:** Percepcija lokalnog zagađenja vazduha nema statistički značajan uticaj na izbor sistema grejanja.
- **H0-5:** Sprovođenje mera energetske sanacije objekta nema statistički značajan uticaj na izbor sistema grejanja.
- **H0-6:** Vođenje računa o potrošnji energije i štednja energije nemaju statistički značajan uticaj na izbor sistema grejanja.

IV REZULTATI

Za svaku od testiranih hipoteza (H0-1–H0-6) formirana je posebna 2×2 tabela kontingencije sa opaženim frekvencijama. Domaćinstva prema tipu grejanja tretirana su kao zavisna (ishodna) kategorijalna varijabla, dok se odgovarajuće karakteristike domaćinstva pojavljuju kao nezavisna varijabla.

Tabela 1. Opažene frekvencije izbora sistema grejanja prema visini primanja

Način grejanja	Niska i srednja primanja	Visoka primanja	Ukupno
Zastareli sistemi grejanja	366	83	449
Moderni sistemi grejanja	150	61	211
Ukupno	516	144	660

Tabela 1 prikazuje primer tabele kontingencije formirane za testiranje hipoteze H0-1, koja se odnosi na uticaj visine primanja domaćinstva na izbor sistema grejanja. Za potrebe testiranja

² Domaćinstva koja su povezana na sisteme daljinskog grejanja nisu dodatno razmatrana, imajući u vidu njihovu izraženu heterogenost između gradova, ali i unutar samih naselja, gde isti sistem daljinskog grejanja obuhvata domaćinstva različitog socio-ekonomskog statusa. Takođe, grejanje na električnu energiju nije uključeno u dalju kategorizaciju zbog velike raznolikosti korišćenih uređaja, od zastarelih električnih grejalica do savremenijih sistema, što otežava jednoznačnu interpretaciju rezultata.

hipoteze H0-1, varijabla nivo prihoda domaćinstva operacionalizovana je kroz dve kategorije (domaćinstva sa nižim i srednjim nivoom prihoda i domaćinstva sa višim primanjima).

Po istom principu, za sve preostale hipoteze (H0-2–H0-6) odgovarajuće karakteristike domaćinstava operacionalizovane su kao binarne kategorijalne varijable i, u skladu sa prethodno definisanim hipotezama i uz pomoć prikupljenih odgovora iz ankete, testirane u odnosu na izbor sistema grejanja primenom hi-kvadrat testa nezavisnosti. U Tabeli 2 sumarno su prikazani rezultati hi-kvadrat testova (χ^2) i p -vrednosti za svih šest testiranih hipoteza.

Tabela 2. Rezultati testiranih hipoteza

Hipoteza	χ^2	p -vrednost
H-0-1	9,14	0,002
H-0-2	1,689	0,194
H-0-3	4,737	0,029
H-0-4	9,408	0,002
H-0-5	8,431	0,004
H-0-6	0,056	0,812

H0-1 (Visina primanja domaćinstva) se jasno odbacuje, što potvrđuje da visina primanja ima statistički značajan uticaj na izbor sistema grejanja. Domaćinstva sa višim prihodima češće koriste modernije i energetske efikasnije sisteme, što je u skladu sa teorijom energetske lestvice (merdevina) [21], ali i sa realnim investicionim ograničenjima domaćinstava sa nižim prihodima. Ovaj rezultat ukazuje da je dohodak jedan od ključnih strukturnih determinanti izbora grejanja i da politike koje ignorišu platežnu sposobnost domaćinstava imaju ograničen domet.

Nulta hipoteza H0-2 (Poverenje u državne institucije i javne vlasti) se ne odbacuje, što znači da poverenje u institucije nema statistički značajan uticaj na izbor sistema grejanja. Ovo ukazuje da se odluke o grejanju donose relativno nezavisno od institucionalnog legitimiteta i da čak i u uslovima niskog ili visokog poverenja domaćinstva ne menjaju značajno svoje izbore i odluke. To može ukazivati na ograničen kredibilitet javnih politika u ovom domenu ili na dominaciju ekonomskih i tehničkih faktora u odnosu na institucionalne.

H0-3 (Step en kolektivističkih vrednosti) se odbacuje, ali uz umeren statistički efekat. Ovo sugerise da kolektivističke vrednosti imaju određeni, ali ne presudan uticaj na izbor sistema grejanja. Moguće je da se u ovom društvenom kontekstu kolektivizam ne percipira kao relevantan za energetske odluke, koje se doživljavaju pre svega kao privatna, tehnička i finansijska odluka. Takođe, moguće je da u hijerarhiji društvenih vrednosti postoje “viši” prioriteti, dok se kolektivna odgovornost prema energiji i životnoj sredini slabije internalizuje.

H0-4 (Percepcija lokalnog zagađenja vazduha) se takođe snažno odbacuje, što znači da percepcija zagađenja ima značajan uticaj na izbor sistema grejanja. Domaćinstva koja percipiraju lokalno zagađenje kao ozbiljan problem češće biraju čistije i efikasnije tehnologije. Istovremeno, rezultati sugerisu da domaćinstva sa zastarelim sistemima grejanja često ne doživljavaju sopstveni doprinos zagađenju kao relevantan, što ukazuje na problem niske individualne odgovornosti i ograničene svesti o kumulativnim efektima zagađenja.

H0-5 (Sprovođenje mera energetske sanacije objekta) se odbacuje, što potvrđuje da je sprovođenje mera energetske efikasnosti usko povezano sa izborom modernijih i efikasnijih sistema grejanja. Ovaj rezultat ukazuje da ulaganja u energetske sanaciju stambenih objekata i modernizaciju sistema grejanja često idu "ruku pod ruku", što sugerise da su integrisane politike energetske sanacije i zamene sistema grejanja posebno efikasan pravac delovanja.

H0-6 (Vođenje računa o potrošnji energije i štednja) se u potpunosti ne odbacuje, što jasno pokazuje da deklarirana štednja energije nema uticaj na izbor sistema grejanja. Ovo sugerise da energetske svesno ponašanje u smislu svakodnevne štednje ne vodi nužno ka strukturnim investicionim odlukama. Drugim rečima, kampanje zasnovane isključivo na apelima za štednju energije predstavljaju „slepu ulicu“ kada je reč o transformaciji sistema grejanja, ukoliko nisu praćene finansijskim i tehničkim instrumentima podrške.

V ZAKLJUČAK

Rezultati sprovedenog istraživanja potvrđuju da je energetska tranzicija u domaćinstvima u Republici Srbiji složen i višedimenzionalan proces, u kome se potrošnja energije za grejanje domaćinstava ne može posmatrati odvojeno od ekonomskih, društvenih, političkih i kulturnih okolnosti. Dominantno oslanjanje na zastarele sisteme grejanja na čvrsta goriva, visoka specifična potrošnja energije i izraženi negativni efekti po kvalitet vazduha jasno ukazuju da domaćinstva predstavljaju jedno od ključnih „uskih grla“ modernizacije energetske sistema. U tom smislu, rezultati sprovedene ankete u velikoj meri potvrđuju već dobro poznate probleme koji se godinama ističu u stručnom i javnom diskursu.

Primena metodologije zasnovane na χ^2 testu nezavisnosti omogućila je dublje, sistematično i kvantitativno utemeljeno ispitivanje veza između karakteristika domaćinstava i izbora sistema grejanja. Ovakav pristup prevazilazi oslanjanje na deskriptivne pretpostavke i pruža empirijsku osnovu za razlikovanje faktora koji imaju statistički značajnu povezanost sa donetim odlukama od onih čiji je uticaj ograničen ili zanemarljiv.

Dobijeni rezultati pokazuju da su ekonomske mogućnosti domaćinstava, percepcija lokalnog zagađenja vazduha i sprovođenje mera energetske sanacije objekta najznačajniji faktori povezani sa izborom savremenijih i efikasnijih sistema grejanja. Domaćinstva sa višim prihodima, ona koja direktno prepoznaju problem zagađenja i ona koja su već investirala u unapređenje energetske efikasnosti svojih objekata, znatno češće biraju modernije i čistije tehnologije. Ovi nalazi jasno ukazuju da izbor sistema grejanja nije isključivo tehničko pitanje, već odražava kupovnu moć, investicione kapacitete i način na koji građani doživljavaju sopstveni uticaj na životnu sredinu i opšte društveno dobro.

Nasuprot tome, faktori kao što su poverenje u institucije ili deklarirana spremnost na štednju energije nisu pokazali statistički značajan uticaj. To sugerise da se odluke o grejanju donose pre svega pragmatično, pod snažnim finansijskim ograničenjima, dok opšti stavovi i normativne poruke imaju manji domet. Samim tim, kampanje zasnovane isključivo na

apelima za racionalnu potrošnju ili institucionalnom autoritetu verovatno neće proizvesti značajnije efekte ukoliko nisu praćene konkretnim finansijskim i tehničkim instrumentima podrške.

Iako primenjena metodologija pruža pouzdan uvid u obrasce povezanosti, ona ima i svoja ograničenja, budući da hi-kvadrat test identifikuje postojanje veze, ali ne objašnjava u potpunosti uzročno-posledične mehanizme. Stoga se dobijeni nalazi mogu posmatrati kao početni, selekcionirani korak u analizi, koji stvara pouzdan temelj za preciznije definisanje javnih politika, podsticaja i komunikacionih strategija.

U praktičnom smislu, rezultati ukazuju da politike treba usmeriti ka merama koje direktno smanjuju finansijske barijere i podstiču investicije u efikasnije tehnologije. To podrazumeva ciljane subvencije za domaćinstva sa nižim prihodima, integrisane programe energetske sanacije objekata i zamene sistema grejanja. U ruralnim područjima prioritet može biti održivo upravljanje biomasom i edukacija o uticaju individualnih ložišta na lokalno zagađenje, dok u urbanim sredinama fokus treba usmeriti ka modernizaciji sistema daljinskog grejanja i većem učešću obnovljivih izvora energije i efikasnijih tehnologija.

Istovremeno, tehnološke i finansijske mere same po sebi nisu dovoljne. Udruživanje na nivou zajednice, razvoj lokalnih energetske zadruge i jačanje međusobnog poverenja među građanima predstavljaju ključne preduslove za širu primenu održivih rešenja. Bez socijalne kohezije i poverenja, kako među samim domaćinstvima, tako i u institucionalne kapacitete države i lokalne samouprave, čak i najbolje osmišljene mere ostaju ograničenog dometa i teško dostižu masovnost. Trenutno stanje u sektoru domaćinstava i rezultati ovog istraživanja nedvosmisleno potvrđuju da energetska tranzicija nije politička parola ili retorički konstrukt, već predstavlja suštinski društveni proces koji podrazumeva saradnju i aktivno učešće svih aktera u zajednici.

ZAHVALNICA

Istraživanje sprovedeno uz podršku Fonda za nauku Republike Srbije, 4344, Forward-Looking Framework for Accelerating Households' Green Energy Transition – FF GreEN.

LITERATURA

- [1] Pavlović, B., Madžarević, A., Ivezić, D., Živković, M., Mojić, D. Zeleni dogovor: Energetska tranzicija u domaćinstvima – analiza usaglašenosti Srbije sa paketom „Čista energija za sve Evropljane“, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 26, No. 1, pp. 51–58, 2024. <https://doi.org/10.46793/EEE24-1.51P>
- [2] Pavlović, B. Osnaživanje energetske tranzicije u sektoru domaćinstva u Srbiji: Integrativni pristup, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 2, pp. 1–9, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-2.01P>
- [3] Madžarević, A., Pavlović, B., Mojić, D., Ivezić, D., Živković, M. Domaćinstva i energetska tranzicija u Republici Srbiji: pravni okvir i stvarna praksa, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 27, No. 2, pp. 1–7, 2025. <https://doi.org/10.46793/EEE25-2.01M>
- [4] Đukić, P., Đukanović, S. Konfuzija u energetske tranziciji – svet u Srbiji danas, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 24, No. 3, pp. 17–23, 2022. <https://doi.org/10.46793/EEE22-3.17D>
- [5] Nikolić, J., Gordić, D., Vukašinović, V., Končalović, D., Josijević, M., Živković, D. Energetska budućnost gradova: Šta je važno sa stanovišta različitih zainteresovanih strana, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 27, No. 3, pp. 1–6, 2025. <https://doi.org/10.46793/EEE25-3.01N>
- [6] Kuzman, M., Grujić, D. Uloga zajednica obnovljivih izvora energije u

- energetskoj tranziciji, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 1, pp. 40–50, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-1.40K>
- [7] Liu, W., Liu, L., Gui, X. An overview of household technology adoption: promotion and transition implication at a community level, *Energy Strategy Reviews*, Vol. 62, 101922, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101922>
- [8] Elasu, J., Ntayi, J.M., Adaramola, M.S., Buyinza, F. Drivers of household transition to clean energy fuels: A systematic review of evidence, *Renewable and Sustainable Energy Transition*, Vol. 3, 100047, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.rset.2023.100047>
- [9] Nilsson, A., Lazarevic, D., Brandt, N., Kordas, O. Household responsiveness to residential demand response strategies: Results and policy implications from a Swedish field study, *Energy Policy*, Vol. 122, pp. 313–325, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.044>
- [10] López-Bernabé, E., Foudi, S., Galarraza, I. Mind the map? Mapping the academic, citizen and professional stakeholder views on buildings and heating behaviour in Spain, *Energy Research & Social Science*, Vol. 69, 101587, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101587>
- [11] Liu, X., Hu, S., Yan, D. A statistical quantitative analysis of the correlations between socio-demographic characteristics and household occupancy patterns in residential buildings in China, *Energy and Buildings*, Vol. 284, 112842, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.112842>
- [12] Liu, W., Zhang, J., Yang, T. Will China's household coal replacement policies pay off: A cost-benefit analysis from an environmental and health perspective, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 357, 131904, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131904>
- [13] Ddiba, D., Andersson, K., Dickin, S., Ekener, E., Finnveden, G. A review of how decision support tools address resource recovery in sanitation systems, *Journal of Environmental Management*, Vol. 342, 118365, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.118365>
- [14] Liu, S., Shukla, A., Zhang, Y. Investigations on the integration and acceptability of GSHP in the UK dwellings, *Building and Environment*, Vol. 82, pp. 559–570, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2014.09.020>
- [15] FF GreEN Project, Rezultati ankete / Survey Results, https://ffgreen.rgf.bg.ac.rs/wp-content/uploads/2025/07/REZULTATI-ANKETE_za-sajt_novo2-1.pdf [pristupljeno 07.02.2026]
- [16] Republički zavod za statistiku, Popis stanovništva 2022, <https://data.stat.gov.rs/?caller=3104&languageCode=sr-Latn> [pristupljeno 07.02.2026]
- [17] Mojić, D., Jovančević, J., Jovančević, S. Culture and Public Administration Reforms in Postsocialist Transformation: The Case of Serbia, *Sociologija*, Vol. 60, No. 3, pp. 653–669, 2018. <https://doi.org/10.2298/SOC1803653M>
- [18] Mojić, D. Informal institutional obstacles to public administration reform in Serbia, in: Zec, M., Kovačević, R., Arsić, M., Radonjić, O. (Eds.), *Serbia's economic policy in 2020*, pp. 157–172, Belgrade: Publishing Center of the Faculty of Economics, University of Belgrade, 2019.
- [19] Wang, Y., Hao, F. Does Internet penetration encourage sustainable consumption? A cross-national analysis, *Sustainable Production and Consumption*, Vol. 16, pp. 237–248, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.spc.2018.08.011>
- [20] Vasconcelos, A. S. V., Silva, L. S. B., Cardoso, R. T. N., Acebal, J. L. Optimization of a rainfall dependent model for the seasonal Aedes aegypti integrated control: A case of Lavras/Brazil, *Applied Mathematical Modelling*, Vol. 90, pp. 413–431, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2020.08.072>
- [21] Fentie, A., Hassen, S., Sebsibie, S. Climbing up the ladder: Households' fuel choice transition for lighting in Ethiopia, *Energy Economics*, Vol. 128, 107162, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.107162>

AUTORI

dr Boban Pavlović – naučni saradnik, Univerzitet u Beogradu, Rudarsko – geološki fakultet, boban.pavlovic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-4765-957X](https://orcid.org/0000-0002-4765-957X)

dr Dejan Ivezić – redovni profesor, Univerzitet u Beogradu, Rudarsko – geološki fakultet, dejan.ivezic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0003-2659-0662](https://orcid.org/0000-0003-2659-0662)

dr Marija Živković – redovni profesor, Univerzitet u Beogradu, Rudarsko – geološki fakultet, marija.zivkovic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0001-5112-8942](https://orcid.org/0000-0001-5112-8942)

dr Dušan Mojić – redovni profesor, Univerzitet u Beogradu - Filozofski fakultet, dmojic@f.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-8571-3223](https://orcid.org/0000-0002-8571-3223)

Heating in Serbian Households: In-Depth Analysis and Implications for the Energy Transition

Abstract – Decarbonizing and improving the energy efficiency of household heating systems are recognized as key components of a successful energy transition in households, as space heating represents the largest share of final energy consumption in this sector. In Serbia, almost half of all households still rely on outdated and energy-inefficient solid-fuel systems, primarily firewood and, to a lesser extent, coal. This practice contributes to local air pollution and leads to inefficient and unsustainable use of natural resources. At the same time, the average annual energy consumption for heating in Serbia is around 200 kWh/m², compared to approximately 140 kWh/m² in the European Union. In this context, Serbian energy policy highlights the need to improve the energy performance of residential buildings and reduce dependence on conventional fuels, in line with the country's commitment to align national energy policy with the goals of the European Green Deal. To better understand the current structure of household heating and identify the factors shaping present conditions and future prospects, this study analyses the results of a household survey conducted in 2024 on a nationally representative sample of 1,033 households. A chi-square test of independence was applied to examine the null hypotheses regarding the absence of a relationship between the type of heating system (modern and efficient technologies versus outdated solid-fuel systems) and a set of variables collected in the survey. The results confirm a statistically significant association between heating type and household income level, implemented energy-efficiency measures, and perceived environmental impacts of heating, as well as a moderate association with respondents' collectivist orientations. Although several results may appear intuitive, the quantified relationships between variables—as well as the confirmation of certain null hypotheses—help narrow the wide range of potentially influential factors frequently cited in literature. This provides a robust empirical basis for identifying those factors that are truly relevant for the energy transition of Serbian households. The findings may support policymakers in designing targeted incentives and communication campaigns aimed at advancing the household energy transition.

Index Terms – Energy transition, households, heating, survey, influential factors, Serbia

Tehnoekonomska analiza kompresionog i apsorpcionog sistema za solarno hlađenje

Marija VASILEV, Branislav PETROVIĆ, Miloš BANJAC

Univerzitet u Beogradu, Mašinski fakultet

Rezime - U radu je prikazana tehnoekonomska analiza rada i sprovedeno poređenje dva rashladna postrojenja kojima je moguće ostvariti tzv. solarno hlađenje: kompresionog rashladnog postrojenja i apsorpcionog rashladnog postrojenja. Energija sunčevog zračenja predstavlja primarni energetske izvor za oba postrojenja. Razlike između sistema odnose se na način konverzije energije i princip ostvarivanja rashladnog procesa. Kod kompresionog rashladnog postrojenja solarna energija se konvertuje u električnu energiju primenom fotonaponskih prijemnika sunčeve energije, koja se zatim koristi za pogon kompresora. Kod apsorpcionog rashladnog postrojenja rashladni proces se ostvaruje korišćenjem toplote, koja se obezbeđuje pomoću termičkih prijemnika sunčeve energije. Radi obezbeđivanja uporedivosti rezultata, oba rashladna sistema analizirana su za istu nominalnu rashladnu snagu od 15 kW.

Ključne reči - solarno hlađenje, kompresioni rashladni sistem, apsorpcioni rashladni sistem, tehnoekonomska analiza

I UVOD

Potražnja za energijom za hlađenje prostora predstavlja jedan od najbrže rastućih segmenata finalne potrošnje energije u sektoru zgradarstva. Prema podacima International Energy Agency (IEA) [1], globalni broj klimatizacionih uređaja porastao je sa približno 1,6 milijardi u 2018. godini, uz projekciju da bi do 2050. godine mogao premašiti 5 milijardi jedinica. Istovremeno, potrošnja električne energije za hlađenje već danas prelazi 2000 TWh godišnje i mogla bi se utrostručiti do sredine veka ukoliko se ne uvedu efikasnije tehnologije i sistemi zasnovani na obnovljivim izvorima energije. Rashladni sistemi već sada učestvuju sa približno 10% u ukupnoj globalnoj potrošnji električne energije, dok u pojedinim toplim klimatskim zonama njihov udeo u vršnom opterećenju elektroenergetskog sistema prelazi 40%.

Paralelno sa rastom potreba za hlađenjem, klimatske promene i obaveze dekarbonizacije energetske sektora, definisane kroz međunarodne sporazume i strategije energetske tranzicije, nameću ograničenja u pogledu emisija CO₂ i povećanja energetske efikasnosti. U tom kontekstu, sektor zgradarstva ima ključnu ulogu, jer prema procenama International Energy Agency učestvuje sa oko 30% u ukupnoj finalnoj potrošnji energije i približno 28% u globalnim emisijama CO₂ povezanim sa energijom.

Solarno hlađenje predstavlja koncept koji direktno povezuje dva trenda: rast potrebe za hlađenjem i povećanu dostupnost solarnog

zračenja u periodima najvećih rashladnih opterećenja. Vremenska korelacija između vršnog solarnog zračenja i maksimalnog rashladnog opterećenja čini ovu tehnologiju posebno pogodnom za smanjenje vršnih opterećenja elektroenergetskog sistema, povećanje energetske autonomije objekata i smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte.

Tehnološki posmatrano, solarno hlađenje može se realizovati na dva načina:

- 1) parno-kompresionim rashladnim sistemom pogonjen električnom energijom proizvedenom putem fotonaponskih (PV) panela;
- 2) parno-apsorpcioni rashladni sistem pogonjen toplotom proizvedenom u solarnim termičkim kolektorima.

Iako oba sistema koriste istu primarnu energiju – energiju sunčevog zračenja – razlikuju se u konverzionom lancu i termodinamičkom principu rada. Kod kompresionog sistema solarna energija se konvertuje u električnu energiju primenom fotonaponskih sistema, nakon čega se električna energija koristi za pogon kompresora. Kod apsorpcionog sistema solarna energija se konvertuje u toplotnu energiju, koja predstavlja pogonski izvor za apsorpcioni ciklus, najčešće zasnovan na radnom paru LiBr–H₂O.

U literaturi su detaljno analizirane performanse pojedinačnih sistema za solarno hlađenje, kako sistema zasnovanih na fotonaponskoj proizvodnji električne energije, tako i sistema pogonjenih solarnom toplotom. Međutim, komparativne tehnoekonomske analize koje oba koncepta razmatraju pod istim klimatskim, operativnim i kapacitivnim uslovima, naročito u opsegu manjih i srednjih rashladnih snaga, i dalje su ograničene.

Zbog toga je u ovom radu prikazano energetske i ekonomsko poređenja dva koncepta solarnog hlađenja za isti referentni rashladni kapacitet. Analiza obuhvata dimenzionisanje sistema, procenu energetske performansi i evaluaciju osnovnih ekonomskih pokazatelja, čime se omogućava identifikacija tehnički i ekonomski povoljnijeg rešenja u datim uslovima.

2. METODOLOGIJA

Analiza je sprovedena na osnovu jedinstvenog projektantskog kriterijuma: oba sistema su dimenzionisana tako da obezbeđe nominalnu rashladnu snagu, pri identičnim klimatskim i operativnim uslovima. Time je obezbeđena metodološka konzistentnost i direktna uporedivost rezultata.

Kao referentni objekat korišćena je prostorija površine 140 m²,

čije rashladno opterećenje je reprezentovano nominalnom snagom od 15 kW. Time je obezbeđena jasna fizička interpretacija rezultata i njihova primenljivost na tipične komercijalne ili veće stambene prostore.

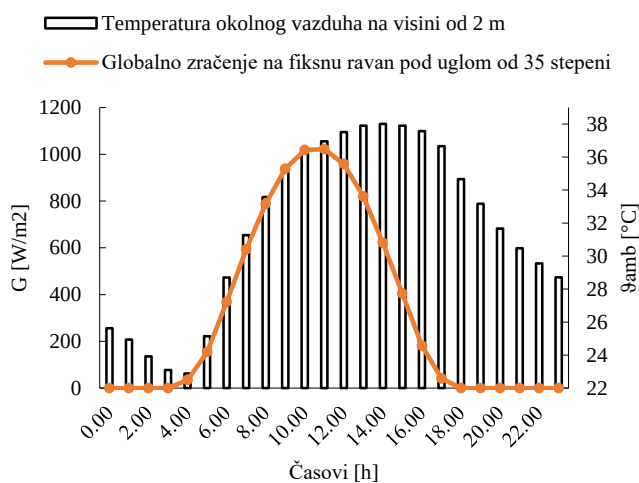
Analizirana su dva koncepta: fotonaponski sistem sa baterijskim skladištenjem energije koji napaja parno-kompresiono rashladno postrojenje i solarni termički sistem sa vakuumskim cevnim kolektorima i akumulacionim rezervoarom toplote koji pogoni parno-apsorpciono rashladno postrojenje. U oba slučaja, dimenzionisanje solarnih podsistema vršeno je polazeći od potrebne pogonske energije rashladnog ciklusa, a ne obrnuto, čime je obezbeđen jedinstven kriterijum projektovanja.

Analiza energetske performansi sistema sprovedena je za jedan reprezentativni letnji dan, odabran kao karakterističan za period maksimalnih rashladnih potreba. Spoljašnja temperatura vazduha i solarno zračenje posmatrani su u jednočasovnim intervalima tokom dana, čime je omogućena dinamička procena raspoložive solarne energije i vremenskog poklapanja sa rashladnim opterećenjem.

Kao referentni dan usvojen je 4. avgust 2017. godine za lokaciju Beograd, pri čemu su meteorološki podaci preuzeti iz baze PVGIS. Na Slici 1 prikazane su vrednosti globalnog sunčevog zračenja na južno orijentisanoj kosoj površini i temperature spoljašnjeg vazduha.

Maksimalna spoljašnja temperatura od 38,01 °C zabeležena je u 14:00 časova, dok je maksimalna vrednost globalnog sunčevog zračenja od 1021,97 W/m² registrovana u 11:00 časova. Ovaj dan je odabran kao reprezentativan scenario visokog rashladnog opterećenja, čime je omogućena analiza sistema u uslovima bliskim projektnom maksimumu.

Treba naglasiti da je analiza ograničena na jednodnevni vremenski interval i da rezultati predstavljaju ilustraciju ponašanja sistema u uslovima maksimalne letnje opterećenosti, a ne godišnji energetski bilans.



Slika 1. Časovne vrednosti temperature okolnog vazduha i globalnog sunčevog zračenja na nagnutu ravan pod uglom 35°, orijentisanu ka južnoj strani sveta za dan 4. avgust 2017. godine za lokaciju grada Beograda [2].

U operativnom smislu, pretpostavljeno je da sistem za hlađenje radi osam sati dnevno, dok se solarna energija prikuplja tokom celog dana. Na taj način omogućena je analiza uloge skladištenja energije – baterijskog u slučaju PV sistema i toplotnog akumulacionog rezervoara u slučaju apsorpcionog sistema. Kapacitet sistema za skladištenje određivan je tako da obezbedi stabilan rad rashladnog uređaja tokom predviđenog perioda korišćenja, uz uvažavanje preporuka proizvođača opreme.

Dimenzionisanje fotonaponskog sistema vršeno je tako da obezbedi potrebnu količinu električne energije za pogon kompresionog rashladnog postrojenja, uz uključeno baterijsko skladištenje radi izravnjavanja dnevnih fluktuacija. U slučaju apsorpcionog sistema, površina vakuumskih cevni kolektora određivana je na osnovu potrebne pogonske toplote, dok je zapremina akumulacionog rezervoara definisana u skladu sa tehničkim preporukama proizvođača apsorpcionog uređaja i zahtevima za stabilan rad sistema.

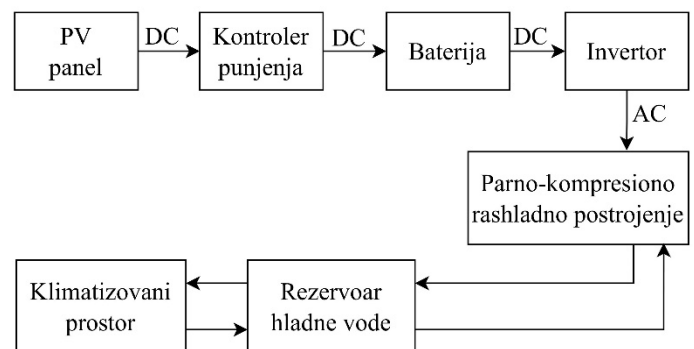
Investicioni i eksploatacioni troškovi procenjavani su primenom jedinstvene metodologije obračuna, čime je omogućena direktna energetska i ekonomska komparacija dva koncepta.

U oba analizirana koncepta pretpostavljeno je da se osnovna pogonska energija obezbeđuje iz sopstvenog solarnog sistema, odnosno iz fotonaponskog sistema u slučaju kompresionog rashladnog postrojenja i iz solarnih termičkih kolektora u slučaju apsorpcionog postrojenja. Time su oba sistema modelovana kao energetski samostalna u pogledu primarne energije za realizaciju rashladnog procesa.

Izuzetak predstavlja električna energija potrebna za pogon pomoćnih komponenti apsorpcionog sistema (cirkulacione pumpe i upravljački sistemi), koja se obezbeđuje iz distributivne mreže. Udeo ove energije u ukupnom energetskom bilansu sistema je relativno mali u odnosu na pogonsku toplotu, ali je uključen u ekonomsku analizu radi potpune realnosti modela.

III MODEL KOMPRESIONOG SISTEMA NAPAJANOG PV SISTEMOM

Prvi analizirani koncept solarnog hlađenja zasniva se na primeni parno-kompresionog rashladnog ciklusa napajanog električnom energijom proizvedenom u fotonaponskom sistemu. Ovakav pristup predstavlja tehnološki najrasprostranjenije rešenje u savremenoj klimatizaciji, pri čemu se solarna energija najpre konvertuje u električnu energiju, a zatim koristi za pogon kompresora rashladnog uređaja.



Slika 2. Komponente kompresionog sistema napajanog samostalnim fotonaponskim sistemom

S obzirom na to da analizirani sistem nije priključen na distributivnu mrežu, razmatran je samostalni (off-grid) fotonaponski sistem sa baterijskim skladištenjem energije. Prisustvo baterija omogućava premošćavanje vremenskog neslaganja između proizvodnje električne energije i potreba rashladnog sistema.

Osnovne komponente samostalnog fotonaponskog sistema naizmjenične struje su: fotonaponski moduli, kontroler punjenja baterije, akumulatorske baterije, inverter i potrošači naizmjenične struje (Slika 2).

Nakon definisanja strukture sistema, u nastavku je prikazan postupak njegovog dimenzionisanja u skladu sa zahtevom za obezbeđenje nominalne rashladne snage od 15 kW.

III.1 Dimenzionisanje fotonaponskog sistema

Dimenzionisanje fotonaponskog sistema sprovedeno je polazeći od dnevne energetske potrebe kompresionog rashladnog postrojenja.

Snaga kompresora odabranog kompresionog rashladnog postrojenja (čiler PICO-A R/H) nominalnog kapaciteta 15 kW iznosi 5,1 kW [3]. Dodatno, sistem obuhvata dve cirkulacione pumpe pojedinačne snage 0,46 kW, što daje ukupnu snagu pumpi od 0,92 kW. Ukupna potrebna snaga potrošača naizmjenične struje tako iznosi $P_{AC} = 6,02 \text{ kW}$.

Međutim, ova vrednost ne predstavlja konačnu projektantsku osnovu, jer je u energetske ravnoteži potrebno uključiti i gubitke u konverzionim i skladišnim elementima sistema. Zbog toga su u proračun uključeni gubici u invertoru, gubici u baterijskom sistemu (punjenje/praznjenje), gubici usled zaprljanja i starenja modula i varijabilnost raspoloživog sunčevog zračenja tokom dana.

S obzirom na to da fotonaponski moduli proizvode jednosmernu struju, sistem zahteva prisustvo invertora koji jednosmernu struju pretvara u naizmjeničnu. Efikasnost invertora se definiše kao odnos izlazne AC snage i ulazne DC snage invertora [4]:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (1)$$

odakle sledi da je ulazna snaga invertora:

$$P_{DC} = \frac{P_{AC}}{\eta_{inv}} = \frac{6,02}{0,98} = 6,143 \text{ kW} \quad (2)$$

pri čemu efikasnost odabranog invertora (Huawei SUN2000 10KTL M1) iznosi 0,98 [5].

Polazeći od pretpostavke da rashladni sistem radi osam sati dnevno, određena je dnevna potrošnja električne energije:

$$W_{DC} = 6,143 \text{ kW} \times 8 \text{ h} = 49,144 \text{ Wh} = 49,14 \text{ kWh} \quad (3)$$

Snaga samostalnog fotonaponskog sistema sa akumulatorskim baterijama iznosi [4]:

$$P_{DC} = N \cdot P_{DC(STC)1} \cdot \eta_Q \cdot \eta_U \cdot \eta \cdot \left(\frac{G}{1000 \text{ W/m}^2} \right) [\text{W}] \quad (4)$$

gde su:

N – broj fotonaponskih modula [-],

$P_{DC(STC)1}$ – naznačena snaga fotonaponskog modula koju daje proizvođač [W],

η_Q – kulonova efikasnost baterije [-],

η_U – naponska efikasnost baterije [-],

η – koeficijent koji uzima u obzir gubitke usled zaprljanja i starenja modula [-] i

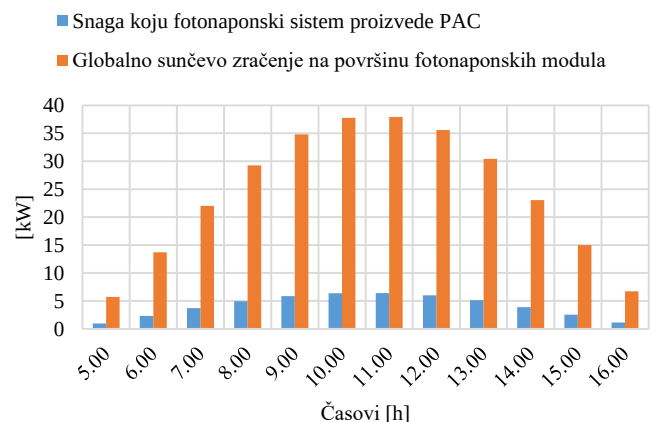
G – globalno sunčevo zračenje dozračeno na površ panela [W/m^2].

Kao vrednost efikasnosti litijum-gvožđe fosfatne baterije, odnosno proizvod kulonove i naponske efikasnosti, uzeta je vrednost 0,9 [6]. Odabrana baterija je marke Huawei, tip LUNA2000-10-SO.

Za potrebe analize odabrani su monokristalni fotonaponski moduli nominalne snage 415 Wp proizvođača Canadian Solar [7]. Na osnovu sprovedenog proračuna utvrđeno je da je za pokrivanje potreba rashladnog sistema potrebno 19 modula, ukupne instalirane snage 7,89 kWp i površine približno 38 m².

Tabela 1. Tehničke karakteristike Canadian Solar 415Wp fotonaponskog modula [7]

Canadian Solar – CS6R – 415MS HiKu Mono PERC BFR 415Wp	
Dimenzije (DxŠxV)	1722x1134x30 mm
Nominalna snaga	415 W
Struja u MPP tački	13,23 A
Napon u MPP tački	31,4 V
Struja kratkog spoja	14,09 A
Napon otvorenog kola	37,4 V
Maksimalni napon sistema	1.000 V
Masa	21,3 kg



Slika 3. Časovne vrednosti snage koju proizvede fotonaponski sistem i globalno sunčevo zračenje na površini fotonaponskih modula za dan 4. avgust 2017. godine

Na Slici 3 prikazan je dijagram časovne proizvedene snage fotonaponskog sistema i odgovarajuće vrednosti globalnog sunčevog zračenja za reprezentativni letnji dan (4. avgust 2017. godine), pri čemu su meteorološki podaci preuzeti iz baze PVGIS.

Dijagram pokazuje karakterističnu dnevnu varijaciju proizvodnje električne energije i potvrđuje potrebu za baterijskim skladištenjem, naročito u jutarnjim i večernjim satima kada proizvodnja nije dovoljna da direktno pokrije trenutne potrebe rashladnog sistema.

Proticanjem rashladnog fluida kroz isparivač kompresionog rashladnog postrojenja dolazi do isparavanja fluida i preuzimanja toplote od rashladne vode. Temperatura vode na ulazu u isparivač iznosi 12 °C, dok je temperatura na izlazu 7 °C [3]. Usvojena zapremina rezervoara ohlađene vode iznosi 200 l.

Uzimajući u obzir procenjeno smanjenje efektivnog rashladnog opterećenja od približno 1% usled toplotnih dobitaka u rezervoaru, efektivni toplotni tok koji se odvodi iz klimatizovanog prostora iznosi 14,85 kW. Na osnovu tog podatka može se zaključiti da dimenzionisani fotonaponski i kompresioni sistem zadovoljava potrebe prostorije površine približno 140 m².

IV TEHNOEKONOMSKA ANALIZA PV–KOMPRESIONOG RASHLADNOG SISTEMA

Tehnoekonomska analiza prvog koncepta obuhvata procenu ukupnih investicionih troškova (CAPEX) i eksploatacionih troškova (OPEX) tokom projektovanog perioda rada od 20 godina.

IV.1. Investicioni troškovi

Ukupni investicioni troškovi sistema obuhvataju nabavku i ugradnju svih ključnih komponenti: fotonaponskih modula, baterijskog sistema, invertora, kompresionog rashladnog uređaja, cirkulacionih pumpi, rezervoara ohlađene vode, kao i pripadajuće instalacione opreme (cevi, ventili, sistem upravljanja). Struktura investicije prikazana je u Tabeli 2.

Tabela 2. Ukupni investicioni troškovi kompresionog rashladnog sistema koji se električnom energijom napaja iz fotonaponskog sistema

Proizvod	Broj komada	Cena €/kom	Ukupno €
Solarni panel	19	75	1.425
Baterija	1	4.800	4.800
Invertor	1	2.000	2.000
Parno-kompresiono rashladno postrojenje	1	6.000	6.000
Pumpe	2	100	200
Rezervoar	1	450	450
Cevi, ventili, sistem upravljanja		1.300	1.300
Ugradnja		1.600	1.600
Ukupni investicioni troškovi			17.775

Ukupna vrednost investicije iznosi 17.775 €, pri čemu najveći udeo u ukupnim troškovima imaju rashladni uređaj (33,8%), baterijski sistem (27,0%) i invertor (11,3%). Fotonaponski moduli učestvuju sa približno 8,0% u ukupnoj investiciji.

Ovakva struktura troškova ukazuje da skladištenje energije predstavlja jedan od dominantnih investicionih elemenata u off-grid konfiguraciji sistema.

IV.2. Eksploatacioni troškovi

S obzirom na to da je fotonaponski sistem dimenzionisan tako da u potpunosti pokriva potrebe rashladnog sistema za električnom energijom, troškovi nabavke električne energije iz distributivne mreže nisu prisutni. Time su direktni energetski eksploatacioni troškovi u smislu potrošnje električne energije jednaki nuli.

Međutim, u dugoročnom periodu rada potrebno je uzeti u obzir potencijalne troškove održavanja i eventualne zamene pojedinih komponenti, pre svega baterijskog sistema, čiji je radni vek kraći od radnog veka fotonaponskih modula. U ovoj analizi pretpostavljeno je da se osnovni troškovi održavanja uklapaju u ukupni vremenski horizont sistema i da ne menjaju značajno ukupnu ekonomsku sliku u odnosu na inicijalnu investiciju.

IV.3. Ukupni troškovi tokom perioda eksploatacije

Ukupni troškovi PV–kompresionog rashladnog sistema tokom perioda eksploatacije dominantno su određeni visinom početne investicije, dok su operativni troškovi relativno mali. Ovakva struktura troškova karakteristična je za sisteme zasnovane na obnovljivim izvorima energije, kod kojih se najveći deo troškova javlja u fazi instalacije, dok su varijabilni troškovi rada minimalni.

S obzirom na to da je fotonaponski sistem dimenzionisan tako da u potpunosti pokriva potrebe rashladnog postrojenja za električnom energijom, troškovi nabavke električne energije iz distributivne mreže ne postoje. Tokom eksploatacije javljaju se uglavnom troškovi redovnog održavanja, kao i eventualni troškovi zamene pojedinih komponenti sistema, pre svega baterijskog skladišta električne energije.

Radi potpunijeg sagledavanja ekonomskih performansi sistema, ukupni troškovi tokom radnog veka od 20 godina analizirani su kroz pokazatelj prosečne cene proizvedene rashladne energije, izražene u €/kWh.

IV.4 Specifični ekonomski pokazatelji

Radi potpunije tehnoekonomske evaluacije analiziranog koncepta, ukupna investicija izražena je kroz tri komplementarna pokazatelja: specifični investicioni trošak po jedinici rashladne snage, specifični trošak po jedinici klimatizovanog prostora i prosečna cena proizvedene rashladne energije tokom projektog perioda rada.

1) Specifični investicioni trošak po kW rashladne snage (€/kW)

$$c_{\text{inv,kW}} = \frac{\text{CAPEX}}{Q_{\text{nom}}} = \frac{17\,775}{15} = 1185 \text{ €/kW} \quad (5)$$

2) Specifični trošak po m² klimatizovanog prostora (€/m²)

$$c_{\text{inv,m}^2} = \frac{\text{CAPEX}}{A} = \frac{17\,775}{140} = 126,96 \text{ €/m}^2 \quad (6)$$

3) Cena proizvedene rashladne energije (€/kWh) za 20 godina

Za procenu prosečne cene proizvedene rashladne energije usvojen je projektovani radni vek sistema od 20 godina i referentni godišnji fond rada od 1500 sati, što odgovara tipičnom letnjem režimu rada od približno osam sati dnevno tokom perioda intenzivnog hlađenja. Na osnovu toga ukupno proizvedena rashladna energija tokom 20 godina iznosi 450.000 kWh.

Odnos ukupne investicije i ukupno proizvedene rashladne energije daje prosečnu cenu rashladne energije:

(a) Samo CAPEX (bez OPEX)

$$c_{\text{cool}} = \frac{\text{CAPEX}}{E_{\text{cool},20}} = \frac{17\,775}{450\,000} = 0,0395 \text{ €/kWh} \quad (7)$$

Pri tome je pretpostavljeno da sistem ne koristi električnu energiju iz mreže i da varijabilni energetske troškovi ne postoje, dok diskontovanje i eventualna zamena baterijskog sistema nisu uključeni u osnovni scenario.

(b) CAPEX + OPEX (održavanje - 1% godišnje)

$$c_{\text{cool}} = \frac{\text{CAPEX}}{E_{\text{cool},20}} = \frac{21\,240}{450\,000} = 0,0472 \text{ €/kWh} \quad (8)$$

(c) CAPEX + OPEX (održavanje + zamena baterije (1× u 10. godini 4.800 €))

$$c_{\text{cool}} = \frac{\text{CAPEX}}{E_{\text{cool},20}} = \frac{26\,040}{450\,000} = 0,0579 \text{ €/kWh} \quad (9)$$

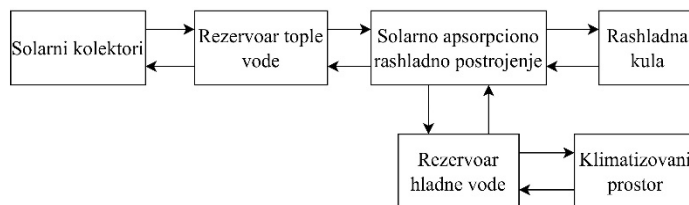
Dobijene vrednosti ukazuju na karakterističnu ekonomsku strukturu sistema zasnovanog na obnovljivim izvorima energije – visoku početnu investiciju i veoma niske operativne troškove, pri čemu dugoročna cena rashladne energije dominantno zavisi od trajnosti ključnih komponenti i vremenskog horizonta analize.

V SOLARNO APSORPCIONO RASHLADNO POSTROJENJE

Solarno apsorpciono hlađenje predstavlja tehnologiju koja omogućava korišćenje solarne toplotne energije za potrebe klimatizacije prostora. Za razliku od parno-kompresionog sistema, kod kog se kompresija rashladnog fluida ostvaruje mehaničkim radom kompresora, kod apsorpcionog sistema mehanička kompresija zamenjena je termički pogonjenim procesom. Na taj način solarna energija se direktno koristi kao pogonski izvor rashladnog ciklusa.

U poređenju sa drugim tehnologijama solarnog hlađenja (adsorpcioni, desikantni ili ejektorski sistemi), apsorpcioni rashladni uređaji postižu viši koeficijent hlađenja (COP), dok je njihovo glavno ograničenje potreba za relativno velikom površinom solarnih termičkih kolektora. Najčešće primenjivani radni par u klimatizacionim aplikacijama jeste voda/litijum-bromid (H₂O–LiBr), dok se par amonijak/voda (NH₃–H₂O) dominantno koristi u rashladnim sistemima nižih temperatura [8, 9].

U ovom radu analiziran je jednostepeni (single-effect) apsorpcioni rashladni sistem sa radnim parom H₂O–LiBr, u kombinaciji sa vakuumskim cevnom solarnim kolektorima.



Slika 4. Komponente solarnog apsorpcionog rashladnog sistema

V.1. Solarni termički kolektori

Kao izvor toplotne energije za generator apsorpcionog ciklusa korišćen je vakuumski cevni kolektor tipa ETC-30 proizvođača Apricus Solar. Osnovne tehničke karakteristike kolektora prikazane su u Tabeli 3.

Tabela 3. Tehnička karakteristike vakuumskog cevnog solarnog kolektora Apricus ETC-30 [10]

ETC-30 Vakuumski cevni solarni kolektor	
Dimenzije (DxŠxV)	2005x2196x136 mm
Maksimalna izlazna snaga	2014 W
Površina solarnog kolektora	2,40 m ²
Stepen korisnosti η_0	0,845
Linearni koeficijent toplotnih gubitaka a_1	1,47 W/m ² K
Kvadratni koeficijent toplotnih gubitaka a_2	0,01 W/m ² K
Protok	2 l/min (maks. 15 L/min)

Vakuumski cevni kolektori izabrani su zbog svoje visoke optičke efikasnosti, malih toplotnih gubitaka i sposobnosti da obezbede temperaturu tople vode u opsegu 70–95°C, a što odgovara zahtevima generatora apsorpcionog rashladnog uređaja.

Na osnovu časovnih vrednosti globalnog sunčevog zračenja G za referentni dan (4. avgust 2017. godine, Beograd, podaci iz PVGIS), određuje se toplotni protok koji apsorbuje jedan solarni kolektor u vremenskom intervalu od jednog časa [11]:

$$\Phi_{\text{doz}} = A_{\text{ETC}} G \eta_{\text{ETC}} \quad (10)$$

gde su:

A_{ETC} [m²] – površina jednog solarnog kolektora;

G [W/m²] – globalno sunčevo zračenje dozračeno na površinu kolektora;

η_{ETC} – stepen korisnosti solarnog kolektora, koji se najčešće određuje prema ISO test metodi [12, 13], odnosno pomoću sledećeg izraza:

$$\eta_{\text{ETC}} = \eta_0 - a_1 \frac{q_{\text{sr}} - q_{\text{amb}}}{G} - a_2 G \left(\frac{q_{\text{sr}} - q_{\text{amb}}}{G} \right)^2 \quad (11)$$

gde su:

η_0 – stepen korisnosti vakuumskog kolektora bez gubitaka toplote;

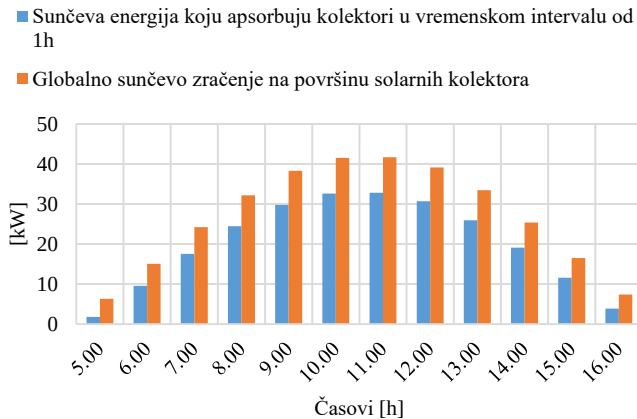
a_1 – linearni koeficijent toplotnih gubitaka;

a_2 – kvadratni koeficijent toplotnih gubitaka;

ϑ_{sr} – srednja temperatura radnog fluida na ulazu i izlazu iz kolektora;

ϑ_{amb} – temperatura okolnog vazduha.

određena je dnevna količina korisne apsorbovane toplote jednog kolektora, a koja iznosi 14,07 kWh (Slika 5).



Slika 5. Časovne vrednosti apsorbovane iskorišćene količine toplote 17 solarnih kolektora sa vakuumskim cevima

U proračunu je pretpostavljeno da je srednja temperatura vode na ulazu i izlazu iz kolektora konstantna i iznosi 70 °C, zahvaljujući prisustvu akumulacionog rezervoara tople vode.

V.2. Apsorpcioni rashladni uređaj

Analiza je sprovedena za apsorpcioni rashladni uređaj WEGRACAL® model Maral 1, nominalne rashladne snage od 15 kW i koeficijenta hlađenja $COP = 0,75$. Za odvođenje otpadne toplote potrebna je rashladna snaga recirkulacionog sistema od približno 35 kW [14]. Osnovne tehničke karakteristike ovog rashladnog uređaja prikazani su u Tabeli 4.

Tabela 4. Osnovne tehničke karakteristike apsorpcionog rashladnog uređaja WEGRACAL® model Maral 1

		Jedinica	WEGRACAL® model Maral 1
Topla voda	Temperatura na ulazu	°C	85
	Temperatura na izlazu	°C	70
	Protok	m ³ /h	1,2
Voda za odvođenje toplote iz kondenzatora i apsorbera	Temperatura na ulazu	°C	35
	Temperatura na izlazu	°C	27
	Protok	m ³ /h	6,8
Hladna voda	Temperatura na ulazu	°C	9
	Temperatura na izlazu	°C	15
	Protok	m ³ /h	2,2
	Potrošnja el. energije	kW	0,15
	COP	-	0,75

Prema podacima proizvođača, za ostvarivanje rashladnog kapaciteta od 15 kW potrebno je obezbediti toplotno opterećenje generatora od 20 kW [14]. Uzimajući u obzir dodatne gubitke od približno 2% u akumulacionom rezervoaru i cevnoj mreži, kao i faktor konverzije vakuumskog kolektora od 0,717, ukupno potrebna toplotna snaga solarnih kolektora iznosi 28,57 kW.

V.3. Određivanje broja kolektora

Pretpostavljajući da apsorpcioni rashladni uređaj radi osam sati dnevno, generator zahteva približno 228,57 kWh toplotne energije dnevno.

S obzirom na to da jedan kolektor sa vakuumskim cevima obezbeđuje 14,07 kWh korisne toplote tokom analiziranog dana, na osnovu energetske ravnoteže određeno je da je za podmirivanje potreba apsorpcionog rashladnog uređaja potrebno 17 kolektora, svaki sa 30 vakuumskih cevi.

Time je definisana ukupna površina i instalisana toplotna snaga solarnog podsistema.

V.4. Akumulacija i pomoćni sistemi

U skladu sa preporukama proizvođača apsorpcionog uređaja, usvojen je rezervoar ohlađene vode zapremine 1000 litara (preporučeni opseg 800–1000 l) [14].

Zapremina rezervoara tople vode određena je na osnovu odnosa zapremine rezervoara i apsorberske površine kolektora od 0,04 m³/m² [15], pri čemu je usvojen solarni rezervoar zapremine 1500 litara.

U analizi nije razmatran pomoćni grejač, uz pretpostavku da vakuumski cevni kolektori kontinuirano obezbeđuju potrebnu temperaturu tople vode od 85–90 °C. Takođe, trošak ventilokonvektora nije uključen u investicionu analizu, budući da predstavlja zajedničku komponentu i kod kompresionog i kod apsorpcionog sistema.

VI TEHNOEKONOMSKA ANALIZA APSORPCIONOG RASHLADNOG SISTEMA

Ekonomska analiza solarnog apsorpcionog rashladnog sistema obuhvata procenu ukupnih investicionih troškova, godišnjih troškova eksploatacije i troškova održavanja tokom projektovanog radnog veka sistema.

$$C_{ukupno} = C_{investicioni} + C_{operativni} + C_{održavanje} \quad (12)$$

Ukupni godišnji trošak sistema definiše se kao zbir amortizovanog investicionog troška, godišnjih troškova održavanja i troškova električne energije potrebne za rad pomoćnih komponenti sistema.

$$C_{investicioni} = A \cdot \frac{(1+i)^m \cdot i}{(1+i)^m - 1} \quad (13)$$

VI.1. Investicioni troškovi sistema

Ukupni investicioni troškovi obuhvataju nabavku apsorpcionog rashladnog uređaja, rashladnog tornja, solarnih termičkih kolektora, rezervoara tople i hladne vode, cirkulacionih pumpi, kao i troškove instalacije i prateće opreme (cevi, ventili i sistem upravljanja). Struktura investicije prikazana je u Tabeli 5.

Ukupna vrednost investicije iznosi 43275 €, pri čemu najveći deo investicije otpada na apsorpcioni rashladni uređaj i solarne termičke kolektore. Značajan udeo u ukupnim troškovima ima i rashladni toranj, koji je neophodan za odvođenje otpadne toplote iz kondenzatora i apsorbera rashladnog uređaja.

Radi procene godišnjeg investicionog troška, ukupna investicija

amortizovana je tokom projektovanog radnog veka sistema od 20 godina, uz pretpostavljenu diskontnu (kamatnu) stopu od 2,75%.

Tabela 5. Investicioni troškovi za solarni apsorpcioni rashladni sistemi

Ukupni investicioni trošak solarnog apsorpcionog sistema za hlađenje	
Rashladna snaga	15 kW
Apsorpciono rashladno postrojenje (1165 €/kW)	17.475 €
Rashladna kula	5.500 €
Vakuumski cevni solarni kolektori (17 komada)	13.600 €
Rezervoar tople vode (1500 litara)	1.400 €
Rezervoar hladne vode (1000 litara)	880 €
Cirkulacione pumpe	920 €
1. Cirkulaciona pumpa tople vode	
2. Cirkulaciona pumpa vode za hlađenje kondenzatora i apsorbera	
3. Cirkulaciona pumpa hladne vode	
Međuzbir	39.775 €
Cevi, ventili i upravljački sistem	2.000 €
Ugradnja	1.500 €
Ukupni investicioni trošak	43.275 €

VI.2. Operativni troškovi sistema

Za razliku od kompresionog sistema napajanog fotonaponskom energijom, kod apsorpcionog rashladnog sistema određena količina električne energije neophodna je za rad pomoćnih komponenti sistema. Električna energija koristi se za pogon ventilatora rashladnog tornja i cirkulacionih pumpi u solarnom i rashladnom krugu.

Ukupna električna snaga ovih potrošača procenjena je na 1,44 kW. Uz pretpostavljeni godišnji rad sistema od 1500 sati, ukupna godišnja potrošnja električne energije iznosi 2160 kWh godišnje.

Prema podacima iz godišnjeg izveštaja Agencije za energetiku za 2023. godinu, prosečna cena električne energije za domaćinstva u drugoj polovini godine iznosila je 10,46 €cent/kWh. Na osnovu toga godišnji trošak električne energije za rad pomoćnih komponenti apsorpcionog sistema iznosi približno 226 €

godišnje.

VI.3. Troškovi održavanja

Procena godišnjih troškova održavanja solarnih rashladnih sistema zavisi od više faktora, uključujući vrstu radnog fluida, intenzitet rada sistema i učestalost servisiranja. U literaturi se često kao aproksimacija koristi pretpostavka da troškovi održavanja iznose oko 1% inicijalne investicije, pri čemu se iz obračuna najčešće isključuju troškovi rezervoara vode.

U skladu sa ovom pretpostavkom, godišnji trošak održavanja analiziranog sistema procenjen je na približno 1% vrednosti osnovne opreme sistema, što predstavlja realističnu procenu za dugoročnu eksploataciju solarnih apsorpcionih sistema.

VI.4 Specifični investicioni pokazatelji

U cilju jasnijeg sagledavanja investicione efikasnosti analiziranih sistema, ukupna investicija prikazana je kroz specifične ekonomske pokazatelje izražene po jedinici rashladne snage, po jedinici klimatizovane površine i po jedinici proizvedene rashladne energije.

- 1) Specifični investicioni trošak po kW rashladne snage (€/kW)

$$c_{\text{inv,kW}} = \frac{\text{CAPEX}}{Q_{\text{nom}}} = \frac{43\,275}{15} = 2\,885 \text{ €/kW} \quad (14)$$

- 2) Specifični trošak po m² klimatizovanog prostora (€/m²)

$$c_{\text{inv,m}^2} = \frac{\text{CAPEX}}{A} = \frac{43\,275}{140} = 309,1 \text{ €/m}^2 \quad (15)$$

- 3) Cena proizvedene rashladne energije (€/kWh) za 20 godina

- (a) Samo CAPEX (bez OPEX)

$$c_{\text{cool}} = \frac{\text{CAPEX}}{E_{\text{cool},20}} = \frac{43\,275}{450\,000} = 0,0962 \text{ €/kWh} \quad (16)$$

- (b) CAPEX + OPEX (električna energija (226 €/god) + održavanje (410 €/god))

$$c_{\text{cool}} = \frac{\text{CAPEX} + \text{OPEX}}{E_{\text{cool},20}} = \frac{55\,995}{450\,000} = 0,1244 \text{ €/kWh} \quad (17)$$

Radi preglednijeg sagledavanja dobijenih rezultata i lakšeg poređenja analiziranih sistema, ključni ekonomski pokazatelji prikazani su u tabelarnom obliku u Tabeli 6.

Tabela 6. Poređenje specifičnih ekonomskih pokazatelja PV–kompresionog i solarnog apsorpcionog sistema

Pokazatelj	PV–kompresioni	Solarno–apsorpcioni
CAPEX (ukupno)	17.775 €	43.275 €
€/kW	1.185 €/kW	2.885 €/kW
€/m ²	≈ 127 €/m ²	≈ 309 €/m ²
€/kWh (CAPEX only)	0,0395 €/kWh	0,096 €/kWh
€/kWh (CAPEX+OPEX)	0,047 €/kWh (bez zamene baterije) / 0,058 €/kWh (sa zamenom)	0,124 €/kWh (el. energija + održavanje)

VII ZAKLJUČAK

U radu je izvršena tehnookonomska analiza i poređenje dva sistema solarnog hlađenja nominalne rashladne snage 15 kW: parno-kompresionog sistema napajanog električnom energijom iz fotonaponskog sistema sa baterijskim skladištenjem i parno-

apsorpcionog sistema pogonjenog toplotom iz vakuumskih cevnih solarnih kolektora.

Na osnovu sprovedenog dimenzionisanja utvrđeno je da PV–kompresioni sistem zahteva 19 fotonaponskih modula ukupne površine oko 38 m², dok apsorpcioni sistem zahteva 17 vakuumskih cevnih kolektora, kao i dodatnu opremu za

odvođenje otpadne toplote. Ukupna investicija PV–kompresionog sistema iznosi 17.775 €, dok investicija apsorpcionog sistema iznosi 43.275 €.

Specifični investicioni trošak PV–kompresionog sistema iznosi oko 1.185 €/kW rashladne snage ($\approx 127 \text{ €/m}^2$), dok za apsorpcioni sistem iznosi oko 2.885 €/kW ($\approx 309 \text{ €/m}^2$). Prosečna cena proizvedene rashladne energije tokom 20 godina procenjena je na približno 0,04–0,06 €/kWh za PV–kompresioni sistem i oko 0,12 €/kWh za solarno-apsorpcioni sistem.

Dobijeni rezultati pokazuju da je u analiziranim uslovima PV–kompresioni sistem tehnoeekonomski povoljnije rešenje za sisteme solarnog hlađenja manjih kapaciteta, prvenstveno zbog niže početne investicije i manjih ukupnih troškova tokom eksploatacije. Solarno-apsorpcioni sistemi ostaju interesantna alternativa u slučajevima kada postoji raspoloživa solarna toplotna energija ili drugi izvori niskotemperaturne toplote koji mogu da pokreću rashladni ciklus.

ZAHVALNICA

Ovde prikazani rezultati su rezultat istraživanja podržanog od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija RS po Ugovoru 451-03-34/2026-03/200105 od 05.02.2026. godine.

LITERATURA

- [1] Tracking Clean Energy Progress 2023, <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023> [pristupljeno 7.02.2026]
- [2] Photovoltaic geographical information system: Performance of grid-connected PV, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html [pristupljeno 7.02.2026]
- [3] SMGS Čileri i toplotne pumpe, https://www.smgs.rs/pdf/SMGS_CILERI_I_TOPLITNE_PUMPE.pdf
- [4] Mikulović, J., Đurišić Ž. *Solarna energetika*, Akademski misao, Beograd, 2019
- [5] HUAWEI SUN2000-10KTL-M1 HC Wechselrichter, https://minimipower.com/products/huawei-sun2000-10ktl-m1-wechselrichter?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwreW2BhBhEiwAavLwfBwDgge9o4s_khRD1t3tzLIdyKMj9MhmUMmsW7yWh0h5E0DXJZEzoxoC6VAQAyD_BwE [pristupljeno 7.02.2026]
- [6] What is a Lithium Iron Phosphate (LiFePO4) Battery: Properties, Advantages & Alternatives, <https://ecotreelithium.co.uk/news/what-are-lifepo4-batteries/> [pristupljeno 7.02.2026]
- [7] Canadian HiKu6 CS6R-415MS 1500V Silver Frame Solar Panel Monofacial, <https://sun.store/en/offer/9sZzybMg> [pristupljeno 7.02.2026]
- [8] Florides, G.A., Kalogirou, S.A., Tassou, S.A., Wrobel, L.C. Modelling and simulation of an absorption solar cooling system for Cyprus, *Solar Energy*, Vol. 72, No. 1, pp. 43–51, 2002. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(01\)00081-0](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(01)00081-0)
- [9] Li, Z.F., Sumathy, K. Simulation of a solar absorption air conditioning system, *Energy Conversion & Management*, Vol. 42, No. 3, pp. 313–327, 2001. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(00\)00057-1](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(00)00057-1)
- [10] Apricus ETC-30 solar collector, <https://www.apricus.com/ETC-30-Solar-Collector-pd43215927.html> [pristupljeno 7.02.2026]
- [11] Duffie, J.A., Beckman, W.A., Blair, N. *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind*, John Wiley & Sons, Inc., 2020. <https://ndl.ethernet.edu.et/server/api/core/bitstreams/51194894-4622-4a2a-af57-4901a099abcb/content> [pristupljeno 7.02.2026]
- [12] Allan, J., Dehouche, Z., Stankovic, S., Mauricette, L. Performance testing of thermal and photovoltaic thermal solar collectors, *Energy Science & Engineering*, Vol. 3, pp. 310–326, 2015. <https://doi.org/10.1002/ese3.75>
- [13] Buonomano, A., Calise, F., d'Accadia, D.M., Ferruzzi, G., Frascogna, S., Palombo, A., Russo, R., Scarpellino, M. Experimental analysis and dynamic simulation of a novel high-temperature solar cooling system, *Energy Conversion and Management*, Vol. 109, pp. 19–39, 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.11.047>
- [14] Absorber Wegracal Maral, <https://www.eaw-energieanlagenbau.de/absorber-akm.html> [pristupljeno 7.02.2026]
- [15] Hang, Y., Qu, M., Zhao, F. Economical and environmental assessment of an optimized solar cooling system for a medium-sized benchmark office building in Los Angeles, California, *Renewable Energy*, Vol. 36, No. 2, pp. 648–658, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.08.005>

AUTORI

Marija Vasilev – asistent, Mašinski fakultet Univerziteta u Beogradu, mvasilev@mas.bg.ac.rs, ORCID [0000-0001-6156-2451](https://orcid.org/0000-0001-6156-2451)
Branislav Petrović – asistent, Mašinski fakultet Univerziteta u Beogradu, bpetrovic@mas.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-2429-0642](https://orcid.org/0000-0002-2429-0642)
Miloš Banjac – prof. dr, Mašinski fakultet Univerziteta u Beogradu, mbanjac@mas.bg.ac.rs, ORCID [0000-0001-8659-8581](https://orcid.org/0000-0001-8659-8581)

Techno-Economic Assessment of Compression and Absorption Systems for Solar-Driven Cooling

Abstract – This paper presents a techno-economic performance analysis and a comparison of two refrigeration systems capable of providing so-called solar cooling: a compression refrigeration system and an absorption refrigeration system. Solar radiation is considered the primary energy source for both systems. The differences between the systems arise from the energy conversion pathway and the principle by which the cooling process is achieved. In the compression refrigeration system, solar energy is converted into electrical energy using photovoltaic devices, which is subsequently used to drive the compressor. In the absorption refrigeration system, the cooling process is achieved using thermal energy supplied by solar thermal collectors. To ensure comparability of the results, both refrigeration systems are analysed for the same nominal cooling capacity of 15 kW.

Index Terms – Solar-driven cooling, Vapour compression Refrigeration system, Absorption refrigeration system, Techno-economic analysis

Detekcija False Data Injection napada u pametnim mrežama primenom mašinskog učenja na Big Data setovima

Vladimir Bečejac*, Dobrila Škatarić*, Petar Lukić*

* Univerzitet u Beogradu, Mašinski fakultet, Kraljice Marije 16, Beograd

Rezime – Digitalizacija elektroenergetskog sistema omogućava efikasnije upravljanje, ali otvara prostor za sofisticirane sajber napade, poput ubacivanja lažnih podataka. Tradicionalne metode detekcije loših podataka često nisu u stanju da prepoznaju napade koji su dobro programirani i ostaju unutar granica greške estimacije stanja. Ovaj rad daje pristup detekciji lažnih napada primenom algoritama mašinskog učenja u MATLAB okruženju. Koristeći velike setove podataka razvijen je model koji identifikuje anomalije u korelacijama mrežnih parametara u realnom vremenu. Rezultati simulacija na IEEE test sistemima pokazuju visoku preciznost modela u razlikovanju normalnih promena podataka od zlonamernih manipulacija podacima, čime se direktno unapređuje pouzdanost i odgovorna upotreba digitalne infrastrukture EES.

Ključne reči – FDIA, mašinsko učenje, estimacija stanja, big data

1 UVOD

Digitalizacija elektroenergetskih sistema (EES) i razvoj koncepta pametnih mreža (Smart Grids) značajno su unapredili mogućnosti upravljanja, monitoringa i optimizacije rada sistema u realnom vremenu. Integracija SCADA/EMS sistema, Phasor Measurement Units (PMU), naprednih komunikacionih protokola i distribuiranih izvora energije omogućila je precizniju procenu stanja sistema, bržu reakciju na poremećaje i efikasnije planiranje rada [1]. Međutim, povećana zavisnost od informaciono-komunikacione infrastrukture istovremeno je otvorila prostor za nove bezbednosne izazove, posebno u domenu sajber bezbednosti. Savremeni elektroenergetski sistem više nije isključivo fizički sistem, već kompleksan sajber-fizički sistem u kome kompromitacija podataka može imati ozbiljne operativne posledice [2].

Jedna od najznačajnijih pretnji u tom kontekstu jesu False Data Injection (FDI) napadi, odnosno napadi ubacivanjem lažnih/loših merenja u proces estimacije stanja. Za razliku od klasičnih grešaka u merenju, FDI napadi su namerno konstruisani tako da ostanu neprimećeni od strane tradicionalnih metoda detekcije loših podataka (Bad Data Detection – BDD). U standardnoj formulaciji procene stanja, merni vektor se opisuje linearnim ili nelinearnim modelom oblika

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e},$$

gde su $\mathbf{z}$ vektor merenja, $\mathbf{x}$ vektor stanja (naponi i uglovi), a $\mathbf{e}$ šum merenja. Ako napadač konstruiše vektor napada u skladu sa strukturom mernog modela, moguće je generisati takozvani

„stealth“ napad koji ne menja statističke osobine reziduala i prolazi kroz χ^2 test bez detekcije [3]. Takvi napadi mogu prouzrokovati pogrešne operativne odluke, nepravilno dispečersko upravljanje, pa čak i destabilizaciju sistema [4].

U literaturi su FDI napadi detaljno analizirani sa teorijskog stanovišta, pri čemu je pokazano da napadač koji poznaje mernu matricu sistema može konstruisati vektor napada Jacobian matrice tako da ostane nevidljiv standardnim testovima reziduala [5]. Dalja istraživanja proširila su analizu na AC modele, parcijalno kompromitovana merenja te scenarije sa ograničenim znanjem napadača [6,7]. Istovremeno, sve veća dostupnost velikih skupova podataka (Big Data) iz SCADA i PMU sistema podstakla je razvoj metoda zasnovanih na mašinskom učenju za detekciju anomalija u elektroenergetskim mrežama [8]. Primena algoritama kao što su Support Vector Machines, neuronske mreže, ansambl metode i duboko učenje pokazala je da podaci sadrže obrasce koji omogućavaju razlikovanje normalnih operativnih promena od zlonamernih manipulacija [9].

Posebnu pažnju u novijim istraživanjima zaslužno privlače ansambl metode, naročito algoritam Random Forest, zahvaljujući njegovoj robusnosti, otpornosti na prenaučavanje i sposobnosti obrade visoko-dimenzionalnih podataka [10]. Random Forest kombinuje veliki broj stabala odlučivanja koji su trenirani na različitim podskupovima podataka i karakteristika, čime se ostvaruje stabilna i pouzdana klasifikacija čak i u prisustvu šuma i nelinearnosti. U kontekstu detekcije napada na infrastrukturne sisteme, ova karakteristika dobija poseban značaj, jer realni elektroenergetski podaci sadrže prirodne varijacije opterećenja, merni šum i operativne promene koje ne smeju biti pogrešno interpretirane kao napad [11,12].

Motivacija ovog rada proističe iz potrebe da se razvije metodologija koja će moći da detektuje sofisticirane, „stealth-like“ FDI napade u realističnim uslovima rada sistema, uz istovremeno očuvanje niske stope lažnih alarma. Cilj rada je razvoj i testiranje modela zasnovanog na Random Forest algoritmu za detekciju FDI napada na velikom skupu sintetički generisanih podataka dobijenih simulacijom IEEE test sistema sa 14 čvorova u MATPOWER (delu Matlab-a) okruženju. Dataset obuhvata 20.000 uzoraka (10.000 normalnih i 10.000 napadnutih scenarija), generisanih uz varijaciju opterećenja i prisustvo mernog šuma, čime se postiže realističan model operativnih uslova.

Doprinos rada ogleda se u: (i) generisanju Big Data skupa podataka zasnovanog na AC proračunu tokova snaga, (ii)

implementaciji stealth-like FDI napada sa parcijalnim kompromitovanjem merenja, (iii) primeni Random Forest algoritma za klasifikaciju normalnih i abnormalnih stanja i (iv) detaljnoj analizi performansi modela kroz standardne metrike tačnosti, preciznosti, odziva i ROC (Receiver Operating Characteristic) analizu. Rezultati pokazuju da je moguće postići visoku preciznost detekcije uz veoma nisku stopu lažnih alarma, čime se potvrđuje potencijal primene mašinskog učenja u unapređenju sajber bezbednosti pametnih mreža.

II TEORIJSKE OSNOVE

II.1. Model merenja i procena stanja (State Estimation)

Osnovni zadatak procene stanja u elektroenergetskom sistemu jeste određivanje vektora stanja sistema na osnovu raspoloživih merenja. Vektor stanja u AC modelu obično se definiše kao:

$$x = [\theta_1 \quad \theta_2 \quad \dots \quad \theta_n \quad V_1 \quad V_2 \quad \dots \quad V_n]^T,$$

gde su θ_i – naponski ugao u čvoru i , V_i – amplituda napona u čvoru i , n – broj čvorova u mreži.

Merenja u sistemu formiraju vektor merenja:

$$z = [z^1 z^2 \dots z^m]^T,$$

gde je m ukupan broj merenja u sistemu. Opšti nelinearni model merenja može se zapisati u obliku:

$$z = h(x) + e$$

gde su:

- $h(x)$ – nelinearna vektorska funkcija koja povezuje stanje sistema sa merenjima,
- e – vektor mernog šuma, koji se najčešće modeluje kao Gaussova slučajna promenljiva sa kovarijansom R .

Procena stanja se najčešće sprovodi metodom ponderisanih najmanjih kvadrata (WLS – Weighted Least Squares). U tom slučaju procenjeno stanje dobija se minimizacijom funkcije cilja:

$$J(x) = (z - h(x))^T R^{-1} (z - h(x))$$

Ova funkcija predstavlja ponderisanu kvadratnu normu reziduala, pri čemu matrica R^{-1} daje veću težinu pouzdanijim merenjima.

Rešenje se dobija iterativnim postupkom (najčešće Newton–Raphson metodom), pri čemu se koristi Jacobian matrica:

$$H = \partial h / \partial x$$

Jacobian matrica H sadrži parcijalne izvode mernih funkcija po komponentama vektora stanja i predstavlja ključni element u procesu linearizacije modela.

Linearizovani model oko radne tačke može se zapisati kao:

$$\Delta z = H \Delta x + e$$

gde su:

- Δz – inkrement merenja,
- Δx – inkrement stanja,
- H – Jacobian matrica.

Ovaj linearizovani model ima ključnu ulogu kako u evaluaciji detekcije loših podataka, tako i u izgradnji False Data Injection (FDI) napada, jer struktura matrice H određuje prostor u kojem je moguće osmisliti napad koji ostaje neotkriven standardnim

metodama detekcije.

II.2. Problem detekcije loših podataka (BDD)

U realnim elektroenergetskim sistemima merenja su podložna različitim vrstama grešaka: šumu senzora, komunikacionim smetnjama, kvarovima mernih uređaja i privremenim prekidima prenosa podataka. Zbog toga je sastavni deo procesa procene stanja i mehanizam detekcije loših podataka. Nakon dobijanja procenjenog stanja $\hat{x}$, računa se vektor reziduala:

$$r = z - h(\hat{x}),$$

gde su:

- z – vektor merenja,
- $h(\hat{x})$ – procenjene vrednosti merenja na osnovu procenjenog stanja.

Ako su merenja korektna i greške slučajne (Gaussove), rezidual bi trebalo da ima statistička svojstva koja odgovaraju pretpostavljenom šumu. U suprotnom, pretpostavlja se prisustvo loših podataka.

Najčešće korišćen test je χ^2 test, zasnovan na sledećoj statistici:

$$T = r^T R^{-1} r$$

gde je R kovarijaciona matrica šuma merenja. Dobijena vrednost T poredi se sa pragom χ^2 raspodele za odgovarajući broj stepeni slobode $(m - n)$, gde je m broj merenja, a n broj stanja.

Ako je:

$$T > \chi^2 \alpha (m - n)$$

zaključuje se da postoji loš podatak u mernom skupu.

Ovaj pristup je efikasan za detekciju slučajnih grešaka i pojedinačnih odstupanja, ali se zasniva na pretpostavci da su greške nezavisne i da nemaju strukturu koja je povezana sa modelom sistema. Upravo tu leži njegova osnovna slabost u kontekstu sajber napada.

II.3. FDI napadi

False Data Injection (FDI) napadi predstavljaju sofisticirani oblik manipulacije mernim podacima, pri čemu napadač ne ubacuje proizvoljne greške, već pažljivo konstruisane promene koje prate strukturu mernog modela sistema.

Pretpostavimo da napadač modifikuje merni vektor z u:

$$z' = z + a$$

gde je a vektor napada. Ako napadač poznaje (ili dovoljno dobro aproksimira) Jacobian matricu H , može konstruisati napadni vektor u obliku:

$$a = H c$$

gde je c proizvoljan vektor dimenzije broja stanja.

U tom slučaju dobijamo:

$$\begin{aligned} z' &= Hx + e + Hc \\ z' &= H(x + c) + e \end{aligned}$$

što znači da napad dovodi do pogrešnog procenjenog stanja $x' = x + c$, ali rezidual ostaje nepromenjen u odnosu na slučaj bez napada.

Rezidual u prisustvu napada postaje:

$$\begin{aligned} r' &= z' - H x' \\ r' &= (H(x + c) + e) - H(x + c) \\ r' &= e \end{aligned}$$

Dakle, statistika reziduala ostaje ista kao i u normalnim uslovima. Takav napad naziva se stealth napad, jer prolazi kroz standardni χ^2 test bez detekcije.

U realnim uslovima napadač (haker) često nema pristup svim merenjima, već kompromituje samo podskup merenja. U tom slučaju govorimo o parcijalno kompromitovanom FDI napadu. Ipak, čak i tada je moguće konstruisati napade koji značajno utiču na estimirano stanje sistema, naročito ako su kompromitovana strateški važna merenja (npr. tokovi snaga na kritičnim dalekovodima, kao što su interkonektivni, ili uglovi napona u ključnim čvorovima).

Posledice FDI napada mogu biti ozbiljne:

- pogrešna procena opterećenja dalekovoda;
- netačna analiza sigurnosti sistema;
- pogrešne dispečerske odluke;
- povećanje rizika od preopterećenja ili čak kaskadnih ispada.

Zbog toga se tradicionalni BDD pristupi smatraju nedovoljnim u kontekstu sajber bezbednosti, a u poslednje vreme sve veću ulogu imaju metode zasnovane na mašinskom učenju, koje analiziraju obrasce podataka i mogu detektovati anomalije čak i kada su one modelom „nevidljive“.

III RANDOM FOREST ALGORITAM

Random Forest (RF) predstavlja jedan od najmoćnijih i najrasprostranjenijih algoritama mašinskog učenja zasnovanih na ansamblu stabala odlučivanja (Decision Trees). Razvio ga je Leo Breiman 2001. godine, a njegova suština leži u kombinovanju velikog broja pojedinačnih stabala kako bi se dobio model sa znatno većom tačnošću i otpornošću na preprilagođavanje (*overfitting*) u poređenju sa pojedinačnim stablima. Algoritam se oslanja na dve ključne tehnike: Bagging (Bootstrap Aggregating) i nasumični odabir karakteristika (Feature Randomness). Umesto da se celokupan set podataka koristi za svako stablo, RF kreira više podskupova podataka putem nasumičnog uzorkovanja sa ponavljanjem. Ako imamo N primera u trening setu, za svako stablo se bira N uzoraka, pri čemu se neki primeri mogu ponoviti, dok drugi ostaju neiskorišćeni. Ovi neiskorišćeni podaci nazivaju se *Out-of-Bag* (OOB) uzorci i koriste se za internu validaciju modela bez potrebe za posebnim testnim setom.

Prilikom grananja u svakom čvoru pojedinačnog stabla, algoritam ne razmatra sve dostupne ulazne parametre (npr. sve napone i snage u mreži). Umesto toga, bira se nasumični podskup od k karakteristika (obično $k = \sqrt{m}$, gde je m ukupan broj parametara). Ovo osigurava da stabla u "šumi" budu međusobno nekorelisana, što je ključno za detekciju suptilnih FDI napada.

Glavni cilj svakog stabla je da podeli podatke tako da svaki sledeći čvor bude "čistiji" od prethodnog. Najčešće korišćena mera za ovo u klasifikaciji je Gini nečistoća (Gini Impurity).

Za dati čvor, Gini nečistoća se izračunava kao:

$$G = 1 - \sum_{i=1}^C (p_i)^2$$

gde je:

- C : ukupan broj klasa (u ovom radu dve: "Normalno stanje" i "FDI napad").
- p_i : verovatnoća da nasumično odabrani uzorak u tom čvoru pripada klasi i .

Algoritam bira onu karakteristiku i onu tačku podele koja maksimalno smanjuje vrednost G . Time se povećava separabilnost između legalnih podataka i malicioznih injekcija.

Nakon što je "šuma" od T stabala istrenirana, proces klasifikacije novog merenja z odvija se kroz glasanje:

1. Svako pojedinačno stablo $h_t(z)$ daje svoju predikciju (u ovom radu je 0 za normalno stanje, 1 za napad).
2. Konačna odluka $\hat{y}$ donosi se metodom većinskog glasa:

$$\hat{y} = \text{mode}\{h_1(z), h_2(z), \dots, h_T(z)\}$$

Primena RF algoritma u detekciji FDI napada nudi nekoliko ključnih prednosti:

- Pametne mreže generišu veliki broj podataka (Big Data). RF se efikasno nosi tim ulazima bez potrebe za kompleksnom predobradom.
- FDI napadi često koriste nelinearne korelacije između snaga i napona. RF prirodno modeluje ove složene odnose koje linearni BDD testovi ne bi videli.
- Algoritam može rangirati parametre mreže po njihovom značaju. To omogućava dispečerima da identifikuju koje su sabirnice, dalekovodi ili trafostanice najkritičnije tačke (najčešće ciljane) u bezbednosnom smislu.
- Zbog ansambl pristupa, model je otporan na šum u merenjima koji je uobičajen kod senzora na terenu.

U ovom radu za detekciju FDI napada korišćen je Random Forest klasifikator implementiran kroz MATLAB funkciju *TreeBagger*. Model je treniran kao ansambl od 100 stabala odluke, pri čemu svako stablo uči na bootstrap uzorku iz trening skupa, dok se generalizacija poboljšava agregacijom odluka većeg broja stabala. Kao mehanizam regularizacije korišćen je parametar *MinLeafSize* = 5, koji ograničava dalje grananje stabla kada broj uzoraka u listu postane mali, čime se smanjuje prenaučenosť (*overfitting*) i stabilizuje detekcija u prisustvu šuma i varijacija režima rada. Maksimalna dubina stabla nije eksplicitno zadavana, već je na implicitni način kontrolisana preko *MinLeafSize* i kriterijuma razdvajanja koji *TreeBagger* koristi pri izgradnji stabala.

Važan hiperparametar u RF metodi je broj karakteristika koje se nasumično razmatraju pri svakom čvoru. U korišćenoj konfiguraciji, pošto nije eksplicitno zadat parametar *NumPredictorsToSample*, MATLAB koristi podrazumevanu postavku za klasifikaciju, tj. približno $\sqrt{p}$ karakteristika po split-u, gde je p ukupan broj feature-a. U ovom slučaju je vektor karakteristika definisan kao $z = [V_m, V_a, P_f]$, pa je ukupan broj feature-a $p = 2n_b + n_l$. Za IEEE 14 sistem, gde je broj čvorova $n_b = 14$ i broj linija $n_l = 20$, dobijamo $p=48$, pa model na svakom split-u razmatra približno $\sqrt{48} \approx 7$ karakteristika. Pored

toga, u radu je uključena i OOB (out-of-bag) analiza, koja omogućava kvantitativan uvid u to koja merenja najviše doprinose detekciji napada.

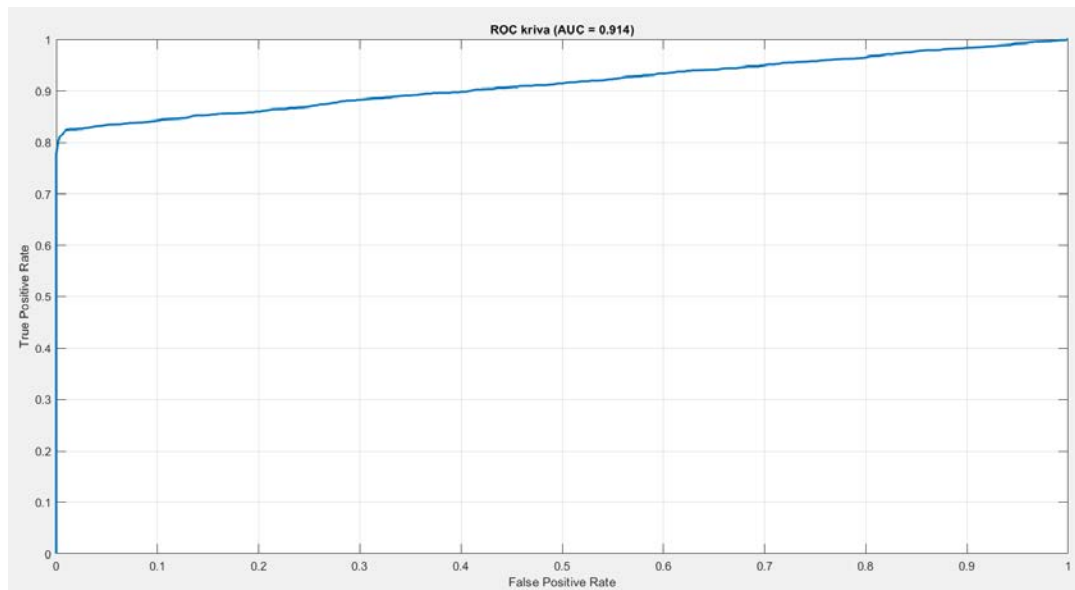
IV ANALIZA REZULTATA I DISKUSIJA

U ovom poglavlju detaljno se analizira efikasnost predloženog Random Forest modela na osnovu simulacija sprovedenih na IEEE test modelu sa 14 čvorova. Fokus je na interpretaciji metrika performansi, robusnosti detekcije u prisustvu šuma i identifikaciji ključnih parametara mreže koji doprinose detekciji.

Test skup je sadržao 6 000 uzoraka što je oko 30% od ukupnog broja uzoraka (20 000). Model je postigao ukupnu tačnost od 90.80%. Međutim, za dublje razumevanje bezbednosnog aspekta, neophodno je analizirati matricu konfuzije iz kojeg se dobijaju parametri *True Negatives* i to 3043. Dakle, model je skoro nepogrešivo prepoznao normalna radna stanja, uprkos varijacijama opterećenja od $\pm 25\%$. Sledeći parametar, *False Positives* i to 24 slučaja ukazuju na izuzetno nizak broj lažnih alarma (svega 0.78% od ukupnih normalnih uzoraka). U realnim sistemima, ovo je ključno jer preveliki broj lažnih alarma vodi ka "zamor operatora" i ignorisanju stvarnih pretnji. Na kraju, *False Negatives* u 528 slučajeva. Ovo su napadi koje je model propustio.

Na slici 1 je prikazana ROC kriva koja prikazuje odnos između stope tačne detekcije napada (True Positive Rate) i stope lažnih alarma (False Positive Rate) pri promeni praga odlučivanja Random Forest modela. Svaka tačka na krivoj odgovara određenoj vrednosti praga verovatnoće na osnovu koje se uzorak klasifikuje kao napad ili normalno stanje. Oblik krive pokazuje da model već pri veoma malim vrednostima lažnih alarma postiže visoku stopu detekcije napada. Ovo se može videti kroz nagli porast krive u početnom delu grafika. To znači da se veliki broj napada može identifikovati bez značajnog povećanja broja pogrešno označenih normalnih stanja. Kako se prag dodatno smanjuje, model postaje osetljiviji, detektuje još više napada, ali istovremeno raste i broj lažnih alarma, što objašnjava postepeno približavanje krive gornjem desnom uglu dijagrama.

Vrednost AUC = 0.914 ukazuje na dobru sposobnost modela da razdvaja napadnute i nenapadnute uzorke; praktično, to znači da model u velikoj većini slučajeva dodeljuje višu verovatnoću napada stvarnim FDI uzorcima nego normalnim operativnim stanjima. Ukupno posmatrano, ROC analiza potvrđuje da Random Forest poseduje visoku separabilnost klasa i omogućava podešavanje kompromisa između stope detekcije i stope lažnih alarma u skladu sa operativnim zahtevima sistema.



Slika 1. ROC kriva

Grafik karakteristika značaja, na slici 2, prikazuje koliko svaka pojedinačna ulazna promenljiva doprinosi odluci RF modela.

Vrednosti su dobijene metodom permutacije nad OOB (out-of-bag) uzorcima. To znači da se meri koliko se povećala greška modela kada se vrednosti određene karakteristike nasumično permutuju. Što je veći porast greške, to je ta karakteristika važnija za klasifikaciju. Na grafiku se jasno vidi da najveći doprinos imaju karakteristike sa višim indeksima, koje u ovom radu odgovaraju tokovima aktivne snage po granama (Pf), dok amplitude napona (Vm) i uglova (Va) imaju manji, ali i dalje merljiv doprinos. Ovakav raspored je očekivan, jer je napad u modelu primarno usmeren na tokove snaga i uglove, pa upravo narušavanje tog odnosa predstavlja ključni signal za detekciju.

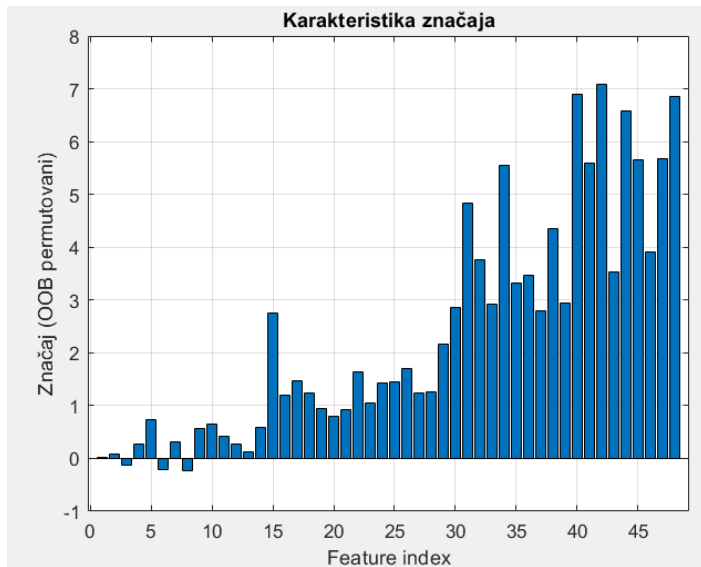
Drugim rečima, model je naučio da prepoznaje nekonzistentnosti u tokovima snaga kao glavni indikator FDI napada, što potvrđuje da detekcija nije slučajna, već zasnovana na fizički smislenim relacijama u mreži.

Na slici 3 su upoređene amplitude napona po sabirnicama za jedno normalno stanje i jedno stanje pod FDI napadom.

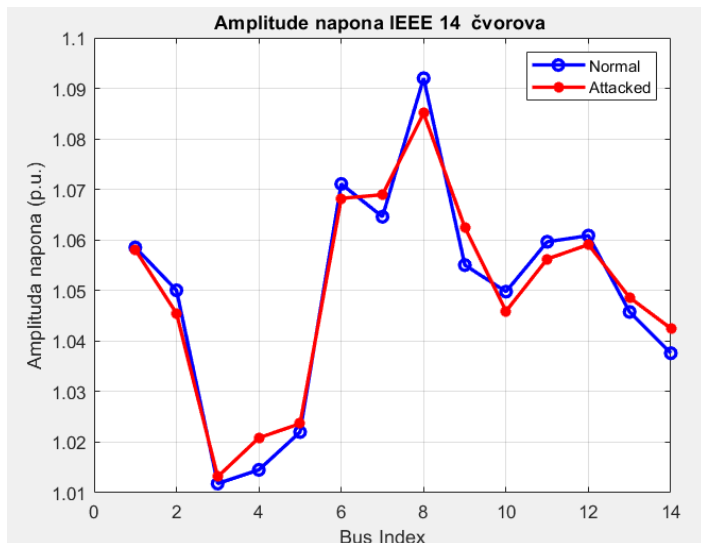
Može se uočiti da su krive gotovo preklopljene i da su odstupanja relativno mala, reda nekoliko hiljaditih delova po jedinici. To znači da napad ne izaziva drastične promene naponskih nivoa, već su razlike suptilne i u okviru opsega koji se može očekivati usled prirodnih varijacija opterećenja i mernog šuma.

Upravo u tome se ogleda karakter stealth-like napada: on ne

proizvodi očigledne fizičke anomalije koje bi se lako uočile prostim praćenjem trenda napona. Umesto toga, napad narušava unutrašnju konzistentnost između više merenja (npr. odnose između uglova i tokova snaga), što nije direktno vidljivo iz samog grafikona napona. Ova slika ilustruje zašto klasični pristupi zasnovani samo na pragovima ili jednostavnoj analizi pojedinačnih veličina mogu da zakažu, dok model mašinskog učenja koristi kompleksnije obrasce u podacima kako bi razlikovao normalna i kompromitovana stanja.



Slika 2. Karakteristika značaja RF metode



Slika 3. Amplitude napona u mreži IEEE sa 14 čvorova

VIII ZAKLJUČAK

U radu je predstavljena metodologija za detekciju False Data Injection (FDI) napada u elektroenergetskim mrežama primenom Random Forest algoritma mašinskog učenja. Na osnovu sintetički generisanog skupa podataka, koji obuhvata 20.000 scenarija (10.000 normalnih i 10.000 napadnutih), model je treniran i testiran u MATLAB/MATPOWER okruženju na IEEE 14 čvorova sistemu. Rezultati su pokazali ukupnu tačnost od

90.80%, uz visoku preciznost od 99.01% i F1 meru od 0.8971. Posebno je značajna niska stopa lažnih alarma, što je od ključnog značaja u realnim operativnim uslovima kako bi se izbegao zamor operatera i degradacija poverenja u sistem za detekciju.

Analiza ROC krive i vrednosti AUC = 0.9142 potvrđuje dobru sposobnost modela da razdvaja normalna i kompromitovana stanja sistema. Dodatno, analiza značaja karakteristika pokazala je da su tokovi aktivne snage po granama najpouzdaniji indikatori napada, zbog fizičke strukture elektroenergetskog sistema i načinom konstrukcije FDI scenarija. Rezultati ukazuju da ansambl metode poput Random Forest-a mogu uspešno detektovati i stealth-like napade koji prolaze kroz tradicionalne BDD mehanizme zasnovane na χ^2 testu.

Iako dobijeni rezultati pokazuju visoku efikasnost predloženog modela, potrebno je naglasiti određena ograničenja ovog istraživanja. Dataset korišćen u radu generisan je sintetički na osnovu Monte Carlo simulacija i AC proračuna tokova snaga, te ne predstavlja realne SCADA/EMS ili PMU podatke iz operativnog sistema. Takođe, analiza je sprovedena na IEEE 14 čvorova test sistemu, koji predstavlja relativno mali i topološki pojednostavljen model u odnosu na realne prenosne mreže. Konstrukcija napada zasnovana je na DC aproksimaciji mernog modela, što predstavlja pojednostavljenje u odnosu na pun nelinearni AC model.

U budućim istraživanjima neophodno je proširiti analizu na veće test sisteme, uključiti realne operativne podatke i razmotriti naprednije scenarije napada sa ograničenim znanjem napadača. Takođe, moguća je integracija vremenskih karakteristika i dubokih neuronskih mreža radi unapređenja stope detekcije slabijih napada. Predloženi pristup predstavlja korak ka implementaciji inteligentnih sistema za sajber bezbednost u pametnim mrežama i potvrđuje potencijal primene mašinskog učenja u unapređenju pouzdanosti i sigurnosti savremenih elektroenergetskih sistema.

ZAHVALNICA

Prikazani rezultati su rezultat istraživanja podržanog od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija RS po Ugovoru 451-03-34/2026-03/ 200105 od 05.02.2026. god.

LITERATURA

- [1] Fang, Xi, et al. Smart grid - The new and improved power grid: A survey, IEEE communications surveys & tutorials, Vol. 14, No. 4, pp. 944–980, 2011. <https://doi.org/10.1109/SURV.2011.101911.00087>
- [2] Liu, Y., Peng, N., Reiter, M.K. False data injection attacks against state estimation in electric power grids, ACM Transactions on Information and System Security (TISSEC), Vol. 14, No. 1, pp. 1–33, 2009. <http://dx.doi.org/10.1145/1653662.1653666>
- [3] Kosut, O., Jia, L., Thomas, R.J., Tong, L. Malicious data attacks on the smart grid, IEEE Transactions on Smart Grid Vol. 2, No. 4, pp. 645–658, 2011. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2163807>
- [4] Deng, R., Xiao, G., Lu, R. Defending against false data injection attacks on power system state estimation, IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol. 13, No. 1, pp. 198–207, 2015. <https://doi.org/10.1109/TII.2015.2470218>
- [5] Bećejac, V., Đorđević, M., Jelenić, N., Marković, M., Mosurović, M. Estimacija stanja u elektroenergetskom sistemu sa PMU uređajima i maliciozni napad injektiranjem loših merenja i njegova detekcija, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 26, No. 1, pp. 42–50, 2024. <https://doi.org/10.46793/EEE24-1.42B>

- [6] Hug, G., Giampapa, J.A. Vulnerability assessment of AC state estimation with respect to false data injection cyber-attacks, IEEE Transactions on smart grid, Vol. 3, No. 3, pp. 1362–1370, 2012. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2195338>
- [7] Liang, G., Zhao, J., Luo, F., Weller, S.R., Dong, Z.Y. A review of false data injection attacks against modern power systems, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 8, No. 4, pp. 1630–1638, 2017. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2495133>
- [8] Musleh, A.S., Chen, G., Dong, Z.Y. A survey on the detection algorithms for false data injection attacks in smart grids, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 11, No. 3, pp. 2218–2234, 2019. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2949998>
- [9] He, Y., Mendis, G.J., Wei, J. Real-time detection of false data injection attacks in smart grid: A deep learning-based intelligent mechanism, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 8, No. 5, pp. 2505–2516, 2017. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2703842>
- [10] Breiman, L. Random forests, Machine learning, Vol. 45, No. 1, pp. 5–32, 2001. <https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>
- [11] Ozay, M., Esnaola, I., Vural, F.T.Y., Kulkarni, S.R., Poor, H.V. Machine learning methods for attack detection in the smart grid, IEEE transactions on neural networks and learning systems, Vol. 27, No. 8, pp. 1773–1786, 2015. <https://doi.org/10.1109/TNNLS.2015.2404803>
- [12] Radoglou-Grammatikis, P.I., Sarigiannidis, P.G. Securing the smart grid: A comprehensive compilation of intrusion detection and prevention systems, IEEE Access, Vol. 7, pp. 46595–46620, 2019. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2909807>

AUTORI

Dr Vladimir Bećejac – doktor elektrotehnike i računarstva, Univerzitet u Beogradu: Mašinski fakultet, vbecejac@mas.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-2679-9354](https://orcid.org/0000-0002-2679-9354)

Dr Dobrila Škatarić – doktor elektrotehnike i računarstva, Univerzitet u Beogradu: Mašinski fakultet, dskataric@mas.bg.ac.rs, ORCID [0000-0001-8335-3300](https://orcid.org/0000-0001-8335-3300)

Dr Petar Lukić – doktor elektrotehnike i računarstva, Univerzitet u Beogradu: Mašinski fakultet, plukic@mas.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-4832-1693](https://orcid.org/0000-0002-4832-1693)

Detection of False Data Injection Attacks in Smart Grids Using Machine Learning on Big Data Datasets

Abstract – Digitalization of the electric power system enables more efficient management, but also creates space for sophisticated cyber-attacks, such as false data injection. Traditional bad data detection methods are often unable to recognize attacks that are well-programmed and remain within the error bounds of state estimation. This paper provides an approach to detecting false attacks by applying machine learning algorithms within the MATLAB environment. Using large datasets, a model has been developed that identifies anomalies in the correlations of network parameters in real-time. Simulation results on IEEE test systems demonstrate the model's high precision in distinguishing normal data changes from malicious data manipulations, thereby directly improving the reliability and responsible use of EPS digital infrastructure.

Index Terms – FDIA, Machine learning, State estimation, Big data

Analiza pokazatelja pouzdanosti distributivnog sistema uz uvažavanje prisustva prozjumeru sa baterijskim skladištenjem energije

Doroteja Zarev, Jelisaveta Krstivojević

Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet Beograd, Republika Srbija

Rezime - Standardni proračun pokazatelja pouzdanosti distributivnih sistema najčešće se zasniva na pretpostavci da su potrošači pasivni i u potpunosti zavisni od napajanja iz elektrodistributivne mreže. Međutim, savremeni distributivni sistemi sve češće uključuju prozjumere koji poseduju lokalne izvore električne energije i baterijska skladišta, što može uticati na način na koji se prekidi napajanja manifestuju kod krajnjih korisnika. U ovom radu biće dat proračun pokazatelja pouzdanosti distributivnog sistema koji sadrži distribuirane izvore električne energije u vidu prozjumeru sa fotonaponskim elektranama i baterijskim skladištem energije. Posebna pažnja posvećena je razlici između mrežnih prekida i efektivnih prekida napajanja koje prozjumeri zaista doživljavaju, pri čemu se prekid definiše u slučajevima kada lokalna proizvodnja i skladištenje energije nisu dovoljni da pokriju potrošnju tokom prekida napajanja iz mreže. Model prozjumeru obuhvata fotonaponski sistem, baterijsko skladište energije i sistem upravljanja energijom, dok se neizvesnosti ulaznih podataka u proračunu pouzdanosti uzimaju u obzir primenom Monte Karlo simulacija. U radu će biti analizirano na koji način prisustvo prozjumeru utiče na pokazatelje pouzdanosti distributivnog sistema, kao i uticaj veličine fotonaponskog sistema, kapaciteta baterijskog skladišta i režima rada baterije na ostvarene vrednosti pokazatelja pouzdanosti..

Ključne reči - pouzdanost distributivnog sistema, distribuirani izvori električne energije, prozjumeri, baterijsko skladištenje energije, Monte Karlo simulacije

I UVOD

Pouzdanost napajanja predstavlja jedan od ključnih pokazatelja kvaliteta rada elektrodistributivnih sistema i uobičajeno se ocenjuje pomoću standardnih indeksa koji opisuju učestanost i trajanje prekida napajanja, kao i količinu neisporučene električne energije. U tom kontekstu, pokazatelji SAIFI (eng. *system average interruption frequency index*) i SAIDI (eng. *system average interruption duration index*) daju informaciju o prosečnom broju, odnosno ukupnom trajanju prekida napajanja po potrošaču, dok pokazatelj ENS (eng. *energy not supplied*) omogućava sagledavanje energetskih posledica kvarova kroz ukupnu neisporučenu energiju [1]. Ovi pokazatelji decenijama predstavljaju osnovu za kvantitativnu procenu pouzdanosti distributivnih sistema i donošenje odluka u njihovom planiranju i eksploataciji [2].

Klasični proračuni pokazatelja pouzdanosti zasnivaju se na pretpostavci da su potrošači pasivni korisnici električne energije,

u potpunosti zavisni od napajanja iz elektrodistributivne mreže, te da svaki kvar u mreži neminovno dovodi do prekida napajanja kod krajnjih korisnika u punom trajanju ispada. Ovakav pristup je opravdan za tradicionalne distributivne sisteme bez lokalnih izvora energije, ali postaje ograničavajući u savremenim mrežama sa rastućim udelom distribuiranih energetskih resursa [3].

Savremeni distributivni sistemi sve češće uključuju prozjumere (kupce-proizvođače), koji se u ovom radu posmatraju kao potrošači opremljeni lokalnim fotonaponskim (eng. *photovoltaic* – PV) sistemom i baterijskim skladištem energije (eng. *battery energy storage system* – BESS). Prisustvo ovakvih resursa može značajno uticati na način na koji se prekidi napajanja manifestuju kod krajnjih korisnika, jer prozjumeri u određenim situacijama mogu nastaviti sa snabdevanjem sopstvene potrošnje i tokom prestanka napajanja iz elektrodistributivne mreže [4]. Zbog toga standardni pokazatelji pouzdanosti, zasnovani isključivo na mrežnim prekidima, ne moraju u potpunosti da odražavaju stvarno iskustvo korisnika u sistemima sa prozjumerima koji raspolažu lokalnom proizvodnjom i skladištenjem energije [5].

Posebno je važno napraviti razliku između mrežnih prekida i efektivnih prekida napajanja koje krajnji korisnici zaista doživljavaju [6]. Kod prozjumeru sa lokalnom proizvodnjom i baterijskim skladištem energije, prekid napajanja se može smatrati relevantnim samo u slučajevima kada raspoloživa proizvodnja iz fotonaponskih sistema i energija uskladištena u bateriji nisu dovoljne da pokriju potrošnju tokom trajanja ispada iz mreže. U suprotnom, iako postoji kvar u distributivnoj mreži, prozjumer ne doživljava prekid napajanja u klasičnom smislu [7,8].

U ovom radu sproveden je proračun pokazatelja pouzdanosti niskonaponskog distributivnog sistema primenom Monte Karlo simulacija, pri čemu je posebna pažnja posvećena modelovanju ponašanja prozjumeru tokom kvarova u mreži. Razvijen je simulacioni model koji omogućava sagledavanje uticaja lokalne proizvodnje i baterijskog skladištenja energije na ostvarene vrednosti pokazatelja pouzdanosti, uz uvažavanje sezonskih varijacija potrošnje i proizvodnje. Proračuni su izvršeni za više scenarija, kako bi se kvantifikovao uticaj snage fotonaponskog sistema, kapaciteta baterijskog skladišta i režima rada baterije na pokazatelje pouzdanosti distributivnog sistema.

II POKAZATELJI POUZDANOSTI DISTRIBUTIVNOG SISTEMA

Pouzdanost elektrodistributivnog sistema se u praksi najčešće kvantifikuje pomoću standardnih sistemskih pokazatelja

pouzdanosti, koji omogućavaju objedinjeno sagledavanje učestanosti i trajanja prekida napajanja, kao i energetskih posledica kvarova. U ovom radu koriste se pokazatelji *SAIFI*, *SAIDI*, *ENS*, *AIF* i *AID* koji su definisani u nastavku.

II.1. System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

Pokazatelj *SAIFI* predstavlja prosečan broj prekida napajanja koje jedan potrošač doživi tokom posmatranog perioda, usled kvarova na komponentama distributivnog sistema. Ovaj pokazatelj se dobija kao odnos ukupnog broja prekida svih potrošača i ukupnog broja potrošača priključenih na sistem. Jedinica mere *SAIFI* pokazatelja je broj prekida po potrošaču godišnje [9].

Matematički, *SAIFI* se može izraziti kao:

$$SAIFI = \frac{\sum_{j=1}^R \lambda_j \cdot N_{c,j}}{\sum_{j=1}^R N_{c,j}} \quad (1)$$

gde su:

λ_j – intenzitet kvarova na j -tom čvoru,
 $N_{c,j}$ – broj potrošača priključenih na j -ti čvor, i
 R – ukupan broj čvorova u sistemu.

Ovaj pokazatelj daje informaciju o učestalosti prekida napajanja koje prosečan potrošač doživljava tokom godine.

II.2. System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

Pokazatelj *SAIDI* predstavlja prosečno ukupno trajanje prekida napajanja koje jedan potrošač pretrpi tokom posmatranog perioda. Dobija se kao odnos ukupnog vremena trajanja svih prekida napajanja kod svih potrošača i ukupnog broja potrošača u sistemu. Jedinica mere *SAIDI* pokazatelja je sat po potrošaču godišnje [9].

Matematička definicija *SAIDI* pokazatelja glasi:

$$SAIDI = \frac{\sum_{j=1}^R Dur_j \cdot N_{c,j}}{\sum_{j=1}^R N_{c,j}} \quad (2)$$

gde je Dur_j ukupno trajanje prekida napajanja za čvor j .

SAIDI pokazatelj omogućava sagledavanje vremenskog aspekta pouzdanosti, odnosno ukupnog trajanja prekida napajanja koje prosečan potrošač doživi tokom godine.

II.3. Energy Not Supplied (ENS)

Pokazatelj *ENS* predstavlja ukupnu količinu neisporučene električne energije usled prekida napajanja u posmatranom periodu. Ovaj pokazatelj se dobija sumiranjem proizvoda opterećenja i trajanja prekida za sve pogođene potrošače i daje dodatni uvid u energetske posledice kvarova u distributivnom sistemu [10]:

$$ENS = \sum_{j=1}^R ENS_j \quad (3)$$

$$ENS_j = \lambda_j \cdot Dur_j \cdot P_j \quad (4)$$

P_j predstavlja potrošnju u čvoru j , dok ostale veličine imaju identično značenje kao kod pokazatelja *SAIFI* i *SAIDI*.

II.4 Definicija pokazatelja *AIF* i *AID* na nivou potrošača

U cilju kvantifikacije pouzdanosti napajanja na nivou pojedinačnih potrošača, u ovom radu koriste se pokazatelji *AIF* (eng. *average interruption frequency*) i *AID* (eng. *average interruption duration*), koji se definišu na osnovu vremenskog toka stanja sistema tokom posmatranog perioda.

Neka je $I(t)$ promenljiva koja opisuje pojavu prekida napajanja u diskretnom vremenskom koraku t . Promenljiva $I(t)$ ima vrednost 1 u trenucima kada dolazi do započinjanja prekida napajanja, odnosno kada sistem prelazi iz stanja normalnog rada u stanje prekida, dok u suprotnom ima vrednost 0. Posmatrani vremenski period obuhvata ukupno T diskretnih vremenskih koraka.

Pokazatelj *AIF* predstavlja prosečan broj započetih prekida napajanja tokom posmatranog perioda i definiše se kao [3]:

$$AIF = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T I(t) \quad (5)$$

Pokazatelj *AID* predstavlja prosečno trajanje prekida napajanja tokom posmatranog perioda. Neka je $s_r(t)$ promenljiva koja opisuje stanje napajanja rezidencijalnog sistema u trenutku t , pri čemu $s_r(t)=1$ označava stanje prekida, a $s_r(t)=0$ stanje normalnog rada. Tada se *AID* definiše kao [3]:

$$AID = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T s_r(t) \quad (6)$$

Na ovaj način, pokazatelji *AIF* i *AID* omogućavaju kvantifikaciju učestalosti i trajanja prekida napajanja iz perspektive krajnjeg korisnika, pri čemu se u sistemima sa prozjumerima i baterijskim skladištem energije ovi pokazatelji odnose na efektivno doživljene prekide, a ne nužno na sve mrežne ispadе.

III MODEL SISTEMA ZA PRORAČUN POUZDANOSTI

U ovom poglavlju prikazan je model distributivnog sistema i krajnjih korisnika koji se koristi za proračun pokazatelja pouzdanosti. Poseban akcenat stavljen je na modelovanje rezidencijalnih prozjumeri sa fotonaponskim sistemima i baterijskim skladištem energije, kao i na definisanje pretpostavki i uslova pod kojima su sprovedeni proračuni.

Analiza pouzdanosti zasniva se na simulacionom modelu niskonaponskog distributivnog sistema i izvršena je za dve konfiguracije – osnovna konfiguracija podrazumeva radijalnu topologiju, dok druga konfiguracija podrazumeva postojanje poluprstenova između određenih izvoda. U obe analizirane konfiguracije integrisani su prozjumeri. Proračuni su sprovedeni primenom Monte Karlo simulacije, uz uvažavanje stohastičke prirode kvarova u distributivnoj mreži i vremenskih varijacija potrošnje i proizvodnje električne energije.

Proračun pokazatelja pouzdanosti realizovan je odvojeno za tri sezonska perioda definisana u Pravilima o radu distributivnog sistema [11]: zimski, prelazni i letnji period. Zimski period obuhvata mesece novembar, decembar, januar, februar i mart, prelazni period april, maj, septembar i oktobar, dok letnji period obuhvata jun, jul i avgust.

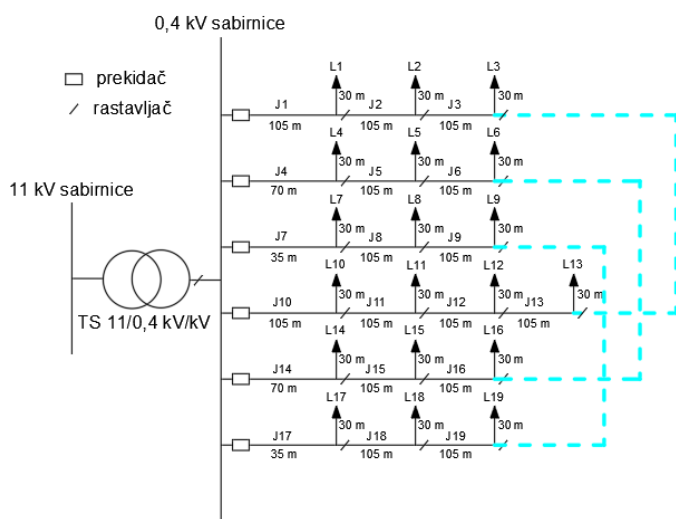
Ovakav pristup omogućava realističnije sagledavanje ponašanja

sistema tokom godine, imajući u vidu izražene sezonske razlike u potrošnji krajnjih kupaca i proizvodnji iz fotonaponskih sistema.

III.1. Model distributivne mreže

Posmatrana niskonaponska distributivna mreža u osnovi ima radijalnu topologiju i sastoji se od šest nezavisnih izvoda sa ukupno 19 potrošačkih čvorova [12]. Model mreže prikazan je na Slici 1. Isprekidane linije predstavljaju vodove koji povezuju izvode i čine konfiguraciju mreže sa poluprstenovima. Na početku svakog izvoda nalaze se prekidači, dok se na početku svake deonice nalaze rastavljači.

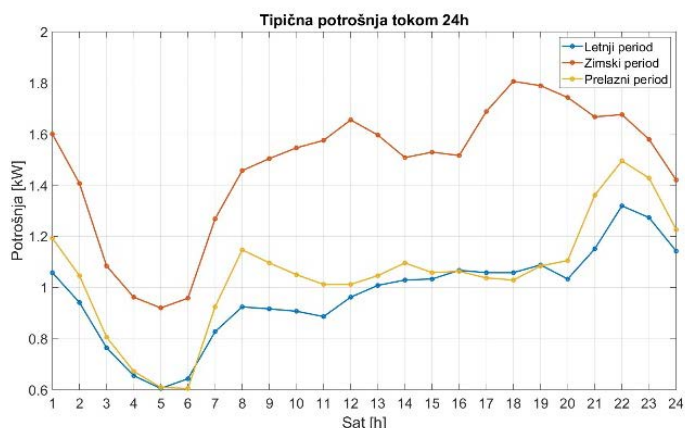
U slučaju nastanka kvara na određenoj deonici, svi potrošači priključeni na odgovarajući izvod ostaju bez napajanja tokom vremena potrebnog za identifikaciju njegove lokacije i izolovanje, pri čemu je u ovom radu to vreme modelovano kao konstantno i iznosi 1 h. Nakon izolacije mesta kvara, u slučaju osnovnog modela niskonaponske distributivne mreže, odnosno radijalne mreže bez poluprstenova, bez napajanja ostaju potrošači iza mesta kvara tokom trajanja popravke oštećene deonice, koje iznosi 6 h. U slučaju topologije sa poluprstenovima, nakon izolovanja mesta kvara, 6h bez napajanja ostaje potrošač koji se nalazi na deonici koja je direktno pogođena kvarom. Prosečan broj prekida napajanja deonica određen je proporcionalno njihovoj dužini, pri čemu se koristi jedinstven prosečan broj prekida po kilometru voda – 0,168 1/(km·god). U modelu se pretpostavlja da su svi elementi distributivnog sistema, osim vodova, idealno pouzdani.



Slika 1. Niskonaponska distributivna test mreža [12]

III.2. Model potrošnje krajnjih kupaca

Opterećenje svakog potrošačkog čvora definisano je korišćenjem realnih sezonskih profila potrošnje krajnjeg kupca koji ne koristi električnu energiju za grejanje. Profili potrošnje su u modelu unapred definisani i zasnovani na dostupnom skupu podataka, pri čemu se razlikuju za zimski, prelazni i letnji period. Na Slici 2 prikazani su dvadesetčetvorčasovni dijagrami potrošnje za svaki od perioda. Na ovaj način se u proračunu koristi isti referentni skup podataka za sve simulacione realizacije, čime se obezbeđuje konzistentnost ulaznih uslova i omogućava direktno poređenje različitih scenarija.



Slika 2. Profili potrošnje po sezonama

III.3. Matematički model rezidencijalnog sistema (prozjumer)

U ovom radu prozjumer se modeluje kao rezidencijalni sistem, koji se sastoji od tri osnovne komponente: opterećenja, sistema distribuiranih izvora energije i sistema za upravljanje energijom (eng. *Energy Management System – EMS*). EMS upravlja radom distribuiranih izvora i načinom povezivanja rezidencijalnog sistema sa elektrodistributivnom mrežom. Osnovni režim rada sistema je režim, u kojem distribuirani izvor električne energije predstavlja primarni izvor napajanja, dok elektrodistributivna mreža ima ulogu dopunskog izvora za pokrivanje dela potrošnje koji nije zadovoljen lokalnom proizvodnjom i energijom koja je uskladištena u baterijskom sistemu.

Distribuirani izvori energije u rezidencijalnom sistemu obuhvataju krovni fotonaponski sistem i baterijsko skladište energije. U zavisnosti od razmatranog scenarija, opšti model može se svesti na specifične konfiguracije, odnosno različite instalisane snage fotonaponskog sistema, kao i kapaciteta baterije.

Podaci o proizvodnji fotonaponskog sistema preuzeti su sa platforme PVGIS (eng. *Photovoltaic Geographical Information System*) [13]. Proračun proizvodnje izvršen je za lokaciju u okolini Kragujevca, pri čemu su u okviru dostupnog kalkulatora odabrani optimalni nagibni ugao i azimut modula, u skladu sa preporukama alata za maksimalnu godišnju proizvodnju. Usvojeni gubici PV sistema iznose 10%. Kao izlazni podaci korišćene su satne vrednosti proizvodnje za period od jedne godine (8760 časova), koje su dalje implementirane u simulacioni model.

Baterijsko skladište energije modelirano je preko stanja napunjenosti (eng. *State of Charge – SOC*), koje predstavlja odnos trenutno raspoložive energije i maksimalnog kapaciteta skladišta. Dinamika promene SOC-a u diskretnom vremenskom koraku t data je izrazom:

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{\eta_c \cdot Ch(t) - \frac{D(t)}{\eta_d}}{ES_{cap}} \quad (7)$$

gde su η_c i η_d efikasnosti punjenja i pražnjenja, respektivno, Ch i D energije punjenja i pražnjenja u datom vremenskom trenutku, dok ES_{cap} predstavlja kapacitet baterijskog skladišta.

Raspoloživa energija u baterijskom skladištu u trenutku t određuje se kao:

$$ES(t) = SOC(t) \cdot ES_{cap} \quad (8)$$

Rad baterijskog sistema ograničen je sledećim uslovima:

$$\begin{aligned} 0 &\leq Ch(t) \leq Ch_{max} \\ 0 &\leq D(t) \leq D_{max} \\ 0 &\leq SOC(t) \leq SOC_{max} \end{aligned} \quad (9)$$

gde su Ch_{max} i D_{max} maksimalne dozvoljene energije punjenja i pražnjenja u jednom vremenskom koraku, dok SOC_{max} predstavlja maksimalno dozvoljeno stanje napunjenosti baterije.

Energetski bilans rezidencijalnog sistema u diskretnom vremenskom koraku t modeluje se preko neto opterećenja, koje predstavlja opterećenje viđeno na priključnom mestu rezidencijalnog sistema prema elektrodistributivnoj mreži. Neto opterećenje definisano je izrazom:

$$l_n(t) = l(t) - PV_{out}(t) \pm ES(t) \quad (10)$$

gde je $l(t)$ trenutna potrošnja rezidencijalnog sistema, dok $l_n(t)$ predstavlja neto opterećenje u trenutku t . Pozitivan znak ispred ES u izrazu odnosi se na pražnjenje baterije, dok negativan znak ispred ES označava punjenje baterijskog skladišta [3]. Treba naglasiti da se energija koju proizvede fotonaponski sistem prvenstveno koristi za napajanje potrošnje u posmatranom čvoru. Ukoliko je proizvodnja iz fotonaponskog sistema veća od potrošnje, tada se baterija puni. U slučaju da je proizvodnja prevazilazi potrošnju, a baterija je puna, tada se proizvedena energija predaje mreži. Punjenje baterije iz mreže nije dozvoljeno, kao ni predaja energije iz baterije u mrežu.

III.4. Režimi rada i ponašanje tokom ispada mrežnog napajanja

U normalnom režimu rada, prozjumer razmenjuje energiju sa elektrodistributivnom mrežom u skladu sa definisanim energetskim bilansom. U slučaju kvara u distributivnoj mreži, prozjumeri sistem se automatski odvaja od mreže i prelazi u ostrvski režim rada. Tokom ovog režima dozvoljeno je napajanje isključivo sopstvenog opterećenja, dok napajanje drugih potrošača u mreži nije moguće.

Tokom trajanja ispada proverava se da li lokalna proizvodnja i energija uskladištena u bateriji mogu da pokriju potrošnju rezidencijalnog sistema. Ukoliko to nije moguće, registruje se efektivni prekid napajanja, koji se koristi u daljem proračunu pokazatelja pouzdanosti.

IV SIMULACIJA

Proračun pokazatelja pouzdanosti sproveden je primenom Monte Karlo simulacije kroz ukupno 10.000 nezavisnih iteracija. Jedna iteracija predstavlja jednu simuliranu godinu rada distributivnog sistema i obuhvata sva tri sezonska perioda definisana u [11], odnosno zimski, prelazni i letnji period. Rezolucija je satna. Tokom svake iteracije analiziraju se svi relevantni događaji u toku godine, uključujući pojavu kvarova u distributivnoj mreži i ponašanje potrošača i prozjumeru u uslovima normalnog rada i tokom ispada mrežnog napajanja.

Monte Karlo simulacija u ovom radu koristi se za modelovanje kvarova u distributivnoj mreži, odnosno lokacije i vremena

nastanka kvarova. Vreme do kvara se generiše eksponencijalno prema intenzitetu kvarova pojedinih deonica, dok se mesto kvara bira nasumično između deonica, uzimajući u obzir verovatnoću za svaku deonicu. Verovatnoća se određuje proporcionalno intenzitetima kvarova deonica. Profili potrošnje i proizvodnje električne energije unapred su definisani i tretirani kao deterministički ulazi u svim iteracijama, dok se slučajnost u model uvodi kroz realizacije kvarova i početni stepen napunjenosti baterije. Na početku svake od 10.000 iteracija, stepen napunjenosti baterije bira se proizvoljno, gde je raspodela verovatnoće uniformna. Za svaki sat nakon početnog u okviru jedne godine (jedne iteracije Monte Karlo simulacije) stepen napunjenosti baterije se računa na osnovu podataka u simulaciji, odnosno na osnovu proizvodnje i potrošnje, kao i načina upravljanja baterijskim sistemom.

IV.1. Definisanje scenarija i tehnička ograničenja

Analiza je sprovedena za više scenarija koji se razlikuju po instalisanoj snazi fotonaponskog sistema i kapacitetu baterijskog skladišta energije. Razmatrani su različiti nivoi instalisane snage PV sistema, kao i dva kapaciteta baterijskog skladišta, čime je omogućeno sagledavanje uticaja veličine distribuiranih izvora energije na pokazatelje pouzdanosti. Različiti scenariji (SC) prikazani su u Tabeli 1.

Analiza je sprovedena uz pretpostavku da su čvorovi 3, 8 i 14, prikazani na Slici 1, prozjumeri sa jednakim karakteristikama.

Tabela 1: Različiti scenariji instalisane snage PV sistema i kapaciteta baterijskog skladišta prozjumeru

	Instalisana snaga PV sistema	Kapacitet baterije	Maksimalna snaga punjenja/pražnjenja baterije
Scenario 1	1 kW	5 kWh	3,5 kW
Scenario 2	2 kW	5 kWh	3,5 kW
Scenario 3	2 kW	10 kWh	3,5 kW
Scenario 4	5 kW	10 kWh	3,5 kW
Scenario 5	10 kW	10 kWh	3,5 kW

U modelu je dodatno uvaženo ograničenje izlazne snage invertora fotonaponskog sistema. U slučajevima kada izračunata izlazna snaga fotonaponskih panela premaši nazivnu snagu invertora, proizvodnja se ograničava na maksimalnu dozvoljenu snagu invertora. Na ovaj način obezbeđeno je da simulacija realno odražava tehnička ograničenja sistema.

IV.2. Režimi upravljanja baterijskim skladištem energije

U radu su analizirana dva različita režima upravljanja baterijskim skladištem energije. Prvi režim je režim samopotrošnje (eng. *self-consumption*), u kojem se baterija koristi za pokrivanje potrošnje prozjumeru u trenucima kada proizvodnja iz fotonaponskog sistema nije dovoljna, dok se višak energije iz PV sistema koristi za punjenje baterije ili, u slučaju pune baterije, predaje mreži.

Drugi razmatrani režim je režim rezervnog napajanja (eng. *backup-only*), u kojem se baterijsko skladište koristi isključivo tokom ispada mrežnog napajanja. U ovom režimu, u normalnim

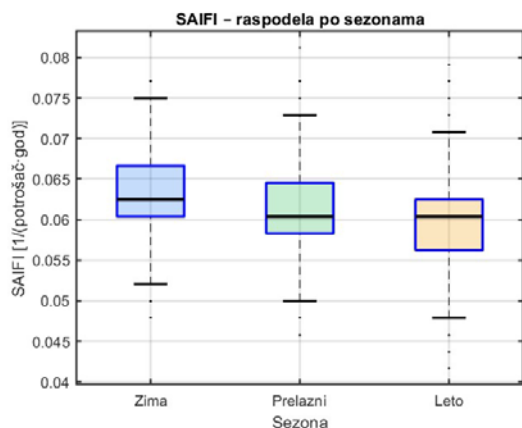
uslovima rada, potrošnja prozjuma se pokriva iz PV sistema i/ili iz mreže, dok se energija iz baterije čuva za slučajevne prekida napajanja. Ovim pristupom omogućeno je poređenje uticaja različitih strategija upravljanja baterijom na pokazatelje pouzdanosti.

V REZULTATI SIMULACIJE

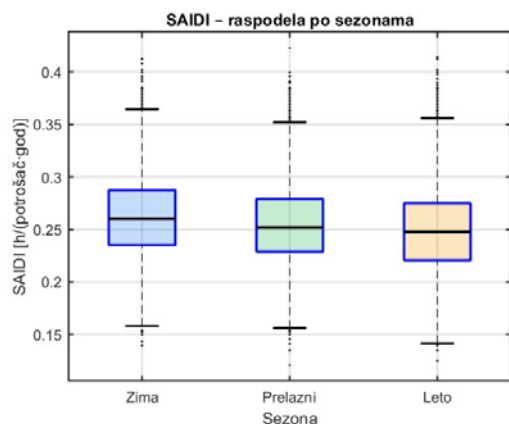
V.1. Osnovni model NN distributivne mreže

Za svaki scenario i svaki sezonski period, u slučaju osnovnog modela niskonaponske distributivne mreže, dobijene su distribucije vrednosti pokazatelja pouzdanosti za 10.000 iteracija. Kao ilustrativan primer, na Slikama 3-5, za scenario 4 prikazane su vrednosti pokazatelja *SAIFI*, *SAIDI* i *ENS* u formi boxplot dijagrama (tzv. „kutije“).

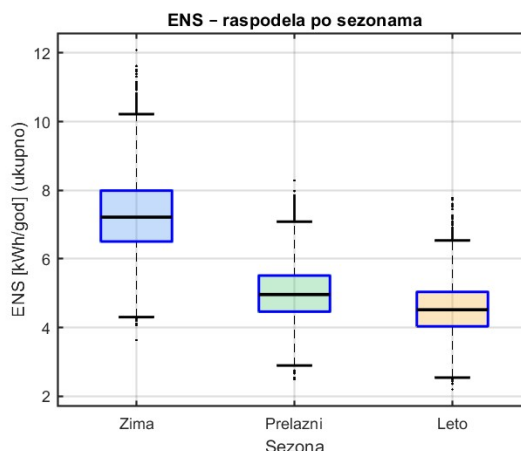
Kod pokazatelja *SAIFI* i *SAIDI* primećuje se da su učestanost i trajanje prekida relativno stabilni između sezona, ali sa blagim smanjenjem tokom leta. Sa druge strane, *ENS* pokazuje izraženiju sezonsku zavisnost, pri čemu su trajanje prekida i neisporučena energija značajno manji u letnjem periodu, što je posledica povećane proizvodnje iz fotonaponskih sistema i povoljnijeg energetskog bilansa prozjuma.



Slika 3. Prikaz raspodele vrednosti pokazatelja *SAIFI* po sezonama

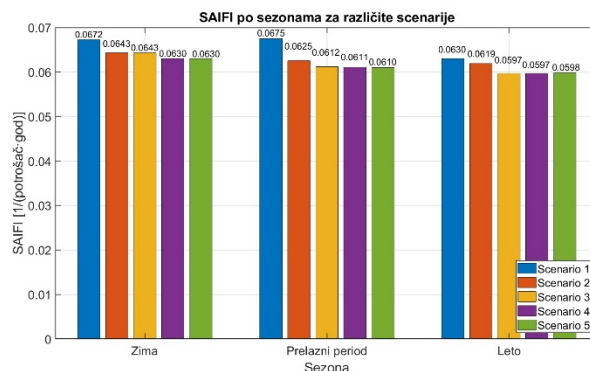


Slika 4. Prikaz raspodele vrednosti pokazatelja *SAIDI* po sezonama

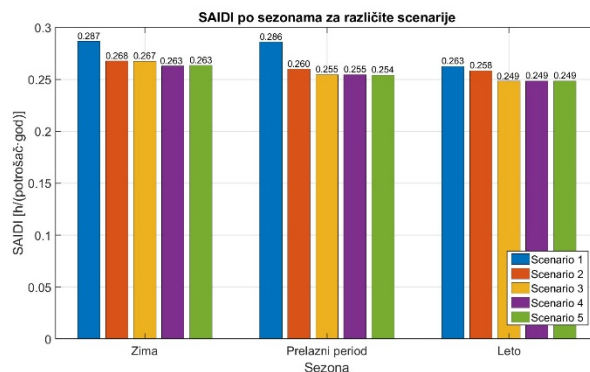


Slika 5. Prikaz raspodele vrednosti pokazatelja *ENS* po sezonama

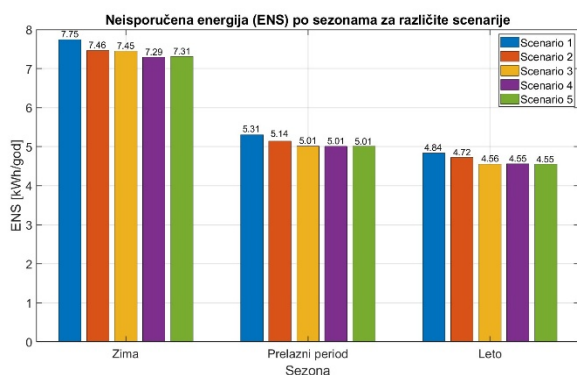
Sezonski pokazatelji pouzdanosti korišćeni u daljoj analizi predstavljaju srednje vrednosti dobijene iz 10.000 iteracija. Radi poređenja više scenarija, sezonske srednje vrednosti prikazane su grafički, na Slikama 6-8, pri čemu je za svaki sezonski period prikazano više stubića koji odgovaraju različitim razmatranim scenarijima, sa jasno razdvojenim bojama za svaki scenario.



Slika 6. Prosečna vrednost pokazatelja *SAIFI* po sezonama za različite scenarije



Slika 7. Prosečna vrednost pokazatelja *SAIDI* po sezonama za različite scenarije



Slika 8. Prosečna vrednost pokazatelja *ENS* po sezonama za različite scenarije

Kao što je prikazano, pokazatelji pouzdanosti se u okviru svake iteracije najpre određuju odvojeno za zimski, prelazni i letnji period. Za svaki sezonski period dobijaju se vrednosti pokazatelja pouzdanosti na osnovu simuliranih događaja u tom periodu. Sezonski pokazatelji zatim se agregiraju na godišnji nivo primenom težinskih koeficijenata koji odgovaraju odnosu broja dana u pojedinom sezonskom periodu i ukupnog broja dana u sva tri perioda. Na ovaj način obezbeđeno je da godišnji pokazatelji pouzdanosti realno odražavaju trajanje pojedinih sezona tokom godine.

Sa Slike 5 uočava se da učestanost prekida napajanja opada sa povećanjem instalisane snage PV sistema i kapaciteta baterije, pri čemu su razlike između scenarija izraženije u zimskom i prelaznom periodu nego tokom leta. Letnji period karakterišu niže vrednosti *SAIFI* za sve scenarije, što je posledica veće dostupnosti solarne energije i veće verovatnoće da prozjumer tokom ispada mreže ostane snabdeven energijom koju sam proizvede i energijom iz baterijskog skladišta. Razlika između scenarija 4 i 5 je zanemarljiva, što ukazuje na zasićenje efekta povećanja instalisane snage PV sistema u pogledu smanjenja prosečnog broja prekida napajanja potrošača.

Kada je u pitanju pokazatelj *SAIDI*, sa Slike 6 se može zaključiti da trajanje prekida napajanja po potrošaču opada sa prelaskom na scenarije sa većom instalisanom snagom PV sistema i većim kapacitetom baterije. Najveće vrednosti *SAIDI* javljaju se u zimskom periodu, dok su u letnjem periodu najniže za sve scenarije. Ovakvo ponašanje je očekivano, budući da je u letnjem periodu veća proizvodnja iz fotonaponskog sistema, što omogućava baterijskom skladištu da duže obezbedi napajanje tokom ispada mreže. Slično kao kod pokazatelja *SAIFI*, razlike između scenarija 4 i 5 su male, što potvrđuje da dalje povećanje instalisane snage PV sistema ne donosi proporcionalno poboljšanje trajanja prekida.

Sa Slike 7 uočava se smanjenje neisporučene energije prelaskom sa scenarija 1 na scenarije sa većim distribuiranim izvorima energije. *ENS* ima najveće vrednosti u zimskom periodu, što je posledica veće potrošnje i niže solarne proizvodnje, dok su u letnjem periodu vrednosti *ENS* najniže. Smanjenje *ENS* je izraženije pri povećanju kapaciteta baterije (scenariji 2 i 3), nego pri samom povećanju snage PV sistema (scenariji 4 i 5).

Srednje godišnje vrednosti sistemskih pokazatelja pouzdanosti,

dobijene ponderisanjem sezonskih rezultata, prikazane su u Tabeli 2. zajedno sa procentualnim poboljšanjem u odnosu na referentni slučaj bez distribuiranih izvora energije ($\delta SAIFI$ i $\delta SAIDI$). Vrednosti pokazatelja *SAIFI* i *SAIDI* u slučaju bez prozjumeru iznose redom 0,0672 1/god i 0,2869 h/god.

U odnosu na referentni slučaj bez distribuiranih izvora energije, svi razmatrani scenariji pokazuju poboljšanje pouzdanosti. Najveća relativna poboljšanja ostvarena su u scenarijima 4 i 5, gde se *SAIFI* smanjuje za oko 8,5%, dok se *SAIDI* smanjuje za više od 10%.

Iako scenario 5 ima najveću instalisanu snagu PV sistema, dodatno poboljšanje u odnosu na scenario 4 je minimalno, što potvrđuje postojanje granice nakon koje dalji porast snage PV sistema ne donosi značajna poboljšanja.

U Tabeli 3. prikazani su pokazatelji pouzdanosti na nivou krajnjih korisnika – *AIF*, *AID* i raspoloživost napajanja. Date su prosečne vrednosti ovih pokazatelja za sve čvorove sistema, kao i posebno prosečne vrednosti za prozjumerke čvorove i prosečne vrednosti za pasivne potrošače, čime je omogućeno jasno sagledavanje razlika u pouzdanosti napajanja, posmatrano iz uglova različitih kategorija korisnika.

Rezultati jasno pokazuju da prozjumeri imaju znatno povoljnije pokazatelje pouzdanosti u odnosu na pasivne potrošače. Sa povećanjem kapaciteta baterije dolazi do značajnog smanjenja i učestanosti (*AIF*) i trajanja prekida (*AID*) kod prozjumeru, dok se pokazatelji pasivnih potrošača praktično ne menjaju.

Raspoloživost napajanja kod prozjumeru dostiže vrednosti veće od 0,99999 u scenarijima 4 i 5, što potvrđuje da lokalni distribuirani izvori energije značajno povećavaju pouzdanost napajanja iz perspektive krajnjeg korisnika, čak i kada sistemski pokazatelji pokazuju umerenija poboljšanja.

Tabela 2. Srednje godišnje vrednosti sistemskih pokazatelja pouzdanosti – osnovna test mreža

	<i>SAIFI</i> [1/god]	$\delta SAIFI$	<i>SAIDI</i> [h/god]	$\delta SAIDI$	<i>ENS</i> [kWh/god]
SC 1	0,0662	1,49 %	0,2803	2,30 %	6,189
SC 2	0,0631	6,10 %	0,2628	8,40 %	5,985
SC 3	0,0621	7,59 %	0,2590	9,72 %	5,911
SC 4	0,0615	8,48 %	0,2564	10,63 %	5,832
SC 5	0,0615	8,48 %	0,2566	10,56 %	5,838

Nakon analize rezultata dobijenih za režim samopotrošnje, razmotren je i alternativni režim upravljanja baterijskim skladištem energije – režim rezervnog napajanja. Za razliku od režima samopotrošnje, režimu rezervnog napajanja baterijsko skladište se ne koristi za pokrivanje potrošnje u uslovima normalnog rada sistema, već se njegova energija isključivo rezerviše za slučajeve ispada mrežnog napajanja. Ovakav način upravljanja omogućava veći raspoloživi energetski kapacitet baterije u toku prekida napajanja, čime se unapređuje pouzdanost napajanja krajnjih korisnika.

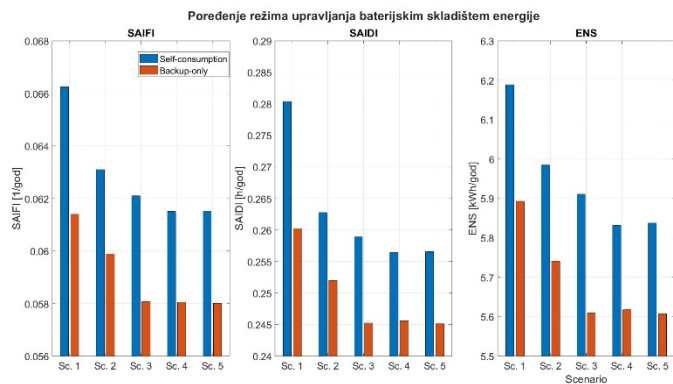
Radi uporedne analize, za iste scenarije prikazano je poređenje sistemskih pokazatelja pouzdanosti *SAIFI*, *SAIDI* i *ENS* za oba

režima upravljanja baterijom. Na Slici 9. prikazane su srednje godišnje vrednosti ovih pokazatelja, dobijene ponderisanjem sezonskih rezultata.

Iz prikazanih rezultata uočava se da u režimu rezervnog napajanja, u odnosu na režim samopotrošnje, dovodi do drastično nižih vrednosti *SAIFI*, *SAIDI* i *ENS* u svim razmatranim scenarijima, što potvrđuje da očuvanje kapaciteta baterije za vreme prekida napajanja može efikasnije smanjiti broj i trajanje efektivnih prekida, kao i neisporučenu energiju. Iako je ovakav režim upravljanja baterijom neisplativ za korisnika, jer se u trenucima kada PV sistem ne proizvodi dovoljno energije da pokrije potrošnju, energija uzima isključivo iz mreže, može se zaključiti da daje veoma dobre rezultate u pogledu poboljšanja pokazatelja pouzdanosti sistema.

Tabela 3. Godišnji pokazatelji pouzdanosti na nivou potrošača za različite scenarije – osnovna test mreža

		<i>AIF</i> [1/god]	<i>AID</i> [h/god]	Raspoloživost
Scenario 1	Svi čvorovi	0,066248	0,280396	0,999968
	Prozumeri	0,056268	0,230512	0,999974
	Pasivni potrošači	0,068119	0,289750	0,999967
Scenario 2	Svi čvorovi	0,063100	0,262769	0,999970
	Prozumeri	0,035903	0,117632	0,999987
	Pasivni potrošači	0,068200	0,289983	0,999967
Scenario 3	Svi čvorovi	0,062104	0,258901	0,999970
	Prozumeri	0,029445	0,089988	0,999990
	Pasivni potrošači	0,068228	0,290572	0,999967
Scenario 4	Svi čvorovi	0,061510	0,256467	0,999971
	Prozumeri	0,026038	0,076775	0,999991
	Pasivni potrošači	0,068161	0,290159	0,999967
Scenario 5	Svi čvorovi	0,061532	0,256593	0,999971
	Prozumeri	0,025898	0,076437	0,999991
	Pasivni potrošači	0,068214	0,290372	0,999967



Slika 9. Srednje godišnje vrednosti pokazatelja pouzdanosti u režimu samopotrošnje i režimu rezervnog napajanja

S obzirom na to da režim rezervnog napajanja direktno utiče na pouzdanost napajanja krajnjih korisnika sa lokalnim izvorima energije, u Tabeli 4. su prikazani pokazatelji *AIF*, *AID* i

raspoloživost napajanja za prozumere, za različite razmatrane scenarije.

Prikazani rezultati pokazuju izražen uticaj režima rezervnog napajanja na pokazatelje pouzdanosti na nivou prozumerera, dok su vrednosti pokazatelja za pasivne potrošače praktično nepromenjene u odnosu na referentni slučaj. To je i očekivano, budući da pasivni potrošači ne raspolažu lokalnim izvorima energije i skladištem, te u potpunosti zavise od napajanja iz distributivne mreže.

Tabela 4. Godišnji pokazatelji pouzdanosti za prozumere za različite scenarije – osnovna test mreža

	<i>AIF</i> [1/god]	<i>AID</i> [h/god]	Raspoloživost
Scenario 1	0,025192	0,100625	0,999989
Scenario 2	0,015912	0,051046	0,999994
Scenario 3	0,003857	0,005996	0,999999
Scenario 4	0,003729	0,005788	0,999999
Scenario 5	0,003751	0,005795	0,999999

Za prozumere, vrednosti pokazatelja *AIF* i *AID* su višestruko niže u poređenju sa pasivnim potrošačima, pri čemu dostupnost napajanja dostiže gotovo jediničnu vrednost u scenarijima sa većim kapacitetom baterijskog skladišta. Ovi rezultati ukazuju da u režimu rezervnog napajanja baterijsko skladište energije efikasno eliminiše ili značajno ublažava efektivne prekide napajanja koje prozumeri doživljavaju tokom ispada mrežnog napajanja.

Dalje se uočava da povećanje kapaciteta baterijskog skladišta ima dominantniji uticaj na smanjenje *AIF* i *AID* pokazatelja u odnosu na povećanje instalisane snage fotonaponskog sistema. To je posebno izraženo u poređenju scenarija sa istom instalisanom snagom PV sistema, ali različitim kapacitetom baterije, gde veći kapacitet baterije omogućava duže autonomno napajanje tokom prekida.

V.2. Model NN distributivne mreže sa poluprstenovima

Pored osnovne radijalne topologije, analizirana je i distributivna mreža sa poluprstenastom strukturom, kako bi se ispitaio uticaj topoloških karakteristika mreže na pokazatelje pouzdanosti. Poluprstenasta konfiguracija omogućava napajanje zdravih delova sistema preko alternativnih puteva nakon izolacije mesta kvara, zahvaljujući dodatnim vezama između izvoda. Ostali elementi simulacionog modela, uključujući pozicije prozumerera, sezonske profile potrošnje i proizvodnje, kao i strategije upravljanja baterijskim skladištem energije, ostali su nepromenjeni, čime je obezbeđeno objektivno poređenje rezultata između razmatranih topologija.

U Tabelama 5. i 6. prikazane su srednje godišnje vrednosti sistemskih pokazatelja pouzdanosti, dobijene ponderisanjem sezonskih rezultata za režim samopotrošnje i za režim rezervnog napajanja, respektivno. Bazne vrednosti pokazatelja pouzdanosti u slučaju topologije mreže sa poluprstenovima su: *SAIFI* = 0,0672 1/god i *SAIDI* = 0,1922 h/god.

Analiza rezultata pokazuje da distributivna mreža sa poluprstenastom strukturom ostvaruje bolji pokazatelj *SAIDI* u

baznom slučaju u poređenju sa osnovnom radikalnom topologijom, dok pokazatelj *SAIFI* ostaje identičan, što je posledica topologije mreže (u obe konfiguracije mreže svi potrošači na izvodu na kom je nastao kvar ostaju bez napajanja bar 1h), kao i nepromenjene učestalosti pojave kvarova u mreži. Bazna vrednost *SAIDI* pokazatelja je značajno niža, budući da topologija mreže omogućava brzu izolaciju mesta kvara i ponovno napajanje zdravih delova sistema. U tom slučaju, korisnici koji nisu direktno pogođeni kvarom ostaju bez napajanja samo tokom faze lociranja i izolovanja kvara u trajanju od 1 h, dok su u osnovnoj test mreži, ukoliko su se nalazili iza mesta kvara, bili bez napajanja tokom čitavog vremena popravke.

Takođe, u distributivnoj mreži sa poluprstenastom strukturom, u režimu samopotrošnje, kao i u režimu rezervnog napajanja, se ostvaruju bolji pokazatelji pouzdanosti u razmatranim scenarijima sa prozjumerima u odnosu na osnovnu test mrežu.

Doprinos prozjumeru poboljšanju pokazatelja *SAIFI* ogleda se prvenstveno u smanjenju efektivno doživljenih prekida napajanja u situacijama kada krajnji korisnici nisu direktno pogođeni kvarom. U razmatranom modelu, u slučaju kvara na izvodu, svi korisnici ostaju bez napajanja iz distributivne mreže tokom inicijalne faze lociranja mesta kvara, koja je usvojena u trajanju od 1 h. Nakon tog perioda, zdravi delovi mreže se ponovo napajaju, dok se sanacija oštećene deonice nastavlja do isteka ukupnog vremena popravke od 6 h. Ukoliko se prozjumer ne nalazi na deonici koja je pogođena kvarom, prekid napajanja iz mreže za tog korisnika ograničen je na inicijalni jednosatni interval, umesto da traje tokom celokupnog vremena popravke. Imajući u vidu da je verovatnoća da prozjumer u kraćem vremenskom intervalu (1 h) ostane bez mogućnosti sopstvenog napajanja manja nego tokom dužeg intervala (6 h), smanjuje se verovatnoća nastanka efektivnog prekida napajanja (odnosno situacije u kojoj ni proizvodnja iz PV sistema, ni energija uskladištena u baterijskom sistemu ne mogu da pokriju potrošnju). Posledično, dolazi do smanjenja učestalosti registrovanih prekida kod prozjumeru, što direktno utiče na niže vrednosti pokazatelja *SAIFI*.

Tabela 5. Srednje godišnje vrednosti sistemskih pokazatelja pouzdanosti u režimu samopotrošnje – mreža sa poluprstenovima

	<i>SAIFI</i> [1/god]	$\delta SAIFI$	<i>SAIDI</i> [h/god]	$\delta SAIDI$	<i>ENS</i> [kWh/god]
SC 1	0,0661	1,70 %	0,1878	2,28 %	4,140
SC 2	0,0627	6,75 %	0,1758	8,52 %	4,000
SC 3	0,0616	8,39 %	0,1726	10,19 %	3,942
SC 4	0,0610	9,28 %	0,1712	10,92 %	3,890
SC 5	0,0610	9,28 %	0,1712	10,92 %	3,895

Tabela 6. Srednje godišnje vrednosti sistemskih pokazatelja pouzdanosti u režimu rezervnog napajanja – mreža sa poluprstenovima

	<i>SAIFI</i> [1/god]	$\delta SAIFI$	<i>SAIDI</i> [h/god]	$\delta SAIDI$	<i>ENS</i> [kWh/god]
SC 1	0,0603	10,32 %	0,1727	10,14 %	3,910
SC 2	0,0589	12,41 %	0,1675	12,84 %	3,818
SC 3	0,0578	14,04 %	0,1635	14,92 %	3,743
SC 4	0,0578	14,04 %	0,1633	15,03 %	3,738
SC 5	0,0578	14,04 %	0,1632	15,08 %	3,736

Poboljšanje pokazatelja *SAIDI* je takođe prisutno, budući da on direktno zavisi od ukupnog trajanja prekida napajanja. Prisustvo lokalne proizvodnje i baterijskog skladišta energije dodatno smanjuje efektivno vreme trajanja kvara, čime se ostvaruje smanjenje vrednosti *SAIDI* pokazatelja. Kao posledica smanjenja pokazatelja *SAIFI* i *SAIDI*, u konfiguraciji mreže sa poluprstenovima, smanjena je i količina neisporučene električne energije, odnosno pokazatelj *ENS*.

U Tabelama 7. i 8. su prikazani pokazatelji *AIF*, *AID* i raspoloživost napajanja za prozjumer, za različite razmatrane scenarije, u slučaju samopotrošnje i u slučaju režima rezervnog napajanja, respektivno.

Tabela 7. Godišnji pokazatelji pouzdanosti za prozjumer za različite scenarije u režimu samopotrošnje – mreža sa poluprstenovima

	<i>AIF</i> [1/god]	<i>AID</i> [h/god]	Raspoloživost
Scenario 1	0,054861	0,159879	0,999982
Scenario 2	0,033374	0,082553	0,999991
Scenario 3	0,026204	0,062928	0,999993
Scenario 4	0,022597	0,053640	0,999994
Scenario 5	0,022343	0,052644	0,999994

Tabela 8. Godišnji pokazatelji pouzdanosti za prozjumer za različite scenarije u režimu rezervnog napajanja – mreža sa poluprstenovima

	<i>AIF</i> [1/god]	<i>AID</i> [h/god]	Raspoloživost
Scenario 1	0,017675	0,063412	0,999993
Scenario 2	0,009540	0,030543	0,999997
Scenario 3	0,002268	0,003528	1,000000
Scenario 4	0,002244	0,003467	1,000000
Scenario 5	0,002310	0,003579	1,000000

Dodatno poboljšanje pokazatelja *AIF* i *AID* u mreži sa poluprstenastom topologijom, u odnosu na osnovnu test mrežu, posledica je smanjenja broja i trajanja efektivnih prekida napajanja kod prozjumeru u slučajevima kada se kvar javlja na izvodu na kom se prozjumeri nalaze i kada nisu direktno pogođeni mestom kvara, zahvaljujući mogućnosti brže izolacije kvara i alternativnog napajanja zdravih delova mreže.

VI ZAKLJUČAK

U ovom radu analizirani su pokazatelji pouzdanosti niskonaponskog distributivnog sistema u prisustvu prozjumeru sa fotonaponskim sistemima i baterijskim skladištima energije, primenom Monte Karlo simulacija. Posebna pažnja posvećena je razlikovanju mrežnih ispada i efektivnih prekida napajanja koje krajnji korisnici stvarno doživljavaju, kao i uticaju topoloških karakteristika mreže na ostvarene vrednosti pokazatelja pouzdanosti.

Rezultati u slučaju osnovnog modela niskonaponske distributivne mreže pokazuju da integracija prozjumeru dovodi do smanjenja vrednosti sistemskih pokazatelja *SAIFI*, *SAIDI* i *ENS* u odnosu na referentni slučaj bez distribuiranih izvora energije. Povećanje instalisane snage fotonaponskog sistema i kapaciteta baterijskog skladišta dodatno unapređuje pouzdanost napajanja, uz uočeno

zasićenje efekta za veće vrednosti ovih veličina. Sezonska analiza je pokazala izraženu zavisnost pokazatelja pouzdanosti od raspoloživosti solarne energije, sa najpovoljnijim rezultatima u letnjem periodu.

Analiza na nivou krajnjih korisnika potvrdila je da prozumeri ostvaruju znatno niže vrednosti pokazatelja *AIF* i *AID* u poređenju sa pasivnim potrošačima, uz visoku raspoloživost napajanja u scenarijima sa većim kapacitetom baterijskog skladišta, čime je ukazano na ograničenja standardnih sistemskih pokazatelja u mrežama sa distribuiranim izvorima energije.

Poređenje različitih mrežnih topologija – osnovnog modela niskonaponske distributivne mreže i niskonaponske distributivne mreže sa poluprstenovima pokazalo je da struktura mreže značajno utiče na pokazatelje pouzdanosti, posebno na trajanje prekida napajanja. Zahvaljujući kraćem trajanju prekida napajanja iz mreže (ograničenom na inicijalni jednosatni interval za korisnike koji se ne nalaze na pogođenoj deonici), povećava se verovatnoća da prozumeri sopstvenom proizvodnjom iz PV sistema kao i energijom koja je uskladištena u baterijskom sistemu u potpunosti pokriju potrošnju. Time se smanjuje broj efektivno doživljenih prekida napajanja, što se direktno odražava na niže vrednosti pokazatelja *SAIFI*, a posredno i na dodatno smanjenje *SAIDI*. Ovaj efekat naročito je izražen u režimu rezervnog napajanja.

Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da unapređenje pouzdanosti distributivnih sistema u savremenim mrežama zahteva istovremeno razmatranje topologije mreže, integracije distribuiranih izvora energije i strategije upravljanja baterijskim skladištima. Predloženi metodološki okvir omogućava kvantitativno sagledavanje ovih međuzavisnih uticaja i može predstavljati osnovu za dalja istraživanja koja bi uključila složenije topologije mreže, veći broj elemenata u mreži, ekonomske aspekte, optimizaciju položaja i veličine distribuiranih izvora, kao i napredne strategije upravljanja u okviru aktivnih distributivnih mreža.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je finansijski podržalo Ministarstvo nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije (broj ugovora: 451-03-137/2025-03/200103).

LITERATURA

- [1] Nahman, J., Mijailović, V. *Pouzdanost sistema za distribuciju električne energije*, Akademski misao, Beograd, 2009.
- [2] Florencias-Oliveros, O., González-de-la-Rosa, J.J., Agüera-Pérez, A., Palomares-Salas, J.-C. Discussion on Reliability and Power Quality in the Smart Grid: a prosumer approach of a time scalable index, in Proc.

International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'18), Salamanca, Spain, Vol. 1, No. 16, pp. 109–113, 21–23 March 2018.

- [3] Karngala, A.K., Singh, C., Xie, L. Predictive Reliability Assessment of Distribution Grids with Residential Distributed Energy Resources, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, Vol. 11, No. 6, pp. 2598–2609, 2025. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2025.03040>
- [4] Adefarati, T., Bansal, R.C. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation, *Applied Energy*, Vol. 185, Part 1, pp. 158–171, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.087>
- [5] Saboori, H., Hemmati, R., Ahmadi Jirdehi, M. Reliability improvement in radial electrical distribution network by optimal planning of energy storage systems, *Energy*, Vol. 93, Part 2, pp. 2299–2312, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.125>
- [6] Bartecka, M., Marchel, P., Zagrajek, K., Lewandowski, M., Kłos, M. Reliability Model of Battery Energy Storage Cooperating with Prosumer PV Installations, *Energies*, Vol. 17, No. 23, 5839, 2024. <https://doi.org/10.3390/en17235839>
- [7] Karngala, A.K., Singh, C. Impact of system parameters and geospatial variables on the reliability of residential systems with PV and energy storage, *Applied Energy*, Vol. 344, 121266, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121266>
- [8] Zarate-Perez, E., Santos-Mejia, C., Sebastián, R. Reliability of autonomous solar-wind microgrids with battery energy storage system applied in the residential sector, *Energy Reports*, Vol. 9, Suppl. 9, pp. 172–183, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.05.239>
- [9] Wang, Z., Yang, R., Wang, L., Tan, J. Reliability assessment of integrated residential distribution and PHEV systems using Monte Carlo simulation, in Proc. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, BC, Canada, pp. 1–5, 21–25 July 2013. <https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672618>
- [10] Garcia, L., Opazo, H., Lopez, E. Switches optimum location in medium voltage network via minimization of energy not supplied, in Proc. *16th International Conference on Electronics, Communications and Computers (CONIELECOMP'06)*, Puebla, Mexico, pp. 44–44, 01 March - 27 February 2006. <https://doi.org/10.1109/CONIELECOMP.2006.58>
- [11] Pravila o radu distributivnog sistema “EPS Distribucija”, d.o.o. Beograd, 2017. http://demo.paragraf.rs/demo/combined/Old/t/t2025_08/PP_008_2025_001.htm [pristupljeno 12.02.2026]
- [12] Wu, M.Y., Ridzuan, M.I., Djokic, S.Z. Smart grid functionalities for improving reliability of rural electricity networks, in Proc. *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2016)*, Belgrade, Serbia, pp. 1–7, 2016. <https://doi.org/10.1049/cp.2016.1036>
- [13] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en [pristupljeno 12.02.2026]

AUTORI

Doroteja Zarev - asistent, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, doroteja.zarev@etf.bg.ac.rs, ORCID [0009-0005-4066-9344](https://orcid.org/0009-0005-4066-9344)
Jelisaveta Krstivojević - docent, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, j.krstivojevic@etf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0003-4906-6433](https://orcid.org/0000-0003-4906-6433)

Analysis of Distribution System Reliability Indices Considering the Presence of Prosumers with Battery Energy Storage

Abstract – The conventional calculation of reliability indices of distribution systems is most often based on the assumption that consumers are passive and fully dependent on the electricity supplied from the distribution network.

However, modern distribution systems increasingly include prosumers equipped with local energy sources and battery energy storage systems, which may significantly affect how power supply interruptions are experienced by end users. This paper presents the calculation of reliability indices of a distribution system that includes distributed energy resources in the form of prosumers with photovoltaic systems and battery energy storage. Special attention is given to the distinction between network interruptions and the effective power interruptions actually experienced by prosumers, where an interruption is defined as a condition in which local generation and energy storage are insufficient to meet the load demand during a grid outage. The prosumer model comprises a photovoltaic system, a battery energy storage system, and an energy management system, while uncertainties in the input data for reliability assessment are considered through Monte Carlo simulations. The paper analyses the impact of prosumer presence on distribution system reliability indices, as well as the influence of photovoltaic system size, battery storage capacity, and battery operating mode on the resulting reliability indices.

Index Terms – Distribution system reliability, Distributed energy resources, Prosumers, Battery energy storage, Monte Carlo simulations

Energetski nezavisne hibridne mikromreže sa fotonaponskim sistemima, biogasnim agregatom i baterijskim skladištem

Nikola Bogdanović*, Željko Đurišić**, Marijan Rančić***

* ELEM & ELGO d.o.o. Beograd

** Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

*** New Energy Solutions d.o.o. Beograd

Rezime – U radu je analiziran rad hibridne mikromreže sačinjene od fotonaponskog sistema, biogasnog postrojenja i baterijskog sistema za skladištenje energije. Definisan je problem fiktivnog naselja u centralnoj Srbiji koje je sačinjeno od 10 domaćinstava koja donose odluku da formiraju mikromrežu i na taj način se potpuno izoluju od distributivne mreže. Sproveden je ogled u cilju procene potrošnje električne energije svakog domaćinstva, pri čemu su formirana tri različita modela potrošnje kako bi se realnije predstavila jednovremenost snage. Na osnovu dobijenih podataka, dimenzionisan je sistem koji se u najvećoj meri oslanja na proizvodnju iz fotonaponskih sistema instaliranih na krovovima domaćinstava. Baterijski sistem za skladištenje energije koristi se za rešavanje dnevno-noćnih disbalansa između potrošnje i proizvodnje, dok je centralni biogasni agregat predviđen za pokrivanje sezonskih disbalansa usled promenljive dostupnosti solarne energije tokom godine. Predložene su tri različite varijante rešenja u zavisnosti od kapaciteta baterijskog sistema i instalisane snage biogasnog agregata. Kao glavni kriterijum prilikom dimenzionisanja sistema i izbora najboljeg rešenja korišćen je LOLP indeks pouzdanosti mikromreže. Pored toga, sprovedena je ekonomska i ekološka analiza izgradnje i eksploatacije predložene mikromreže. Na kraju rada, prikazani su uporedni rezultati svih varijanti, na osnovu kojih je izveden zaključak. Ovakav koncept hibridne mikromreže predstavlja održivo rešenje kako za postizanje energetske nezavisnosti i pouzdanosti napajanja manjih naselja, tako i za povećanje žilavosti elektroenergetskog sistema i očuvanje životne sredine.

Ključne reči – mikromreža, fotonaponski sistemi, biogasni agregati, baterijsko skladište

I UVOD

Konvencionalni elektroenergetski sistemi zasnovani na postojanju velikih proizvodnih centara, razvijene prenosne i distributivne mreže su do skoro bili jedini oblik proizvodnje i upotrebe električne energije. Pored brojnih prednosti od kojih se posebno ističe jednostavna regulacija proizvodnje u skladu sa predviđenom potrošnjom, ovakav sistem sa sobom nosi i brojne nedostatke. Pre svega, proizvodnja u konvencionalnim sistemima se uglavnom zasniva na sagorevanju fosilnih goriva. Problemi zagađenja životne sredine i podizanja srednje temperature atmosfere samo su neki od problema koji su sve više tema stručnjaka iz oblasti energetike širom sveta. Razvojem saznanja i tehnologija u oblasti obnovljivih izvora energije (OIE), navedeni

problemi bi mogli biti rešeni u velikoj meri. Međutim, varijabilnost proizvodnje ovakvih izvora takođe predstavlja poteškoću koju je neophodno savladati kako bi sistem funkcionisao pouzdano i stabilno [1-3].

Najbolja rešenja podrazumevaju kombinaciju više ovakvih alternativnih izvora. U ovom radu, biće definisan jedan problem potencijalne mikromreže na teritoriji centralne Srbije koji kombinuje nekoliko različitih tehnologija – fotonaponski (PV – *Photovoltaic*) sistem, baterijski sistem za skladištenje energije i biogasni agregat [4].

II SOLARNA ENERGETIKA

Sunčeva energija kao osnovni izvor energije na Zemlji, predstavlja praktično neiscrpan izvor energije, koja se procesom fotonaponske konverzije jednostavno pretvara u električnu. Pri tome, proces je ekološki održiv. Zahvaljujući svom geografskom položaju, Srbija spada u zemlje sa vrlo dobrim solarnim potencijalom. Srbiju karakteriše i ravnomerna geografska raspodela solarnog potencijala, što omogućava primenu ovakvih sistema gotovo u svim delovima države. Međutim, kako bi upotreba solarne energije bila efikasna, neophodno je savladati nekolicinu izazova. Pre svega, solarna energija je dostupna tokom dana, dok je tokom noći energiju potrebno obezbediti iz nekog drugog izvora. Takođe, na horizontu od jedne godine, promena godišnjih doba umnogome utiče na različitost proizvodnje tokom letnjih meseci kada se mogu javiti viškovi proizvedene energije i zimskih meseci kada energija Sunca koja dopire do Zemlje nije dovoljna da pokrije celokupnu potražnju. Najzad, prilikom bilo kakvog zasenčenja PV panela, nezavisno od trajanja, proizvodnja iz solarnog sistema se redukuje ili prestaje. Sve navedene izazove pažljivo treba predvideti i rešiti primenom drugih sistema za proizvodnju energije [2], [5].

III BIOGAS KAO ENERGETSKI RESURS

Biogas je OIE koji predstavlja mešavinu gasova koja nastaje razlaganjem organske materije bez prisustva kiseonika – tzv. anaerobna digestija. Osnovna sirovina za proizvodnju biogasa jeste biomasa koja se u zavisnosti od porekla može svrstati u pet glavnih grupa: otpad od poljoprivrede i srodnih industrija, čvrsti komunalni otpad, komunalne otpadne vode, životinjski izmet i industrijski mulj.

Najčešći način korišćenja biogasa jeste njegovo sagorevanje radi proizvodnje električne i toplotne energije. U elektranama na

biogas, električnu energiju proizvode generatori koje pogone motori sa unutrašnjim sagorevanjem (SUS motori) ili parne turbine kao kod parnih termoelektrana, s tim da je pogonsko gorivo biogas. Efikasnost ovakvih postrojenja je oko 20%, međutim, ukoliko bi se toplota stvorena u procesu sagorevanja pametno iskoristila, efikasnost ovakvih kogeneracionih postrojenja može dostići vrednost od čak 80%.

Jedna od glavnih prednosti ovakvih proizvodnih jedinica u odnosu na druge OIE poput solarnih elektrana ili vetroelektrana jeste mogućnost kontinuirane proizvodnje, što povećava pouzdanost čitavog sistema. Takođe, proces proizvodnje biogasa značajno može smanjiti količinu otpada. Za razliku od fosilnih goriva, biogas se može proizvoditi lokalno. Treba biti obazriv jer sagorevanje biogasa takođe ispušta značajnu količinu CO₂, stoga proizvodnju energije iz biogasa treba da prate adekvatne šumske i poljoprivredne aktivnosti.

Na svetskom nivou, Nemačka i Danska prednjače kada je reč o upotrebi biogasa. Srbija, kao država sa ogromnim poljoprivrednim potencijalom, ima priliku da dobro isplaniranim investicijama razvije ovaj sektor.

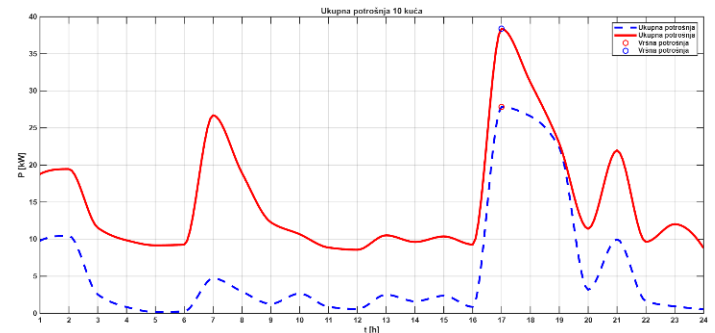
Za proizvodnju velike količine biogasa, koriste se velika postrojenja sa digestorom sa fiksnom kupolom. Međutim, u manjim sredinama – ruralna područja, industrijski centri, teško dostupni tereni – primenjuju se kompaktniji sistemi prilagođeni lokalnim potrebama [6]. Ovakvi sistemi su osmišljeni da budu jednostavni za instalaciju, upotrebu i održavanje [7]. Najzad, za individualne potrošače i mikromreže manjeg kapaciteta, moguće je instalirati biogasne agregate bez kompleksnih postrojenja [8]. Biogasni agregat funkcioniše po principu SUS motora koji koristi biogas kao pogonsko gorivo. Biogasni agregati često dolaze u konfiguraciji koja, pored pogona za proizvodnju električne energije, podrazumeva i sistem za proizvodnju toplotne energije [9]. Uvažavajući potencijal Republike Srbije za proizvodnju biogasa razmotren u master radu [7], u ovoj analizi pretpostavlja se snabdevanje agregata biogasom iz spoljnog izvora, pri čemu raspoloživost goriva na konkretnoj lokaciji nije posebno analizirana.

IV DEFINICIJA PROBLEMA I DIMENZIONISANJE SISTEMA

Posmatra se fiktivno naselje u centralnoj Srbiji, u okolini grada Kraljeva. Naselje čini deset porodičnih kuća približno iste površine (120-140 m²). Grejanje i hlađenje prostorija se ostvaruje toplotnim pumpama. Usvojeno je da je ukupna godišnja potrošnja svih domaćinstava jednaka, dok se dnevni dijagrami potrošnje razlikuju. Vlasnici domaćinstava donose odluku da se potpuno odvoje od lokalne distributivne mreže.

Prvi korak jeste izbor lokalnog proizvodnog sistema. Odlučeno je da svako domaćinstvo uloži u sopstveni PV sistem, dimenzionisan tako da pokrije ukupne godišnje potrebe za električnom energijom. Potrošnja domaćinstava modelovana je na osnovu merenja potrošnje pojedinih uređaja, procena i tehničkih specifikacija kućnih aparata, prema postupku opisanom [7]. Usvojena mesečna potrošnja po domaćinstvu iznosi 420 kWh van grejne sezone i 1100 kWh tokom grejne sezone, odnosno približno 14 kWh i 37 kWh dnevno, respektivno. Kako bi se sagledalo više scenarija i dobili realniji

profili potrošnje, pretpostavljena su tri različita modela potrošnje. Smatra se da je dnevni raspored neupravljive potrošnje jednak za svih deset domaćinstava, dok je upravljiva potrošnja zavisna od navika članova domaćinstva. Prvi model potrošnje, čiji trend prati pet od deset kuća, podrazumeva veću upotrebu električne energije tokom noćnih sati. Drugi model potrošnje, koji prati tri od deset domaćinstava, podrazumeva veću potrošnju tokom obdanice. Najzad, treći model, čiji trend prate preostala dva domaćinstava, podrazumeva ravnomernu potrošnju tokom čitavog dana. Na Slici 1 je prikazana dnevna potrošnja čitavog konzuma.



Slika 1. Ukupna dnevna potrošnja konzuma

Ukupna godišnja potrošnja za pojedinačno domaćinstvo je:

- van grejne sezone:

$$W_{VGS} = 6 \cdot 420 = 2520 \text{ kWh/god} \quad (1)$$
- u grejnoj sezoni:

$$W_{GS} = 6 \cdot 1100 = 6600 \text{ kWh/god} \quad (2)$$
- ukupno:

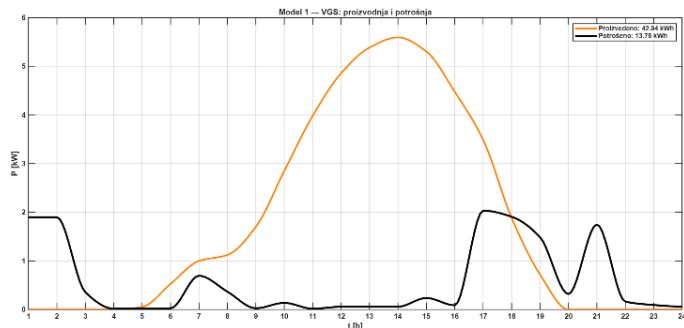
$$W = W_{VGS} + W_{GS} = 9120 \text{ kWh/god} \quad (3)$$

Neophodno je uzeti u obzir degradaciju PV sistema, kao i realan očekivani porast potrošnje. Za dimenzionisanje PV sistema, korišćen je softver Pvsyst 8.0. Smatra se da su sva domaćinstva u radijusu od 1 km, te da nije potrebno dimenzionisati deset sistema. Podaci koji su korišćeni u procesu dimenzionisanja su: koordinate lokacije 43,705 N, 20,667 E, azimutni ugao od 20°, dvovodni krov nagiba krovne površi od 33°, dimenzije jedne strane krova 7 m x 6,8 m. Nakon iterativnog procesa koji podrazumeva odabir inicijalne instalisane snage PV panela, simulacije rezultata i eventualnog korigovanja instalisane snage, odabrano je rešenje koje podrazumeva fotonaponski panel snage 9,1 kWp i inverter snage 8 kW. Svaki PV niz je povezan preko MPPT¹ kontrolera radi optimalnog praćenja radne tačke i maksimalnog iskorišćenja solarne energije u uslovima promenljivog zračenja i temperature. Proizvodnja svakog pojedinačnog sistema se sabira u zajedničkom DC čvoru, odakle se snaga usmerava direktno ka potrošačima ili ka sistemu za skladištenje, u zavisnosti od trenutnog energetskog bilansa. Simulacija pokazuje da će ovakav sistem, sačinjen od deset manjih PV sistema u prvoj godini proizvesti oko 102 MWh. Kako je potražnja za električnom energijom, tek nešto veća od 91 MWh, zaključuje se da je sistem od 10 x 9,1 kWp dovoljan.

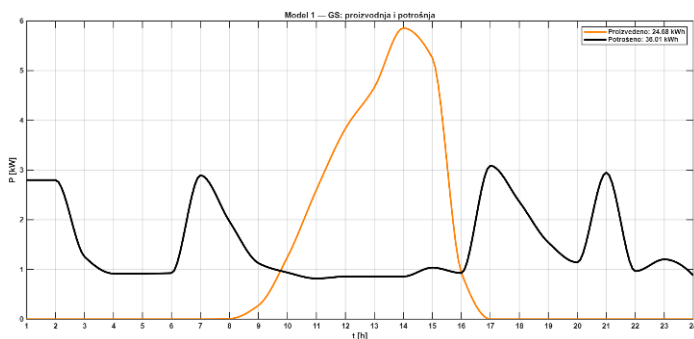
U cilju pravilnog dimenzionisanja čitave mikromreže, potrebno je analizirati vremensku neusklađenost proizvodnje i potrošnje

¹ MPPT – Maximum Power Point Tracker

kako na dnevnom, tako i na sezonskom nivou. Odabrana su dva dana u godini – jedan van grejne sezone – 23. jun i jedan u grejnoj sezoni – 25. decembar. Na Slikama 2 i 3, prikazani su dijagrami proizvodnje i potrošnje za ova dva dana za prvi model potrošača. Pomenuti dani korišćeni su isključivo za ilustraciju dnevno-noćnog i sezonskog disbalansa i ne predstavljaju osnovu za dalji proračun tehnno-ekonomske analize.



Slika 2. Proizvodnja i potrošnja za model 1, van grejne sezone



Slika 3. Proizvodnja i potrošnja za model 1, grejna sezona

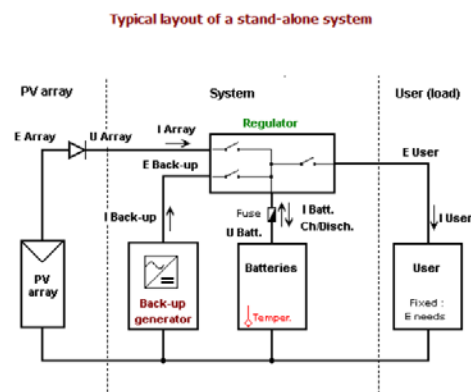
Sa grafika se jasno mogu uočiti dva ključna problema koje je neophodno rešiti prilikom dimenzionisanja sistema.

Prvi problem je dnevno-noćni dizbalans. Odnosi se na razliku između dnevne proizvodnje i noćne potrošnje. Proizvodnja iz PV sistema je dostupna isključivo danju, dok se potrošnja javlja i u noćnim satima, kada solarna energija nije dostupna. Iako se veliki deo potrošnje, tzv. upravljivi deo, može pomeriti u dnevne sate, postoji i značajan deo uređaja koji rade neprekidno kao što je, na primer, frižider. Takođe, pomeranje rada pojedinih uređaja, poput toplotne pumpe i šporeta, narušava komfor i navike korisnika. Da bi se obezbedilo napajanje tokom noćnih sati, neophodno je uvesti sistem za skladištenje električne energije koji će tokom dana čuvati viškove proizvedene energije, a noću ih isporučivati potrošačima. Skladište omogućava da se premesti vremenski jaz između perioda kada je dostupno Sunčevo zračenje i kada nije, čime se postiže veća energetska autonomija i smanjuje potreba za radom rezervnih izvora.

Drugi problem se odnosi na razliku između proizvodnje i potrošnje tokom različitih godišnjih doba. Tokom letnjih meseci, solarna proizvodnja je znatno veća zbog većeg intenziteta zračenja Sunca i dužeg trajanja dana, dok je potrošnja u istom periodu očekivano manja jer ne postoji potreba za zagrevanjem prostorija. Nasuprot tome, tokom zimskih meseci se javlja povećana potrošnja, dok je proizvodnja iz PV sistema značajno manja usled smanjene insolacije i kraće obdаницe. Ova sezonska

neusaglašenost predstavlja ozbiljan izazov u projektovanju izolovanih sistema, jer za njeno prevazilaženje nije dovoljan sistem za skladištenje u vidu akumulacione baterije, već je potrebno odabrati i dobro dimenzionisati dopunski izvor energije koji obezbeđuje pouzdanost i stabilnost u zimskom periodu. U ovom radu je u tu svrhu predviđen centralni biogasni agregat koji obezbeđuje električnu energiju tokom sezonskog manjka.

Na Slici 4 je prikazana tipična šema samostalnog (*stand-alone*) sistema formirana u softveru *Pvsyst 8.0*.



Slika 4. Tipična šema samostalnog (*stand-alone*) sistema

U ovom radu su razmotrene tri različite varijante baterijskih sistema za skladištenje energije različitih kapaciteta:

- Varijanta A: Baterija velikog kapaciteta (600 kWh, oko 480 kWh upotrebljive energije),
- Varijanta B: Baterija malog kapaciteta (200 kWh, oko 150 kWh upotrebljive energije),
- Varijanta C: Baterija velikog kapaciteta (400 kWh, oko 320 kWh upotrebljive energije), uparena sa sistemom za direktno upravljanje potrošnjom električne energije.

Sve varijante podrazumevaju centralni sistem skladištenja. Veći kapacitet skladišta omogućava bolje premošćavanje dnevno-noćnih razlika u proizvodnji i potrošnji, kao i veći stepen lokalno snabdevene potrošnje u letnjem periodu. Sa druge strane, manja baterija ima ograničene mogućnosti skladištenja, što dovodi do češće potrebe za radom dopunskog izvora, posebno zimi tokom noćnih sati. Na kraju, prebacivanje velikih, upravljivih potrošača u sate kada je Sunčeva energija dostupna, omogućava izbor baterije srednjeg kapaciteta.

Pored skladišta, neophodno je dimenzionisati i centralni biogasni agregat, koji obezbeđuje energiju u trenucima kada solarna proizvodnja i baterija nisu dovoljne. Njegova uloga je posebno značajna zimi, kada se istovremeno javlja smanjena iradijacija i povećana potrošnja zbog sistema grejanja. Pošto sistem nije povezan na distributivnu mrežu, agregat mora biti dimenzionisan tako da obezbedi potpunu energetska autonomiju.

Ključni kriterijum koji je korišćen prilikom izbora kombinacija snage agregata i kapaciteta baterije je LOLP (*Loss of Load Probability*) indeks. LOLP indeks predstavlja ukupan broj sati/dana tokom godine kada sistem nije u stanju da zadovolji zahtevanu potrošnju. Naziva se i indeks pouzdanosti mreže. Visoka vrednost LOLP indeksa ukazuje da u toku godine postoji značajan broj sati kada sistem nije u stanju da obezbedi energiju

potrošačima, dok niže vrednosti ukazuju na visoku pouzdanost sistema. Usvojena je kritična vrednost LOLP indeksa od 3,3% na mesečnom nivou, što odgovara okvirno 24 sata nedovoljnog snabdevanja po mesecu. Ovaj kriterijum je direktno uticao na izbor snage biogasnog agregata i kapaciteta baterije, jer upravo ova dva elementa obezbeđuju energetske rezervu u trenucima kada proizvodnja iz PV sistema nije dovoljna. Vrednosti LOLP indeksa su dobijene na osnovu godišnjih simulacija rada sistema u programu Pvsyst 8.0, gde je praćeno mesečno pokriće potrošnje električne energije u zavisnosti od raspoložive solarne energije, stanja baterije i rada agregata. Takođe, treba imati u vidu da ni javna distributivna mreža ne obezbeđuje potpunu pouzdanost napajanja domaćinstava, tako da usvojeni LOLP približno odgovara raspoloživosti distributivne mreže kod realnih seoskih domaćinstava u Srbiji.

Na osnovu svega navedenog, analizirane su tri kombinacije sistema baterijskog skladišta i biogasnog agregata:

Rešenje 1: Baterija kapaciteta 600 kWh uparena sa biogasnim agregatom od 12 kW – u ovom slučaju, sistem se u najvećoj meri oslanja na skladište energije koje premošćava dnevno-noćne razlike. Biogasni agregat se koristi retko, uglavnom u zimskom periodu i tokom dužih nepovoljnih meteoroloških uslova. Simulacija pokazuje da LOLP indeks ostaje ispod 3,3% u svim mesecima, što ukazuje na stabilan i pouzdan rad. U Tabeli 1 je prikazan energetski bilans po mesecima za Rešenje 1.

Tabela 1. Energetski bilans po mesecima za Rešenje 1

Mesec	E_{Array} (kWh)	E_{Load} (kWh)	E_{User} (kWh)	E_{Bkup} (kWh)	$SolFrac$ (ratio)	T_{LOL} (Hour)	Pr_{LOL} (%)
Jan.	4964	11000	10909	6350	0,419	3	0,46
Feb.	6229	11000	10883	5317	0,516	4	0,64
Mar.	9340	11000	10960	2558	0,773	1	0,14
Apr.	5055	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Maj	4695	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jun	4697	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jul	4695	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Avg.	4678	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Sep.	4567	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Okt.	7379	11000	10950	4014	0,632	2	0,30
Nov.	5266	11000	10674	6085	0,432	15	2,03
Dec.	3853	11000	10544	7375	0,308	19	2,56
GOD	65417	91200	90140	31698	0,648	45	0,51

Legenda:

E_{Array} – ukupan iznos lokalno proizvedene električne energije

E_{Load} – ukupna potrošnja električne energije posmatrane mikromreže

E_{User} – količina električne energije koja je stvarno isporučena korisniku (stvarno zadovoljena potrošnja)

E_{Bkup} – ukupna količina električne energije obezbeđena pomoćnim izvorom – u ovom slučaju biogasni agregat

$SolFrac$ – Solarna frakcija – odnos između količine energije obezbeđene PV sistemom i ukupne potrošnje u posmatranom periodu

T_{LOL} – ukupan broj sati u toku pojedinačnog meseca i čitave godine kada sistem nije bio u stanju da zadovolji potrebe potrošača

Pr_{LOL} – procenat vremena u odnosu na ukupno trajanje posmatranog perioda tokom koga je došlo do nedovoljnog snabdevanja (ovaj indikator je ključna mera pouzdanosti sistema – manji procenat znači veću pouzdanost)

Rešenje 2: Baterija kapaciteta 200 kWh uparena sa biogasnim agregatom od 20 kW – smanjen kapacitet skladišta dovodi do češćeg uključivanja agregata, posebno tokom noći i zime. Iako veća snaga agregata omogućava pokrivanje vršnih opterećenja i zadovoljava LOLP uslov, ova konfiguracija ima manji stepen lokalno snabdevane potrošnje iz PV sistema i veću zavisnost od

rada agregata. U pojedinim periodima simulacije javljala su se upozorenja zbog ograničenog kapaciteta baterije, ali su ona zanemarena jer je agregat dimenzionisan da preuzme celokupno opterećenje u tim uslovima. U Tabeli 2 je prikazan godišnji energetski bilans za Rešenje 2.

Tabela 2. Energetski bilans za čitavu godinu za Rešenje 2

Mesec	E_{Array} (kWh)	E_{Load} (kWh)	E_{User} (kWh)	E_{Bkup} (kWh)	$SolFrac$ (ratio)	T_{LOL} (Hour)	Pr_{LOL} (%)
Jan.	4485	11000	10972	7165	0,366	1	0,17
Feb.	4729	11000	11000	6942	0,386	0	0,00
Mar.	6207	11000	10937	5514	0,509	3	0,35
Apr.	4723	4200	4200	88	0,980	0	0,00
Maj	4740	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jun	4704	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jul	4658	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Avg.	4723	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Sep.	4493	4200	4200	134	0,969	0	0,00
Okt.	5476	11000	10891	6160	0,447	5	0,61
Nov.	4381	11000	10627	6935	0,355	15	2,14
Dec.	3436	11000	10543	7769	0,276	19	2,58
GOD	56755	91200	90170	40707	0,555	43	0,49

Rešenje 3: Treće razmotreno rešenje predstavlja kombinaciju baterije srednjeg kapaciteta i agregata manje snage, uz uvođenje sistema za direktno upravljanje potrošnjom (*DMS – „Demand Side Management”*) kao mehanizma za poboljšanje energetske efikasnosti sistema. [3] Baterijski sistem kapaciteta 400 kWh omogućava pouzdano premošćavanje većine dnevno-noćnih disbalansa leti, dok biogasni agregat snage 12 kW obezbeđuje rezervno napajanje u slučajevima dužih nepovoljnih zimskih uslova. Ključna novina je direktno pomeranje rada upravljivih potrošača u dnevne sate. Time se postiže bolje korišćenje lokalno proizvedene energije i smanjuje se potreba za skladištenjem i naknadnim noćnim isporučivanjem. Godišnja simulacija pokazuje da konfiguracija sa osrednjim kapacitetom baterije i manjim biogasnim agregatom takođe omogućava pouzdan rad sa LOLP indeksom ispod 3,3% tokom svih meseci. U Tabeli 3 je prikazan godišnji energetski bilans za Rešenje 3.

Tabela 3. Energetski bilans za čitavu godinu za Rešenje 3

Mesec	E_{Array} (kWh)	E_{Load} (kWh)	E_{User} (kWh)	E_{Bkup} (kWh)	$SolFrac$ (ratio)	T_{LOL} (Hour)	Pr_{LOL} (%)
Jan.	4964	11000	10904	6352	0,419	6	0,75
Feb.	6229	11000	10792	5153	0,522	14	2,10
Mar.	9340	11000	10906	2430	0,778	5	0,71
Apr.	4887	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Maj	4667	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jun	4661	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jul	4684	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Avg.	4660	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Sep.	4556	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Okt.	7379	11000	10960	4238	0,618	3	0,34
Nov.	5266	11000	10631	5874	0,441	21	2,86
Dec.	3853	11000	10629	7301	0,315	20	2,71
GOD	65145	91200	90022	31348	0,650	68	0,78

Uporedna analiza rešenja pokazuje da prvo rešenje, sa većim skladištem i manjim agregatom, obezbeđuje pouzdan, stabilan i efikasan rad sistema tokom čitave godine. Vrednost LOLP indeksa iznosi nešto više od pola procenta godišnje (oko 45 sati/god.), što ukazuje na visoku pouzdanost. Drugo rešenje, sa manjim skladištem i većim agregatom takođe zadovoljava kriterijum pouzdanosti sa LOLP indeksom od oko pola procenta

godišnje (oko 43 sata/god.), ali uz veću zavisnost od rada biogasnog agregata i manjeg stepena snabdevanja iz distributiranih PV panela, naročito zimi. Treće rešenje sa srednjim kapacitetom skladišta, manjom snagom agregata i uvođenjem sistema za upravljanje potrošnjom, postiže godišnju vrednost LOLP indeksa od oko 0,8% (nešto više od 68 sati/god.), što je za nijansu lošije nego u prethodna dva slučaja, ali je takođe znatno ispod usvojenog kriterijuma pouzdanosti. Iako zahteva promenu navika potrošača, ovo rešenje predstavlja dobar tehnički kompromis između pouzdanosti, stepena iskorišćenja proizvedene energije iz PV sistema i mogućnosti smanjenja investicionih troškova.

Nedovoljno snabdevanje dominantno se javlja tokom zimskog perioda, kada je proizvodnja iz PV sistema kao primarnog izvora veoma ograničena. Tokom januara, februara, novembra i decembra zabeleženo je ukupno približno 41 h nedovoljnog napajanja za Rešenje 1, oko 36 h za Rešenje 2, i približno 60 h za Rešenje 3. Konačan izbor optimalne konfiguracije zahtevao bi dodatnu ekonomsku i ekološku analizu, kojom bi se u potpunosti sagledale prednosti i ograničenja predloženih varijanti.

V EKONOMSKA ANALIZA

Pored tehničke izvodljivosti i pouzdanosti, jedan od ključnih kriterijuma prilikom planiranja i realizacije izolovanih sistema jeste i ekonomska opravdanost izabrane konfiguracije. Ulaganja u PV sisteme, skladište i rezervne izvore podrazumevaju značajne kapitalne troškove, ali i dugoročne operativne troškove tokom eksploatacionog veka sistema. Stoga je neophodno sprovesti ekonomsku analizu kako bi se različite varijante mogle pouzdano uporediti i proceniti njihova isplativost u odnosu na scenario u kome bi snabdevanje bilo zasnovano na energiji iz lokalne distributivne mreže [10], [11].

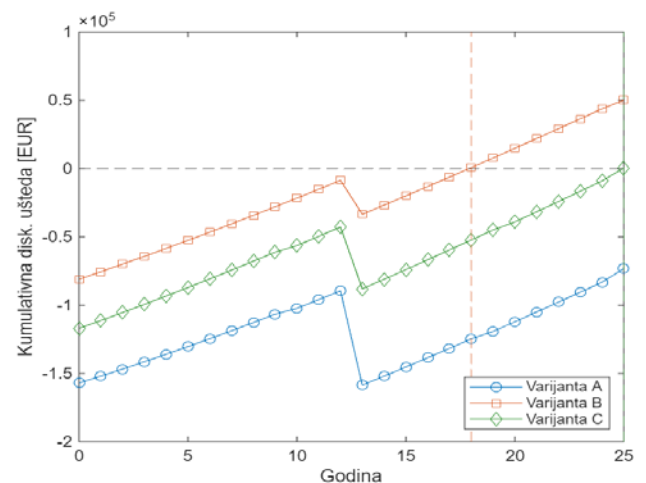
Cilj ekonomske analize je da se kvantifikuju ukupni životni troškovi sistema u periodu od 25 godina, kao i da se izračunaju parametri koji omogućavaju procenu dugoročne ekonomske efikasnosti. Jedan od ključnih pokazatelja jeste nivelisani trošak proizvodnje energije (*LCOE – Levelized Cost of Energy*), koji predstavlja prosečni trošak proizvodnje jednog kWh električne energije tokom životnog veka sistema, uzimajući u obzir sve kapitalne i operativne troškove diskontovane na sadašnju vrednost [€/kWh]. Pored toga, određuje se i diskontovani period povrata investicije, koji pokazuje nakon koliko godina se inicijalno ulaganje nadoknađuje ostvarenim uštedama u odnosu na referentni scenario snabdevanja iz mreže [12].

Ekonomska analiza sprovedena je na vremenskom horizontu od 25 godina, što odgovara očekivanom životnom veku PV sistema. U analizu su uključeni investicioni troškovi sistema, troškovi goriva za rad biogasnog agregata i troškovi održavanja, kao i troškovi zamene opreme tokom eksploatacionog perioda. Sve vrednosti diskontovane su na sadašnji trenutak. Usvojena vrednost diskontne stope iznosi 4,5 %/god, dok je projektovani godišnji porast cene električne energije je 4,2 %. Diskontna stopa pokazuje smanjenje vrednosti novca tokom godina što utiče na vrednost LCOE i produžava period povraćaja investicije. Sa druge strane, porast cene električne energije iz mreže može povoljno uticati na period povraćaja investicije [13].

Analiza poredi tri tehničke konfiguracije sistema koje se razlikuju po kapacitetu baterijskog skladišta i snazi biogasnog agregata, dok je PV sistem isti u svim varijantama. Rezultati pokazuju da konfiguracija sa manjim skladištem i snažnijim agregatom ostvaruje najpovoljnije ekonomske pokazatelje, sa najnižim nivoom LCOE i periodom povraćaja investicije od približno 18 godina.

Konfiguracija sa velikim kapacitetom baterije, iako tehnički najpouzdanija, ima najveće inicijalne troškove i ne ostvaruje povraćaj investicije u analiziranom periodu. Treća varijanta, sa srednjim kapacitetom skladišta i primenom upravljanja potrošnjom, predstavlja kompromisno rešenje čiji su ukupni troškovi približno jednaki troškovima referentnog scenarija. Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da drugo rešenje predstavlja ekonomski najpovoljniju konfiguraciju, dok ostale varijante nude određene tehničke prednosti, ali uz manje povoljne finansijske pokazatelje.

Na Slici 5 je prikazan tok ukupnih diskontovanih ušteda tokom 25 godina za različita rešenja.



Slika 5. Tok ukupnih diskontovanih ušteda tokom 25 godina za različita rešenja

U Tabeli 4 dat je uporedni prikaz ekonomske analize.

Tabela 4. Uporedni prikaz ekonomske analize

	Mreža	Var. 1	Var. 2	Var. 3
Cena investicije	258.412	331.618	208.377	258.027
Povraćaj investicije	/	Nema	18 godina	25 godina
Ukupna ušteda [€]	/	-73.206	50.035	385
Ušteda po domaćinstvu	/	-7.320,6	5.003,5	38,5
LCOE [€/kWh]	0,1911	0,2452	0,1541	0,1908
LOLP [%]	/	0,51	0,49	0,78

Kako bi analiza bila potpuna, sprovedena je analiza osetljivosti (*sensitivity analysis*), koja pokazuje uticaj ekstremnih promena ključnih parametara kao što su diskontna stopa, cena baterija i biogasa. Analiza pokazuje da je Rešenje 2 najrobusnije na ekstremne promene cene električne energije kupljene iz mreže, cene gasa i električne opreme. Detaljan postupak analize, usvojene ekstremne vrednosti pomenutih parametara i dobijeni rezultati, prikazani su u master radu [7].

VI UTICAJ NA ŽIVOTNU SREDINU

Mikromreža analizirana u ovom radu godišnje troši nešto manje od 100 MWh električne energije. Ukoliko se Srbija posmatra kao jedinstven konzum sa godišnjom potrošnjom od približno 35 TWh električne energije, posmatrana mikromreža učestvuje sa tek oko 0,0003%. Na prvi pogled, njen uticaj na ukupne emisije štetnih gasova, poput CO₂, NO_x i H₂S, je relativno mali. Međutim, umnožavanjem ovakvih sistema na više lokacija i uključivanjem većih industrijskih potrošača u slične projekte, efekat na smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte može postati značajan.

U ovom delu rada upoređuju se kumulativne emisije CO₂ tokom eksploatacionog veka sistema od 25 godina za sve tri razmatrane konfiguracije. Dobijeni rezultati se, zatim, porede sa emisijama u dva referentna scenarija: pesimističnom, gde se pretpostavlja da je sva električna energija proizvedena u termoelektranama koje sagorevaju ugalj, i realnijem scenariju koji približno odgovara strukturi proizvodnje u Srbiji, gde se pretpostavlja da oko 60% električne energije potiče iz termoelektrana. Na ovaj način se sagledava i ekološki potencijal sistema, jer bi šira primena sličnih mikromreža mogla doprineti značajnom smanjenju emisije CO₂ na nacionalnom, ali i globalnom nivou [14].

Prvi korak u proceni emisije CO₂ je određivanje faktora emisije („Emission Factor“ – EF). Faktor emisije predstavlja količinu CO₂ koja se emituje po proizvedenom kWh električne energije [15]. Na osnovu dostupnih analiza, može se usvojiti približna vrednost od oko 1 kg CO₂/kWh [2], [16] za proizvodnju u termoelektranama na ugalj. Prema dostupnim podacima, faktor emisije pri sagorevanju biogasa iznosi okvirno 0,2 kg CO₂/kWh energije goriva [17], [18]. Međutim, ova vrednost se ne odnosi na proizvedenu električnu energiju, stoga ju je potrebno korigovati električnim stepenom korisnog dejstva biogasnog agregata. Za potrebe proračuna, usvojen je stepen korisnog dejstva od 30 %. Ekvivalentni faktor emisije po proizvedenom kWh električne energije iznosi:

$$EF_{biogasni\ agregat} = \frac{EF_e}{\eta_{biogasni\ agregat}} = 0,66 \text{ kg CO}_2/\text{kWh} \quad (4)$$

Analiza obuhvata isključivo direktnu emisiju CO₂ nastalu sagorevanjem već proizvedenog biogasa u agregatu. Emisije nastale tokom proizvodnje, prerade, transporta i skladištenja biogasa nisu obuhvaćene proračunom.

Nakon određivanja faktora emisije, neophodno je poznavati godišnju potrošnju električne energije mikromreže. Analizirana mikromreža ima godišnju potrošnju od približno 91,2 MWh. Polazeći od pretpostavke da su potrošnja i faktori emisije konstantni tokom dvadesetpetogodišnjeg perioda, moguće je izračunati godišnju, a zatim i ukupnu emisiju CO₂.

Neka je skup $k \in \{mreža, BGA^2\}$, emisija ugljen-dioksida na godišnjem nivou je:

$$m[CO_2]_k^{year} = W_{gen,k} \cdot EF_k \quad (5)$$

a na horizontu od N godina:

$$m[CO_2]_k^{total} = N \cdot m[CO_2]_k^{year} \quad (6)$$

² BGA – Biogasni agregat

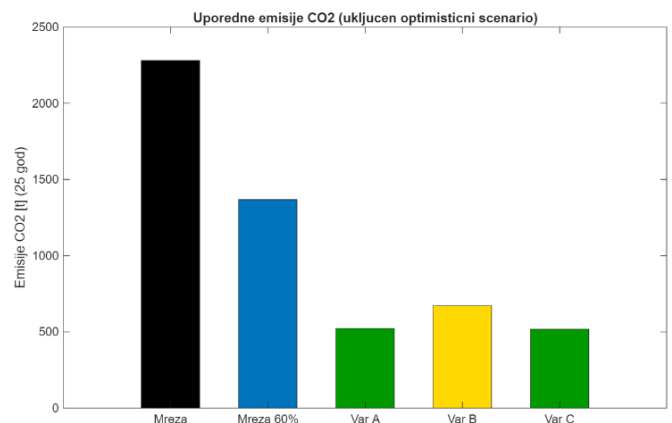
Na ovaj način se jednostavno dobijaju konkretne vrednosti koje omogućavaju procenu uticaja mikromreže i lako poređenje različitih scenarija proizvodnje električne energije.

Rezultati ekološke analize prikazani su u Tabeli 5, pri čemu su podebljana najpovoljnija rešenja.

Tabela 5. Uporedni prikaz ekološke analize za različite varijante

Scenario	Godišnja emisija CO ₂ [tCO ₂ /god.]	Ukupna emisija CO ₂ [tCO ₂ /25 god.]	Smanjenje u odnosu na TE (realniji scenario) [%]
Pesimistični scenario 100% iz TE	91,2	2.280	/
Realni scenario 60% iz TE	54,7	1.368	/
Varijanta 1	20,9	523	~ 62
Varijanta 2	26,9	672	~ 50
Varijanta 3	20,7	517	~ 62

Očekivano, najveće emisije CO₂ javljaju se pri proizvodnji električne energije u termoelektranama. Čak i u realnijem scenariju, u kome se pretpostavlja da je 60% energije proizvedeno u termoelektranama, emisije CO₂ su višestruko veće nego u slučaju mikromreže u bilo kojoj od tri analizirane varijante. Iz rezultata prikazanih u tabeli može se videti da su emisije ugljen-dioksida u takvim sistemima približno 2 do 3 puta manje. Ovi rezultati ukazuju da bi šira primena ovakvih sistema u Srbiji mogla doprineti značajnom smanjenju ukupnih nacionalnih emisija CO₂, potencijalno za više stotina hiljada tona godišnje. Uporedni prikaz različitih scenarija dat je na Slici 6.



Slika 6. Emisija ugljen-dioksida za različite varijante

Rezultati jasno pokazuju da izolovane mikromreže zasnovane na OIE značajno smanjuju emisiju CO₂ u odnosu na konvencionalne elektroenergetske sisteme. Smanjenje emisije značajno doprinosi zaštiti životne sredine i očuvanju ekosistema, ali je istovremeno važno i u kontekstu evropske politike dekarbonizacije i mogućih budućih mehanizama oporezivanja emisije CO₂, koji će u određenoj meri uticati i na energetske sektor Srbije.

Treba istaći da zagađenje vazduha predstavlja jedan od glavnih problema razvoja Srbije. Predloženi koncept samoodrživih mikromreža obezbeđuje bitno lokalno smanjenje zagađenja vazduha jer je predviđen sistem lokalnog generisanja toplotne

energije primenom toplotnih pumpi. Širokom primenom ovakvih sistema bi bitnoj meri bio rešavan energetska, ali i ekološki problem sa kojim je suočena Srbija.

VII UPOREDNI PRIKAZ REZULTATA

U Tabeli 6. su sumirani svi ključni pokazatelji za referentni scenario, realan scenario sa 60% proizvodnje iz TE („Mreža“) i razmatrane varijante mikromreže.

Tabela 6. Upporedni prikaz tehničkih, ekonomskih i ekoloških parametara za različita rešenja

	Mreža	Varijanta 1	Varijanta 2	Varijanta 3
LOLP [%/god.]	/	0,51	0,49	0,78
Sati bez napajanja [h/god.]	/	45	43	68
LCOE [€/kWh]	0,1911	0,2452	0,1541	0,1908
Troškovi investicija [€/25 god.]	258.412	331.618	208.377	258.027
Ušteda [€/25 god.]	/	- 73.206	50.035	385
Ušteda [€/25 god./dom.]	/	- 7.321	5.003,5	38,5
Povraćaj investicije [god]	/	Nema	18	25
Emisija CO ₂ [t/god.]	54,7	20,9	26,9	20,7
Emisija CO ₂ [t/25 god.]	1.368	523	672	517

Nijedno od razmatranih rešenja ne predstavlja apsolutno optimalnu opciju prema svim kriterijumima, već ima određena ograničenja. Rešenje 2 pokazuje najpovoljnije ekonomske rezultate i najkraći period povraćaja investicije, dok rešenja 1 i 3 ostvaruju nešto bolji ekološki učinak zahvaljujući nižim emisijama CO₂ i većem oslanjanju na solarnu energiju i skladište. Sa aspekta pouzdanosti snabdevanja, rešenje 2 takođe ima prednost.

Konačan izbor rešenja predstavlja kompromis između tehničkih, ekonomskih i ekoloških kriterijuma. U tom procesu značajnu ulogu imaju i prioriteta investitora, koji mogu dati prednost finansijskoj isplativosti, smanjenju negativnog uticaja na životnu sredinu ili dugoročnoj energetska sigurnosti sistema.

VIII ZAKLJUČAK

U radu su analizirana tri različita rešenja za formiranje energetska nezavisne mikromreže koja snabdeva deset domaćinstava sličnih karakteristika električnom energijom. Razmatrana su tri različita modela potrošnje, ali sa jednakom mesečnom i godišnjom potrošnjom. Lokacija sistema je u centralnoj Srbiji, u okolini grada Kraljeva. PV sistem je odabran kao primarni lokalni izvor energije, dok su dnevni i godišnji dizbalansi rešeni instalacijom centralnog baterijskog sistema za skladištenje energije i centralnim biogasnim agregatom kojim bi se pokrivala potrošnja u nedostatku lokalno proizvedene i uskladištene energije.

Tri rešenja podrazumevaju upotrebu skladišta energije i biogasnog agregata različitih kapaciteta i instalisanih snaga. U trećem rešenju predložena je primena sistema za direktno

upravljanje potrošnjom radi boljeg iskorišćenja lokalno proizvedene energije iz PV sistema. Uz pomoć softvera PVsyst 8.0 sprovedene su simulacije rada sistema za sve tri konfiguracije, a kao osnovni kriterijumi za izbor optimalnog rešenja razmatrani su pouzdanost sistema, kao i ekonomski i ekološki aspekti.

Ocena pouzdanosti sprovedena je izračunavanjem LOLP indeksa, pri čemu je njegova vrednost ograničena na maksimalno 3,33% na mesečnom nivou, što približno odgovara periodu od oko 24 sata nedovoljnog snabdevanja mesečno.

Ekonomska analiza sprovedena je za sva tri razmatrana rešenja. Uppoređeni su nivelisani trošak električne energije (LCOE), ukupna ušteda u periodu od 25 godina i period povraćaja investicije. Kao referentni scenario uzeta je cena električne energije preuzete iz distributivne mreže. U analizi su uzete u obzir i veličine poput diskontne stope, očekivanog rasta cene električne energije, promene cene goriva, kao i troškovi održavanja, servisa i zamene pojedinih komponenti sistema.

Ekološka analiza podrazumeva proračun emisije CO₂ za svako rešenje.

Konačan izbor zavisi od procene investitora. Investitoru su ponuđene tri različite varijante koje zadovoljavaju kriterijum pouzdanosti, što je za krajnjeg korisnika najvažnije. Prvo rešenje je najbolje sa stanovišta održivog razvoja, s tim da je ekonomska dobit negativna. Drugo rešenje je ekonomski najpovoljnije, ali zagađuje za oko 30% više od prvog i trećeg rešenja. Treće rešenje je takođe ekološki prihvatljivo, a pritom je ekonomski gotovo neutralno, što znači da bi se novac uložen u mikromrežu svakako potrošio na nabavku električne energije iz distributivne mreže.

Analiza pokazuje da kombinacija OIE sa baterijskim sistemima za skladištenje energije i rezervnim biogasnim agregatom, predstavlja održiv i tehnički ostvariv način snabdevanja izolovanih potrošača. Iako postoje razlike u ekonomskim i ekološkim rezultatima, sva rešenja omogućavaju značajno smanjenje zavisnosti od fosilnih goriva i povećavaju energetska nezavisnost krajnjih korisnika. Dalji razvoj tehnologije i saznanja mogu dodatno unaprediti ove sisteme, učiniti ih ekonomičnijim i doprineti izgradnji otpornijih i ekološki prihvatljivijih elektroenergetskih mreža.

Rešenja nisu univerzalna. Kada bi analiza bila sprovedena u područjima sa polarnom klimom, zbog znatno manje insolacije i većih potreba za toplotnom energijom, bilo bi potrebno predvideti veći PV sistem, dodatne kapacitete za skladištenje i snažniji agregat. Suprotna situacija bi se javila u područjima sa tropskom klimom. Sa aspekta proizvodnje biogasa, ovakvo rešenje je primenjivo u velikom broju zemalja, s tim da su u prednosti države sa razvijenom poljoprivredom i većim količinama raspoloživog organskog otpada. Najzad, osnova za razvoj optimalnog rešenja jeste precizna procena potrošnje električne energije, koja u velikoj meri zavisi od navika korisnika i njihove spremnosti da aktivno učestvuju u upravljanju potrošnjom.

Dalja unapređenja uključuju primenu pametnih algoritama za upravljanje proizvodnjom i potrošnjom energije za optimizaciju

rada mikromreže u realnom vremenu. Time bi se umanjilo nepotrebno angažovanje rezervnog izvora, čime bi se dodatno smanjila emisija štetnih gasova i ostvarile dodatne finansijske uštede. Unapređenje u pogledu korišćenja biogasa može se postići i primenom kogenerativnih postrojenja, koja bi pored električne, omogućila proizvodnju i toplotne energije za potrebe zagrevanja objekata. Time bi se dodatno povećao ukupni stepen iskorišćenja sistema i unapredila njegova energetska efikasnost.

Razvoj većeg broja ovakvih mikromreža predstavlja važan korak ka stvaranju otpornijeg i stabilnijeg elektroenergetskog sistema. Decentralizovani sistemi, u kojima lokalne zajednice pokrivaju značajan deo sopstvene potrošnje, smanjuju opterećenje prenosne i distributivne mreže, umanjuju gubitke i povećavaju energetska nezavisnost korisnika. U slučaju vanrednih situacija, poput havarija ili poremećaja u radu centralnog sistema, mikromreže mogu nastaviti rad u izolovanom režimu i obezbediti snabdevanje kritičnih potrošača. Veća primena mikromreža doprinosi bržoj integraciji OIE u elektroenergetski sistem, smanjenju emisije štetnih gasova, čime se jača princip održavog razvoja. Time se stvara osnova za dugoročno stabilniji i ekološki prihvatljiviji energetska sistem, što je od velikog značaja za očuvanje životne sredine i buduću razvoj društva.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Tema obrađena u radu predstavlja deo master rada autora Nikole Bogdanovića, urađenog pod mentorstvom prof. dr Željka Đurišića na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu, uz sugestije i stručne savete koautora Marijana Rančića. Takođe, autori izražavaju zahvalnost kompaniji *Elem&Elgo d. o. o. Beograd* na ustupanju softvera *Pvsyst 8.0*. Publikovanje rada je delom finansirano od strane CAS ANSO Co-funding Research Project, Grant No. CAS-ANSO-CFRP-2024-02.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Đurić, M. *Elementi EES-a*, Beograd, AGM knjiga, 2017.
- [2] Mikulović, J., Đurišić, Ž. *Solarna energetika*, Beograd, Akademika misao, 2019.
- [3] Kotur, D.S. *Optimalno prostorno i vremensko upravljanje potrošnjom u elektroenergetskom sistemu sa visokim stepenom penetracije obnovljivih izvora energije*, Doktorska disertacija, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2020.
- [4] Žilović, A., Strezoski, L., Abbey, C. Microgrids – Current Developments and Challenges, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 27, No. 2, pp. 25–33, 2025. <https://doi.org/10.46793/EEE25-2.25Z>
- [5] Đurišić, Ž. *Integracija obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem I-IV deo*, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2018.
- [6] Biogas Srbija, Šta je biogas?, <https://biogas.org.rs/sta-je-biogas/> [pristupljeno 26.12. 2025]

- [7] Bogdanović, N. *Analiza rada hibridne mikromreže sa fotonaponskim sistemom, biogasnim postrojenjem i baterijskim skladištenjem energije*, Master rad, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2025.
- [8] Jameel, M.K., Mustafa, M.A., Ahmed, H.S., Mohammed, A.J., Ghazy, H., Shakir, M.N., Lawas, A.M., Mohammed, S.K., Idan, A.H., Mahmoud, Z.H., Sayadi, H., Kianfar, E. Biogas: Production, properties, applications, economic and challenges: A review, Vol. 7, 101549, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.rechem.2024.101549>
- [9] Mapantsela, Y., Mukumba, P., Obilekem K., Lethole, N. Portable Biogas Digester: A Review, Vol. 4, No. 3, pp. 205–223, 2024. <https://doi.org/10.3390/gases4030012>
- [10] Škokljek, I. *Planiranje elektroenergetskih sistema*, Beograd: Taurus Publik, 2000.
- [11] Planiranje elektroenergetskih sistema - Fajlovi, 2025, <https://ees.etf.bg.ac.rs/predmet.php?id=16#fajlovi> [pristupljeno 26.12. 2025]
- [12] Đurišić, Ž. *Vjetroelektrane*, Beograd, Akademika misao, 2019.
- [13] Elektroprivreda Srbije - Snabdevanje - Cene, <https://www.eps.rs/lat/snabdevanje/Stranice/cene.aspx> [pristupljeno 26.12. 2025]
- [14] Badamasi, H. Explainer: What Is the Carbon Footprint and Why Does It Matter in Fighting Climate Change?, *Global Commons*, 2023. <https://earth.org/what-does-carbon-footprint-mean/> [pristupljeno 26.12. 2025]
- [15] Bartolini, M., Dutillo, P., Lisi, F. Accounting carbon emissions from electricity generation: A review and comparison of emission factor-based methods, *Applied Energy*, Vol. 392, pp. 1–16, 2025. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2411.13663>
- [16] Madžarević, A., Jovančić, P., Đenadić, S., Miletić, F., Crnogorac, M. Proizvodnja električne energije iz elektrana na ugalj i prateća emisija CO₂: komparacija EU-27 i Srbije, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 2, pp. 44–50, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-2.44V>
- [17] Bruno, M., Marchi, M., Ermini, N., Niccolucci, V., Pulselli, F.M. Life Cycle Assessment and Cost-Benefit Analysis as Combined Economic-Environmental Assessment Tools: Application to an Anaerobic Digestion Plant, *Energies*, Vol. 16, No. 9, pp. 3686; 2023. <https://doi.org/10.3390/en16093686>
- [18] climatiq 2021, <https://www.climatiq.io/data/emission-factor/f72c562d-060b-47c1-b7cf-659760021384> [pristupljeno 26.12. 2025]
- [19] Matlab Help Center, 2025, https://www.mathworks.com/help/matlab/index.html?s_tid=hc_panel [pristupljeno 26.12. 2025]
- [20] PVSyst Documentation, <https://www.pvsyst.com/help/> [pristupljeno 26.12. 2025]

AUTORI/AUTHORS

Nikola Bogdanović – master inženjer elektrotehnike i računarstva, Elem & Elgo d.o.o. Beograd, nikola.bogdanovic@elemelgo.rs, ORCID [0009-0008-9124-9253](https://orcid.org/0009-0008-9124-9253)
Željko Đurišić – redovni profesor, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, djurisic@etf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0003-2048-0606](https://orcid.org/0000-0003-2048-0606)
Marijan Rančić – Business Development Director, New Energy Solutions d.o.o., marijan.rancic@newenergy.com, ORCID [0009-0001-7326-7027](https://orcid.org/0009-0001-7326-7027)

Energy-Independent Hybrid Microgrids with Photovoltaic Systems, Biogas Generator, and Battery Energy Storage System

Abstract – This paper presents an analysis of the operation of an energy-independent hybrid microgrid consisting of photovoltaic (PV) systems, a biogas-based power generation unit, and a battery energy storage system (BESS). The study considers a hypothetical settlement located in central Serbia, composed of ten households that collectively decide to establish a microgrid and fully disconnect from the distribution network. An experimental assessment was conducted to evaluate the electrical energy consumption of each household, resulting in the development of three distinct load

profiles designed to avoid excessive simultaneous peak demand. Based on the obtained consumption data, the microgrid was dimensioned to predominantly rely on electricity generated by rooftop photovoltaic systems installed on individual households. The battery energy storage system is employed to address short-term day–night mismatches between electricity generation and consumption, while a centralized biogas generator is designed to compensate for seasonal imbalances arising from the variability of solar energy availability throughout the year. Three different system configurations are proposed, differing in battery storage capacity and installed biogas generator power. The Loss of Load Probability (LOLP) reliability index was adopted as the primary criterion for system sizing and for selecting the optimal configuration. Additionally, an economic and environmental analysis of the proposed microgrid's construction and operation was conducted. The paper concludes with a comparative evaluation of all considered variants, based on which final conclusions are drawn. The proposed hybrid microgrid concept represents a sustainable solution for achieving energy independence and reliable power supply in small settlements, while simultaneously enhancing the resilience of the power system and contributing to environmental protection.

Index Terms – Microgrid, Photovoltaic (PV) systems, Biogas generator, Battery energy storage systems

Off Grid napajanje hidrometeoroloških stanica u sistemu za prikupljanje i monitoring meteoroloških podataka duž reka Dunav i Sava u Republici Srbiji

Željko V. Despotović, Marko Tajdić, Marko Ristić, Marko Batić

Institut Mihajlo Pupin, Univerzitet u Beogradu

Rezime – U radu je dat prikaz *Off-Grid* napajanja hidrometeoroloških stanica (HMS) u sistemu za prikupljanje i praćenje meteoroloških podataka duž plovnog puta reka Dunav i Sava na teritoriji Republike Srbije. *Off-grid* napajanje je u osnovi bazirano na fotonaponskom panelu snage 415W, bateriji 12Vdc/265Ah i odgovarajućem kontroleru punjenja sa implementiranom funkcijom praćenja tačke maksimalne snage fotonaponskog panela (MPPT kontrola). Potrošači u sistemu za prikupljanje i praćenje meteoroloških podataka su: meteorološka stanica sa pripadajućim senzorima (smer i brzina vetra, temperatura vazduha, relativna vlažnost, vazdušni pritisak i količina padavina), senzor vidljivosti, senzori pritiska i temperature vode u reci, komunikacioni interfejs sa uređajem za detekciju i merenje prisustva i karakteristika rečnih talasa (plutajuća bova), PLC kontroler kao koncentrator podataka i ostali telekomunikacioni uređaji za komunikaciju sa nadzornim komandnim centrima. Napajanje električnom energijom sistema HMS obezbeđuje pouzdano i besprekidno napajanje pomenute merne i komunikacione opreme u širokom opsegu temperatura okoline (-40°C do $+60^{\circ}\text{C}$), pri nepovoljnim vremenskim uslovima, atmosferskim uticajima (kiša, sneg, vlaga) kao i uticajima atmosferskih praznjenja koja su veoma učestala duž pomenutih rečnih tokova. Stoga je u radu dodatno istaknuta uloga i načini realizacije kako primarne zaštite oda atmosferskih praznjenja (udara groma), tako i sistema sekundarne prenaponske zaštite merne i telekomunikacione opreme.

Ključne reči - Hidrometeorološke stanice, *Off-grid* napajanje, baterija, MPPT kontroler, zaštita od udara groma, prenaponska zaštita

I UVOD

Hidrometeorološke stanice su objekti na otvorenom koji su opremljeni raznim instrumentima i mernom opremom za merenje atmosferskih uslova, uključujući temperaturu, vlažnost, brzinu vetra i padavine. Pored toga, one prikupljaju podatke o parametrima vezanim za vodu, kao što su nivoi reka, kvalitet vode i vlažnost zemljišta. Ove stanice su strateški postavljene u različitim regionima kako bi se obezbedila sveobuhvatna pokrivenost i osiguralo tačno prikupljanje podataka [1-4].

Hidrometeorološke stanice su neophodne za praćenje vremenskih okvira, predviđanje prirodnih katastrofa i efikasno upravljanje vodnim resursima. Podatke prikupljene sa ovih stanica koriste meteorolozi, hidrolozi i drugi stručnjaci za analizu trendova,

pravljenje prognoza i razvoj strategija za ublažavanje potencijalnih rizika povezanih sa ekstremnim vremenskim događajima ili nestašicom vode [5-6].

Instrumenti instalirani u hidrometeorološkoj stanici (HMS) su pažljivo kalibrisani kako bi se obezbedila precizna merenja. Neki od uobičajenih uređaja koji se nalaze u ovim stanicama uključuju anemometre za merenje brzine vetra, kišomer za prikupljanje podataka o padavinama, barometre za praćenje atmosferskog pritiska i higrometre za praćenje nivoa vlažnosti. Pored ovih osnovnih instrumenata, moderne hidrometeorološke stanice mogu takođe imati napredne senzore i sisteme za evidentiranje podataka za praćenje i analizu u realnom vremenu.

HMS radi tako što kontinualno prikuplja podatke sa različitih senzora i instrumenata, koji se zatim obrađuju i čuvaju za dalju analizu. Prikupljeni podaci uključuju parametre kao što su temperatura, vlažnost, brzina vetra, padavine, nivoi reka i sadržaj vlažnosti zemljišta. Ove informacije su ključne za razumevanje lokalnih vremenskih promena i ciklusa vodostaja, što je neophodno za donošenje informacionih odluka u vezi sa poljoprivrednim praksama, upravljanjem vodama i povećanja gotovosti i spremnosti za katastrofe.

Podaci koje prikuplja HMS obično se prenose u centralnu bazu podataka ili centar za praćenje, posredstvom žičnih ili bežičnih komunikacionih tehnologija. Ovo omogućava meteorolozima i hidrolozima pristup podacima u realnom vremenu i obavljanje analiza kako bi generisali vremenske prognoze, hidrološke modele i procene rizika.

U mnogim slučajevima, hidrometeorološke stanice su deo veće mreže koja služi za prikupljanje i deljenje podataka na regionalnom ili nacionalnom nivou. Ovaj umreženi pristup omogućava sveobuhvatnije praćenje vremenskih i vodnih uslova, što je neophodno za predviđanje prirodnih katastrofa kao što su poplave, suše i oluje [7-8].

Hidrometeorološke stanice igraju ključnu ulogu u praćenju vremenskih okvira i parametara vezanih za vodu, pružajući korisne podatke za širok spektar primena. Neke od ključnih prednosti ovih stanica uključuju [9-11]:

- Prognoza vremena: Podaci koje prikupljaju HMS stanice su neophodni za generisanje tačnih vremenskih prognoza, koje koriste pojedinci, preduzeća i vladine agencije za planiranje aktivnosti, upravljanje resursima i reagovanje na vanredne situacije vezane za vremenske uslove.

- Upravljanje vodama: HMS pružaju ključne informacije o nivoima vode, padavinama i vlažnosti zemljišta, što je neophodno za efikasno upravljanje vodnim resursima. Ovi podaci se koriste za procenu dostupnosti vode, praćenje u uslovima suše i planiranje strategija za ublažavanje poplava.
- Pripremljenost za katastrofe: Praćenjem vremenskih okvira i vodnih uslov, HMS igraju ključnu ulogu u pripremljenosti i reagovanju na katastrofe. Prikupljeni podaci mogu biti od pomoći pri predviđanju i ublažavanju uticaja prirodnih katastrofa kao što su poplave, suše i oluje, spasavajući živote ljudstva i smanjujući štetu na imovini.
- Poljoprivredni monitoring: Poljoprivrednici i poljoprivredni planeri oslanjaju se na hidrometeorološke podatke kako bi donosili informacione odluke o praksi sadnje, navodnjavanju i žetvi. Ove informacije pomažu u optimizaciji prinosa useva, očuvanju vodnih resursa i prilagođavanju promenljivim vremenskim uslovima.
- Istraživanje životne sredine: HMS stanice pružaju vredne podatke za istraživanje i praćenje životne sredine. Naučnici koriste ove podatke za proučavanje klimatskih promena, biodiverziteta, dinamike ekosistema i drugih faktora životne sredine koji utiču na ekosisteme i ljudsko zdravlje.

Kontinualnim praćenjem vremenskih uslova i ponašanja vode, HMS doprinose boljem razumevanju prirodnog sveta i omogućavaju donošenje informacionih odluka o tome kako da se zaštititi životna sredina i kako da se obezbedi održivo upravljanje resursima.

U radu je dat dizajn i prikaz razvijenog *Off-Grid* napajanja 38 hidrometeoroloških stanica u sistemu za prikupljanje i praćenje meteoroloških podataka duž plovnog puta reka Dunav i Sava na teritoriji Republike Srbije. Razvoj ovog napajanja je ostvaren u sklopu projekta Evropske Investicione Banke i Ministarstva građevinarstva, saobraćaja i infrastrukture Republike Srbije. Cilj ovog projekta je bio da se izgradi sistem koji će pratiti meteorološke podatke i promene fizičkih parametara na rekama Dunav i Sava.

HMS prikuplja meteorološke podatke preko senzora, koji su povezani na meteo stanicu. U sklopu sistema je predviđena i plutajuća bova čija je uloga da meri i prati parametre talasnosti vode na rekama Dunav i Sava. Svi prikupljeni podaci od senzora, šalju se komunikacionim putem žičanom ili bežičnom vezom do koncentratora podataka. Koncentrator podataka je centralni deo sistema. To je PLC uređaj *Atlas Max – RTL Hydra*, razvijen u Institutu Mihailo Pupin (IMP Automatika) iz Beograda.

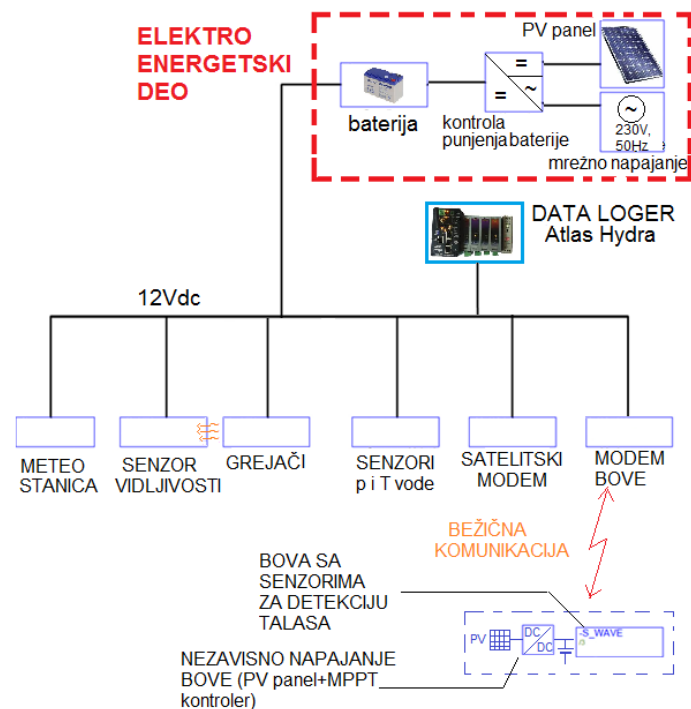
II OSNOVNA STRUKTURA NAPAJANJA HMS

Elektroenergetski deo, odnosno napajanje električnom energijom sistema HMS je tako koncipirano da obezbedi pouzdano i besprekidno napajanje merne, upravljačke i komunikacione opreme u širokom opsegu temperatura okoline (-40°C do $+60^{\circ}\text{C}$), pri najnepovoljnijim vremenskim uslovima i atmosferskim uticajima (kiša, sneg vlaga, kondenzacija i sl.). Na Slici 1 je data principna blok šema napajanja sistema HMS električnom energijom i principski prikaz svih potrošača u

sistemu.

Razvijeno napajanje je u osnovi bazirano na korišćenju solarne energije i AGM VRLA baterije sa gelom i odgovarajućeg MPPT kontrolera punjenja baterije, odnosno kao *Off-grid* sistem. Napajanje je prvobitno zamišljeno kao *Off-grid* sistem, ali je nakon obilaska lokacija utvrđeno da je za neki manji broj lokacija jedino primereno mrežno napajanje 230V, 50Hz, tako da je se u ovom sistemu predviđa opcija hibridnog sistema napajanja [12-13].

Prikaz prethodno opisanog sistema je na Slici 1 na kojoj je označen funkcionalni blok ELEKTROENERGETSKI DEO, koji ustvari predstavlja glavni funkcionalni blok napajanje HMS.



Slika 1. Principna šema sistema napajanja i potrošača u sistemu HMS

Predviđeno je napajanje merne i komunikacione opreme jednosmernim naponom napajanja 12V iz AGM VRLA baterije kapaciteta 265Ah. U ovom projektu je predviđen prostor za ugradnju još jedne ovakve baterije ako se ukaže potreba. Jednosmerni razvod 12V obezbeđuje napajanje sledećih potrošača: (1) Meteorološka stanica-MS, (2) Senzor vidljivosti sa pripadajućim grejačima, (3) Senzori pritiska (p) i temperature (T) vode, (4) Satelitski modem, (5) Modem senzora za detekciju talasa (tzv. modem bove). Komunikacija između ovog modema i bove je bežična.

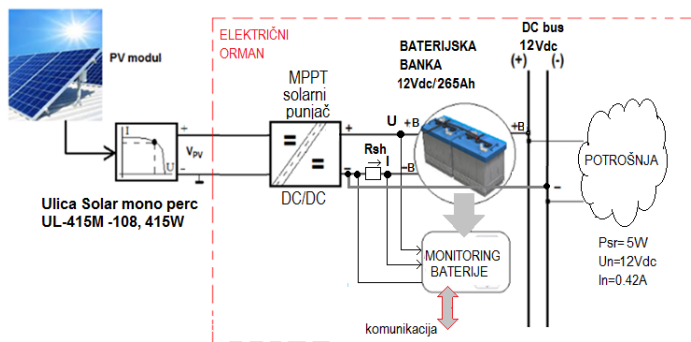
Kao što se vidi sa Slike 1, u sklopu HMS sistema se nalazi i bova koja se nalazi na površini vode reke i snabdevena je senzorima za detekciju talasa. Merna oprema na bovi se napaja iz nezavisnog sistema napajanja koji se sastoji od minijaturnih solarnih panela, baterijskog kontrolera i same baterije koji se takođe nalaze montirani na samoj bovi.

Kompletan sistem ima autonomno napajanje. Napajanje se

ostvaruje iz baterije 12Vdc, koja se dopunjava preko solarnog panela i pripadajućeg solarnog punjača sa implementiranim kontrolerom praćenja tačke maksimalne snage, tzv. MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Sistem napajanja je autonoman jer ne zavisi od mesta priključenja na električnu elektroenergetsku mrežu 230V, 50Hz. To znači da se može instalirati na bilo kom području, bez obzira na postojanje distributivne električne mreže. Zbog ograničenih energetskih resursa, u smislu napajanja, za nekoliko lokacija je predviđena i opcija rezervnog napajanja iz distributivne elektroenergetske mreže 230V, 50Hz.

Na svakoj HMS je obezbeđena zaštita od atmosferskih pražnjenja upotrebom pasivne štapne hvataljke (Frenklinov štap) i pripadajućeg sistem zaštitnog uzemljenja. Kao sekundarna zaštita od prenapona su obezbeđene odgovarajuće prenaponske zaštite (PPZ) na: (1) DC strani na priključnim terminalima solarnog panela, (2) AC strani na priključnim terminalima mrežnog napajanja- kao opcija, (3) na priključcima senzora koji se nalaze potopljeni u vodi

Na Slici 2 je data blok šema sistema napajanja HMS baziranog na korišćenju solarnog panela kao osnovnog izvora električne energije. Solarni panel maksimalne izlazne snage 415W preko galvanski izolovanog MPPT punjača obezbeđuje punjenje baterije 12V/265Ah i napajanje potrošnje srednje (normirane) snage od oko 11W. U sistemu je predviđeno merenje napona i struje baterije, odnosno kompletan njen monitoring (U, I, SOC, DOD). Merenje napona se ostvaruje preko odgovarajućeg mernog kola, dok se merenje struje ostvaruje indirektno merenjem pada napona na mernom otporniku (tzv. *mernom šantu*) R_{sh} . U okviru merenja na bateriji je obezbeđen prenos merenih podataka i komunikacija sa glavnim kontrolnim modulom Atlas Hydra.

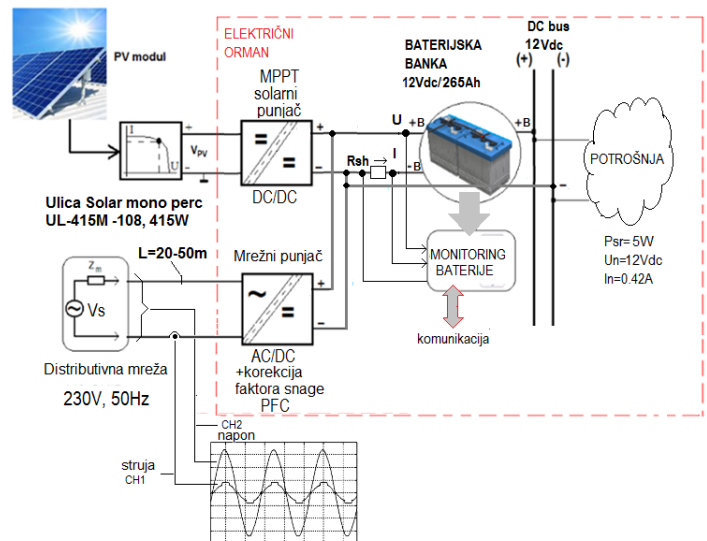


Slika 2. Blok šema napajanja sistema HMS baziranog na solarnom panelu

Na Slici 3 je data blok šema sistema napajanja HMS baziranog na korišćenju solarnog panela i opcionog mrežnog napajanja 230V, 50Hz. U ovom slučaju energetski sistem postaje hibridni sistem napajanja pri čemu je ideja da se kao primarni izvor napajanja koristi solarni panel, odnosno sunce kao OIE, dok se kao sekundarni izvor napajanja i po potrebi koristi elektroenergetska mreža. Na ovaj način elektroenergetska mreža ustvari ima ulogu rezervnog izvora napajanja. U ovom sistemu je dodat mrežni AC/DC punjač koji se vezuje paralelno sa MPPT solarnim punjačem. Mrežni punjač je sa galvanskom izolacijom i

obezbeđuje galvansko odvajanje baterije i sistema potrošača od elektroenergetske mreže 230V, 50Hz. Mrežni punjač bi obezbeđivao napajanje sistema i punjenje baterije u noćnim uslovima kao i uslovima nedostatka sunčeve energije i (ili) eventualne ispražnjenosti baterije. Sličan sistem je implementiran u okviru projekata koji su dati u referencama [7], [13],[11]. I o ovom slučaju bi bili obezbeđeni neophodna merenja napona i struje, kao i monitoring baterije.

Obzirom na blizinu reke i velike verovatnoće atmosferskih pražnjenja u njoj blizini i obzirom na investicionu vrednosti energetske, merne i komunikacione opreme predviđa se gromobranska zaštita HMS stanice, korišćenjem odgovarajućeg prihvatnog i spusnog sistema gromobrana, kao i sistema zaštitnog uzemljenja po ugledu na sistem koji je prikazan u [12].

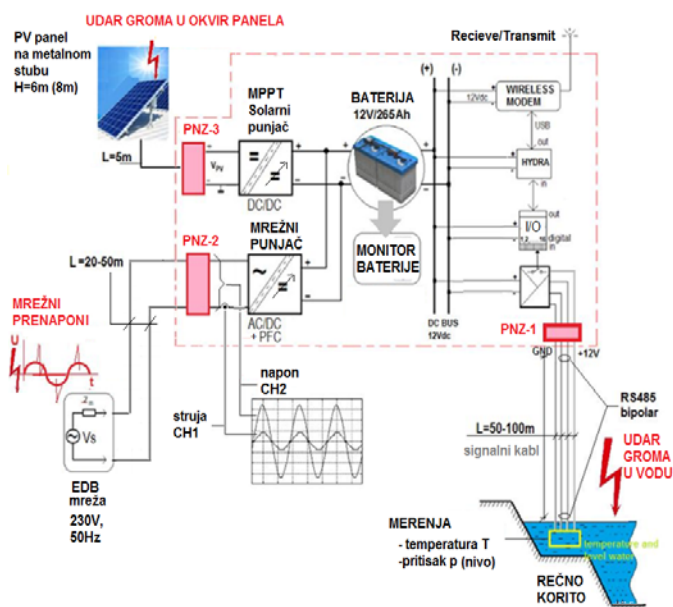


Slika 3. Blok šema napajanja sistema HMS baziranog na solarnom hibridnom sistemu: solarni panel- elektrodistributivna mreža

Kao prihvatni sistem je predviđena pasivna gromobranska hvataljka (Frenklinov štap) dužine 1,5 m i spusni aluminijumski provodnik $Fi=8mm$. kojim se prihvatni sistem povezuje sa zaštitnim uzemljenjem. Predviđa se zaštitno uzemljenje sa pravougaonom konturom u čijim temenima se spajaju vertikalni uzemljivači (uzemljivačke sonde) dužine 1,5 m.

Pored zaštite od atmosferskih pražnjenja predviđa se i dodatna sekundarna zaštita od udara groma. Treba napomenuti da prenaponi u sistemu HMS mogu biti posledica sekundarnih efekata udara groma ali i od prenapona koji mogu doći iz elektroenergetske mreže (sklopni prenaponi, mrežni prenaponi, naponski pikovi i sl.). Principski prikaz prenaponske zaštite sistema HMS je data na Slici 4.

Za potrebe zaštite od prenapona i sprečavanja oštećenja opreme u hidro meteorološkim stanicama (HMS), predviđene su sledeće prenaponske zaštite : (1) PNZ-1, odnosno zaštita na signalnim vodovima za merenje relevantnih veličina (nivo, pritisak, temperatura vode i sl.); (2) PNZ-2, odnosno AS prenaponska zaštita na mrežnom ulazu, odnosno monofaznom napajanju 230V 50Hz, (3) PNZ-3, zaštita na DC ulazu sa solarnog panela.



Slika 4. Principski prikaz prenaponskih zaštita sistema HMS

Na Slici 4 su naznačena potencijalna mesta gde bi moglo doći do pojave prenapona kao i adekvatni prenaponski zaštitni moduli (PNZ), odnosno PNZ-1, PNZ-2 i PNZ-3.

III DIMENZIONISANJE SOLARNOG NAPAJANJA HMS

U ovom poglavlju su dati proračuni vezani za dimenzionisanje solarnih panela i baterije u sistemu napajanje HMS. Proračun je prikazan za najseverniju lokaciju HMS Bezdan. Prvi korak u dimenzionisanju sistema je određivanje tačne pozicije lokacije HMS Bezdan i određivanje optimalnog ugla zakretanja solarnog panela u odnosu na zamišljenu horizontalnu ravan. Lokacija HMS Bezdan ima sledeće podatke: geografska širina datog mesta $45,854^\circ$, geografska dužina $18,859^\circ$. Optimalni ugao zakretanja τ na severnoj hemisferi, se u funkciji geografske širine Φ [°] računa kao [14]:

$$\tau [^\circ] = 1,3793 + \Phi \cdot (1,2011 + \Phi \cdot (-0,014404 + \Phi \cdot 0,000080509)) \quad (1)$$

Na osnovu vrednosti za geografsku širinu $\Phi = 45,854^\circ$ se dobija da je optimalna godišnja vrednost ugla zakretanja (nagiba) solarnog panela $33,9^\circ$. Na osnovu ON-LINE kalkulatora nagibnog ugla solarnih panela [15], koji je baziran na studiji [15], se dobija Tabela 1 koja daje optimalne vrednosti nagibnog ugla po godišnjim dobima za datu lokaciju.

Tabela1. Optimalne vrednosti ugla zakretanja PV panela po godišnjim dobima za lokaciju Bezdan.

GODIŠNJE DOBA	OPTIMALNI UGAO ZAKRETANJA [°]
ZIMA	48,9
PROLEĆE	33,9
LETO	18,9
JESEN	33,9

Isti kalkulator daje za datu lokaciju optimalne vrednosti za datu lokaciju po mesecima u godini. Ove vrednosti su prikazane u Tabeli 2. Pri ovome je pretpostavljeno da su paneli orijentisani

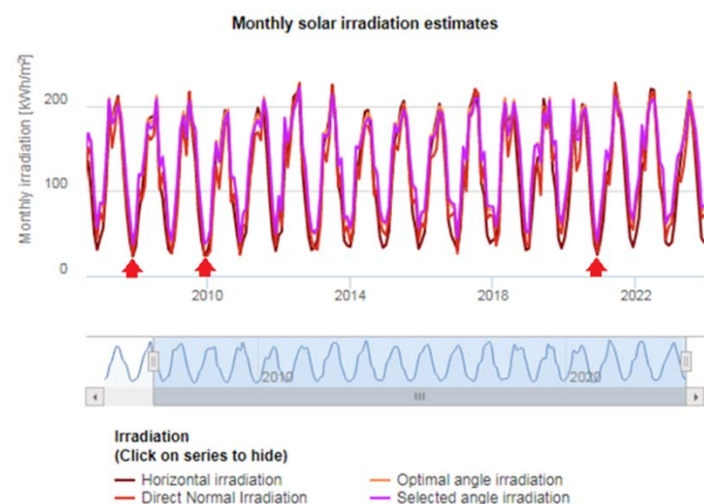
ka jugo-istočnoj strani pod azimutni uglom od $-5,5^\circ$, koji se dobija iz kalkulatora [16].

Iz programa PVGIS 5.3. korišćenjem baze podataka PVGIS-SARAH3 [17] se mogu dobiti srednje mesečne vrednosti globalnih iradijacija izražene u $[kWh/m^2]$ za datu lokaciju u godišnjem vremenskom intervalu (2005.-2023.) i to za optimalni ugao zakretanja od $33,9^\circ$ i izabrani ugao zakretanja od 43° (uzeta je srednja vrednost uglova zakretanja dobijenih u Tabeli 2 za najnepovoljnije mesece novembar, decembar, januar i februar).

Tabela 2. Optimalne vrednosti ugla zakretanja PV panela po mesecima u godini za lokaciju Bezdan

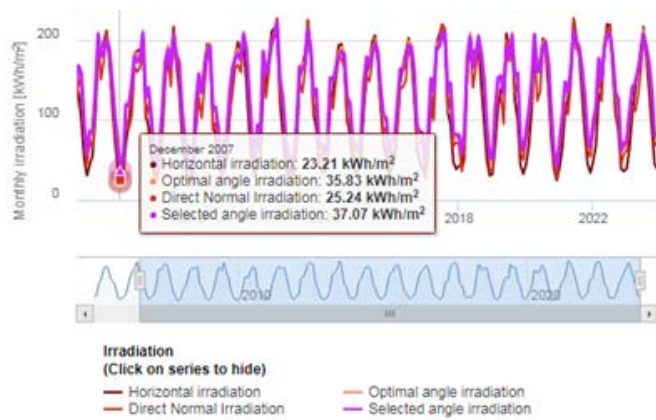
MESEC	OPTIMALNI UGAO ZAKRETANJA [°]
JANUAR	43,9
FEBRUAR	38,9
MART	33,9
APRIL	28,9
MAJ	23,9
JUN	18,9
JUL	23,9
AVGUST	28,9
SEPTEMBAR	33,9
OKTOBAR	38,9
NOVEMBAR	43,9
DECEMBAR	48,9

Na prikazanim dijagramima na Slici 5 se uočava da su se apsolutno najmanje vrednosti iradijacije u periodu 2005-2023 imale na prelazima iz decembra u januar za 2007/2008., 2009/2010. i 2020/2021. Prikaz ovih godišnjih prelaznih intervala sa vrednostima sunčevih iradijacija je da na Slikama 6-8.

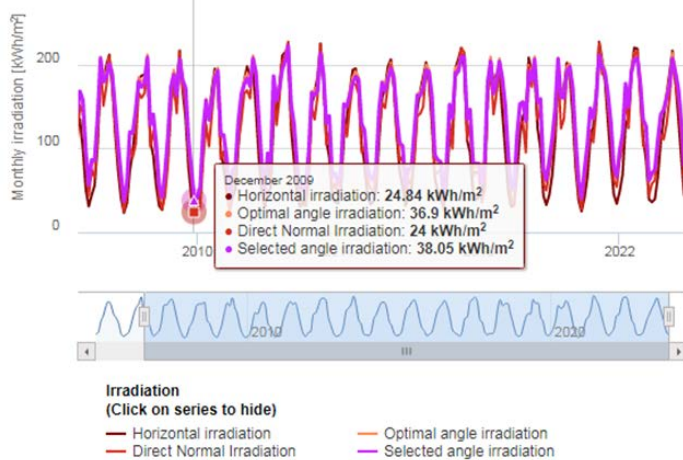


Slika 5. Mesečne solarne iradijacije za lokaciju Bezdan u godišnjem intervalu 2005.-2023.

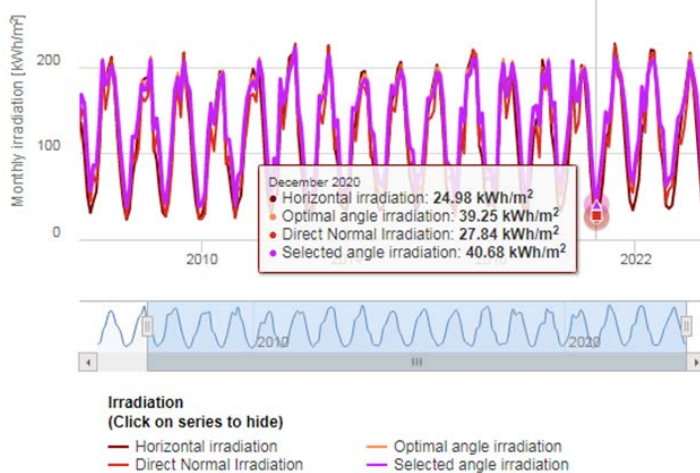
Prikaz za godišnji prelaz 2007/2008. koji je dat na Slici 8 će se uslovno u ovom proračunu smatrati najnepovoljnijom (konzervativan pristup). Ustvari to znači u proračunu su uzete vrednosti iradijacija u najnepovoljnijem slučaju u Decembru 2007.



Slika 6. Mesečne solarne iradijacije za lokaciju Bezdan na godišnjem prelazu 2007/2008.



Slika 7. Mesečne solarne iradijacije za lokaciju Bezdan na godišnjem prelazu 2009/2010.



Slika 8. Mesečne solarne iradijacije za lokaciju Bezdan na godišnjem prelazu 2020/2021.

Detaljan prikaz prelaznog intervala 2007/2008. sa karakterističnim vrednostima iradijacija je dat na Slici 9.

Na osnovu detaljni prikaza Slike 9 (prelaz Decembar 2007-

Januar 2008) se mogu uočiti razlike u iradijacijama za optimalni ugao 34° i pretpostavljeni ugao u zimskom periodu od 43° . Vrednost iradijacije u Decembru 2007. pri optimalnom uglu je iznosila $35,83 \text{ kWh/m}^2$, dok je za zimsku vrednost ugla iznosila $37,07 \text{ kWh/m}^2$.



Slika 9. Detaljni prikaz mesečnih solarnih iradijacija za lokaciju Bezdan za 2007/2008.

Tabelarni prikaz globalnih iradijacija u periodu 2005.-2023. za vrednost optimalnog ugla inklinacije solarnih panela od 34° (prema PVGIS) je dat u Tabeli 3.

Tabela 3. Globalne iradijacije za ugao inklinacije od 34°

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
January	74.26	67.7	82.19	56.22	40.32	40.35	70.64	89.65	49.21	54.55	60.39	71.99	43.72	77.95	49.86	82.01	71.74
February	74.73	69.28	83.17	115.84	70.77	53.62	77.21	75.28	55.7	74.62	78.85	75	83.12	57.38	111.25	108.62	101.4E
March	132.56	107.42	134.76	118.15	114.29	121.53	131.34	183.41	95.55	151.06	145.22	118.86	150.6	85.89	151.48	144.76	146.12
April	147.39	150.9	209.22	146.76	174.66	159.1	166.03	158.99	168.33	151.68	180.15	164.93	137.75	180.53	156.59	208.21	137.4E
May	175.71	170.37	184.19	184.89	193.38	137.69	181.58	176.55	167.95	168.69	173.23	167.55	196.04	209.37	136.59	165.33	165.8E
June	190.91	178.64	191.41	179.37	169.07	163.81	190.05	201.95	175.61	184.8	188.76	178.19	198.91	171.32	199.22	166	219.1E
July	178.56	218.43	207.76	183.75	213.06	190.03	180.21	211.14	220.83	191.62	202.27	199.56	216.09	184.88	186.77	197.73	204.11
August	145.49	146.29	191.9	212	184.58	196	210.6	225.82	193.62	185.17	189	194.69	212.84	207.15	209.66	200.91	193.6E
September	145.41	167.34	147.53	128.52	171.43	116.82	189.49	151.94	130.11	129.1	139.97	161.29	134.78	182.6	154.38	171.92	164.9
October	139.53	153.04	103.09	136.78	109.46	113.02	130.94	125.57	134.88	118.93	104.28	90.56	142.36	147.41	154.23	108.87	127.41
November	68.11	91.78	66.79	100.69	72.79	85.36	77.61	77.12	65.85	75.05	98.59	82.51	80.42	88.1	72.33	59.46	75.56
December	54.97	54.07	35.83	53.01	36.9	39.03	47.99	52.99	66.76	61.98	54.07	79.48	77.36	50.85	59.45	39.25	63.24

Na osnovu Tabele 3 (ugao inklinacije 34°) je moguće izračunati ukupnu godišnju iradijaciju, u ovom slučaju za najnepovoljniju 2007. godinu, koja iznosi $1637,84 \text{ kWh/m}^2$.

Prosečna vrednost dnevne sunčeve iradijacije za najnepovoljniji mesec - decembar, u ovom slučaju je $H_{34_1}=35,83 \text{ kWh/m}^2 / 31=1,155 \text{ kWh/m}^2$. Prosečna vrednost dnevne sunčeve iradijacije za mesec-januar, u ovom slučaju je $H_{34_2}=82,19 \text{ kWh/m}^2 / 31= 2,651 \text{ kWh/m}^2$.

Tabela 4. Globalne iradijacije za ugao inklinacije od 43°

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
January	77.87	70.68	86.28	58.38	41.58	41.31	73.65	94.18	50.69	56.55	62.83	75.29	44.86	81.7	51.58	86.07	74.94
February	76.97	70.82	85.5	119.65	71.95	54.16	79.48	77.11	56.45	76.48	81.1	76.97	85.4	58.4	115.06	112.3	104.62
March	133.71	107.81	136.09	118.64	114.8	122.17	132.4	186.21	95.94	152.78	146.82	119.55	152.15	85.75	152.95	146.39	147.76
April	145.83	149.1	207.36	144.78	173.16	157.08	164.26	156.94	166.14	149.94	178.2	163.22	136.18	178.56	154.88	206.55	135.58
May	170.77	165.54	179.22	179.85	187.93	133.84	176.27	171.61	163.42	163.89	168.41	162.64	190.34	203.57	132.81	160.78	161.09
June	183.99	172.08	184.61	173.01	163.11	157.99	183.33	194.46	169.11	178.05	181.9	172	191.76	165.38	191.83	160.23	211.16
July	172.81	211.37	200.95	177.83	206.08	183.69	174.24	204.14	213.5	185.4	195.48	193.1	208.95	178.97	180.67	191.26	197.69
August	142.64	143.49	188.55	208.31	181.54	192.5	207.23	222.02	189.86	181.95	185.59	191.45	209.23	203.64	206.15	197.55	190.01
September	145.47	167.84	148.04	128.25	172.14	116.77	190.76	152.31	129.96	129.34	139.95	161.94	135.08	183.69	154.8	172.46	165.41
October	143.37	157.57	105.18	140.44	111.85	115.93	134.29	128.89	138.6	121.76	106.72	92.45	146.2	151.44	158.85	111.3	130.97
November	70.53	96.03	69.39	105.46	75.88	89.13	80.77	80.17	68.21	77.92	103.1	86.13	83.65	92.08	75.27	61.49	78.66
December	57.61	56.55	37.07	55.27	38.05	40.22	49.89	55.36	70.16	65.13	56.4	84.01	81.74	52.94	62.37	40.68	66.45

Na osnovu Tabele 4 (ugao inklinacije 43°) je moguće izračunati ukupnu godišnju iradijaciju, u ovom slučaju za najnepovoljniju

2007. godinu, koja iznosi 1628,24 kWh/m².

Prosečna vrednost dnevne sunčeve iradijacije za najnepovoljniji mesec-decembar, u ovom slučaju je $H_{43_1}=37,07$ kWh/m²/31=1,196 kWh/m². Prosečna vrednost dnevne sunčeve iradijacije za mesec-januar, u ovom slučaju je $H_{43_2}=86,28$ kWh/m²/31= 2,783 kWh/m².

Pri proračunu je moguće koristiti dva kriterijuma: (1) dobijanje maksimalne energije iz solarnog panela u najnepovoljnijem mesecu u godini, (2) dobijanje maksimalne proizvodnje energije iz solarnog panela tokom godine.

U slučaju usvajanja prvog kriterijuma ugao zakretanja panela bi se podesio na 34°, dok bi u slučaju drugog kriterijuma taj ugao treba podesiti na 43°. U proračunu je usvojen prvi kriterijum kao primarni, obzirom na konzervativan pristup projektovanju HMS napajanja. Pri ovome je usvojen apsolutno najnepovoljniji slučaj za sunčevu iradijaciju od $H_{43_1}=1196$ Wh/m² u periodu 2005.-2023.

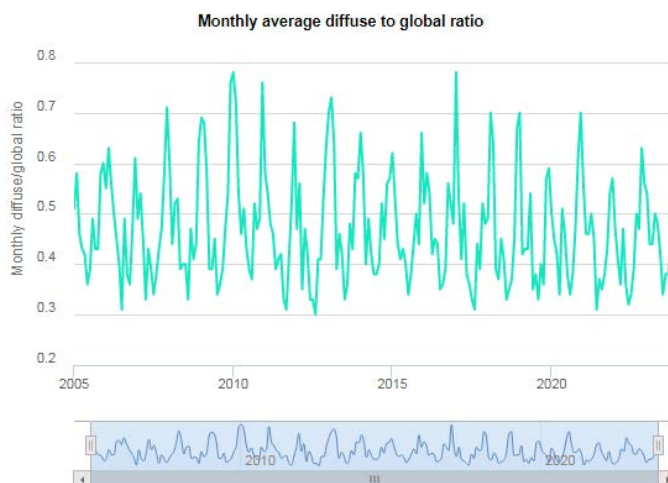
Na osnovu prethodno usvojene vrednosti iradijacije pri najnepovoljnijim uslovima i pri nagibnom uglu od 43°, srednji broj sati tzv. „vršnog sunca“ se računa prema relaciji:

$$N_{vs} = \frac{H_{43_1}(Wh / m^2)}{1000(W / m^2)} \quad (2)$$

Odnosno za $H_{43_1}=1196$ Wh/m² se dobija da je srednji broj sati tzv. „vršnog sunca“ 1,2 h.

Referentna vrednost sunčevog zračenja (prozirno nebo i normalni atmosferski uslovi) u odnosu na koju je izvršeno normiranje je

$H_{ref} = 1000$ W/m². U odnosu na ovu vrednost je referisana maksimalna snaga solarnog panela kao što je dato u katalogu proizvođača. Srednji mesečni odnos difuznog u odnosu na globalno zračenje za posmatrani period 2005-2023. i za razmatranu lokaciju je dat na Slici 10.



Slika 10. Srednji mesečni odnos difuznog i globalnog sunčevog zračenja

Srednje mesečne vrednosti temperatura za posmatrani period 2005.-2023. i za razmatranu lokaciju je preuzet i PV GIS baze.. Ispostavlja se da je za datu lokaciju apsolutni minimum -4,7°C koji se imao u Januaru 2017. Takođe se uočava da su se u većem delu ovog vremenskog perioda 2005.-2023. temperature za isti mesec Januar kretale oko 0°C.

Tabela 5. Proračun snage potrošnje

Redni broj	Uređaj	Osnovna snaga (VA)	Dodatak-1 (VA)	Dodatak-2 (VA)	P _{min} (VA)	P _{max} (VA)	Faktor jednovrem.	Normirana snaga (VA)
1.	Atlas Hydra4S	2	0,5		2,00	3,0	0,90	2,25
2.	Meteo stanica	0,77	5,64		0,77	6,4	0,45	2,88
3.	Senzor vidljivosti	3,5	1,7	6	3,50	11,2	0,45	5,04
4.	Modem ST6100	0,78	7,8		0,78	7,8	0,10	0,78
5.	Senzori pritiska i temperat.	0,3			0,30	0,3	0,10	0,03
6.	Modem bove	0,4	4		0,40	0,4	0,10	0,04
	UKPNA SNAGA (VA):				4,97	26,1		11,02
	Polje C2:	Rad meteo stanice (MS) sa grejačem						
	Polje C3:	Grejač stakla						
	Polke D3:	Grejač oklopa						

NAPOMENA: Maksimalne snage su date u slučaju uključenih grejača i slanja podataka u nadzorni centar. Procena angažovanih snaga potrošača je urađena na osnovu procene vremena rada uređaja, tj. prema faktorima jednovremenosti.

III-1 Dimenzionisanje i izbor solarnih panela

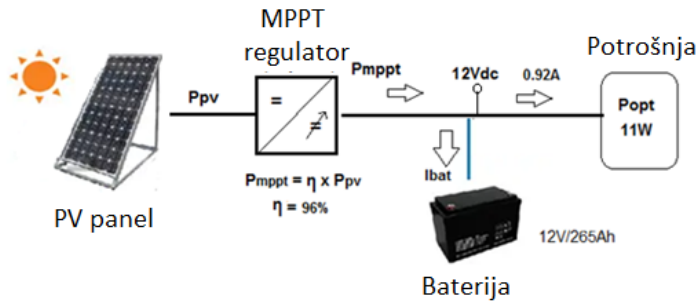
Principijska šema sistema napajanja koja je korišćena u dimenzionisanju i izboru solarnih panela je data na Slici 11.

U proračunu je pretpostavljeno da je ukupna srednja snaga potrošnje $\Sigma P_{sr} = 11$ W na 12 Vdc. Ova vrednost je dobijena tako što je ukupna instalisana snaga 21,23 W pomnožena sa pretpostavljenim faktorom jednovremenosti $K_f=0,52$.

U Tabeli 5 je data detaljno specifikacija snaga potrošača, kao i način i metodologija na osnovu koje je usvojena srednja snaga potrošnje od $\Sigma P_{sr} = 11$ W. Energija sadržana u ukupnoj potrošnji ($\Sigma P = 11$ W na 12 Vdc) je 264 Wh.

Obzirom da pored napajanja potrošnje, solarni panel treba da obezbedi i punjenje baterije procenjena je ukupna energija koju sam PV panel treba da obezbedi. Izlazni napon MPPT punjača pri punjenju baterije približno jednak 14,7 V i pri izlaznoj struji

od 14 A (SOC baterije na 50%) se na njemu ima izlazna snaga od 205,8 W. Obzirom da je efikasnost MPPT punjača $\eta_{mppt}=96\%$ ulazna snaga punjača pri ovim uslovima je 214,4 W. Obzirom da je u decembru $N_{vs}=1,2$ h (pesimistička pretpostavka), energija koju punjač mora da dobije od PV panela kako bi punio bateriju pri ovim uslovima je 257,28 Wh. Ukupna energija koju PV panel treba da isporuči potrošačima (MPPT punjač i potrošnja elektronike HMS) je 264 Wh + 257,28 Wh= 521,28 Wh.



Slika 11. Blok šema sistema napajanja koja je se korišćena za proračun i izbor solarnih panela

Uz pretpostavku da je efikasnost MPPT regulatora-punjača 96% (podatak iz kataloga proizvođača) i ako se uzme u obzir korekcionni faktor gubitaka usled padova napona na spojevima i kablovima od $K_k=95\%$ (gubici u kablovima i na spojevima od 5%) i temperaturni korekcionni faktor $K_\theta=1,1$ (pri temperaturama oko 0°C što se tiče snage PV panela javlja pozitivni temperaturni koeficijent) potrebna snaga solarnog panela pri ovim uslovima je:

$$P_{PV} = \frac{E}{N_{VS} \cdot K_k \cdot K_\theta} \quad (3)$$

Proračunom se iz relacije (3) dobija zahtevana vrednost snage PV panela od 415,63 W.

U zimskom periodu i pri realnim uslovima neba je realno očekivati da sunčeva insolacija bude 800 W/m².

Izlazni napon MPPT punjača pri punjenju baterije približno jednak 14,7 V i pri izlaznoj struji od 10 A se na njemu ima izlazna snaga od 147 W. Obzirom da je efikasnost MPPT punjača $\eta_{mppt}=96\%$ ulazna snaga punjača pri ovim uslovima je 153,1 W. Obzirom da je u decembru broj vršnih sati sunca 1,2 h (pesimistička pretpostavka), energija koju punjač može da dobije od PV panela kako bi punio bateriju je 183,72 Wh, pa je ukupna energija koju PV panel treba da isporuči potrošačima 447,72 Wh

Proračunom se dobija zahtevana vrednost snage solarnog panela od 357 W. Za obezbeđenje ove snage usvojen je mono-kristalni solarni panel tip: HALF CUT MODULE UL-415M-108HV maksimalne snage od 415W. Detaljnija tehnička specifikacija za ovaj solarni panel je data u [18].

Za najkritičniji slučaj kada je maksimalna temperatura na solarnim panelima oko 65°C (letnji period, jako zagrejan vazduh, uslovi bez vetra), pad maksimalne proizvedene snage je za oko 20%. U tom slučaju je stvarna izlazna snaga solarnog panela je $P_{out}(65^\circ C)=332$ W.

Za zahtevanu snagu opterećenja od 11 W, snaga koja je raspoloživa u ovom slučaju za punjenje baterije je 321 W. Za

izlazni napon punjača od 14,7 V struja koju on može da ostvari je 21A.

Na osnovu prethodno izloženog proračuna se zaključuje da izabrani solarni paneli zadovoljavaju energetske zahteve u najnepovoljnijim uslovima u zimskom periodu (konzervativni pristup), a takođe bez ikakvih problema i zahteve u letnjem periodu.

III-2 Proračun baterije

Ključni element u sistemu je baterija, njen kapacitet i vreme autonomije. Kapacitet baterije je izračunat iz relacije :

$$C[Ah] = \frac{E[Wh] \cdot N_d}{U_{bat_nom} \cdot DOD \cdot K_\theta \cdot \eta_{bat}} \quad (4)$$

gde su:

E [Wh] - ukupna dnevna potrošnja pri zadatoj vrednosti snage potrošnje; u ovom slučaju 264 Wh,

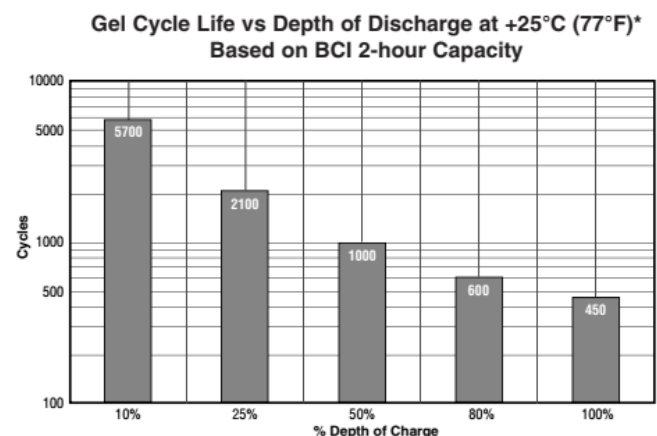
N_d - broj dana autonomije baterije (nema dopunjavanja baterije iz PV panela); pretpostavlja se da je u početnom trenutku baterija napunjena 100% (SOC=100%). U ovom slučaju je broj dana 10,

U_{bat_nom} - nominalni napon baterije, 12Vdc,

DOD - dubina pražnjenja baterije u % - usvojeno je da je u ovom ekstremnom slučaju 80%, mada je u normalnom režimu usvojena vrednost od 50%, jer pri ovoj vrednosti proizvođač baterije garantuje 1000 ciklusa punjenje-pražnjenje (ovaj broj ciklusa se striktno traži i u tenderu),

K_θ - koeficijent koji uzima u obzir temperaturni uticaj na kapacitet baterije; naročito je kritična niska temperatura (usvojena je minimalna vrednost od 0°C, pri kojoj je $K_\theta=0,85$, η_{bat} - stepen iskorišćenja baterije, usvojeno 0,98.

Dijagram BROJ CIKLUSA-DOD[%] proizvođača baterija je dat na Slici 12.



Slika 12. Karakteristika zavisnosti broja ciklusa od dubine pražnjenja DOD usvojene baterije 8G8DLTP-DEKA 12V/265Ah

Za slučaj potrošnje od 11W, $DOD=80\%$ i $N_d=10$ dana potreban kapacitet baterije je $C_{11W}=330$ Ah.

Za slučaj potrošnje od 6,7 W, $DOD=80\%$ i $N_d=9$ dana (režim „čuvanja snage“) potreban kapacitet baterije je $C_{6.7W}=181$ Ah.

Za slučaj potrošnje od 6,7 W i $DOD=55\%$ i $N_d=9$ dana (režim „čuvanja snage“) potreban kapacitet baterije je $C_{6,7W,0,55}=264$ Ah:

Usvojena je baterija $U_n=12$ V, $C^*=265$ Ah, tipa 8G8DLTP-DEKA Solar, 12V/265Ah Valve-Regulated, Gelled-Electrolyte Battery [19].

IV VERIFIKACIJE PRORAČUNA SOLARNOG NAPAJANJA HMS

U ovom poglavlju su date provere autonomije projektovanog sistema napajanja HMS. Proveravana je autonomija baterije 12V/265Ah za period od 10 dana u najnepovoljnijem slučaju. Takođe, u ovom delu su urađene provere projektovanog sistema napajanja HM u PVGIS programu.

I provera – najkritičniji slučaj (zimski period, puna potrošnja, faktor jednovremenosti $K_f=1$)

U ovoj proveri je pretpostavljeno da su maksimalne snage su date u slučaju uključenih grejača i modula za slanja podataka u upravljačko-nadzorni centar. Procena angažovanih snaga potrošača je urađena na osnovu Tabele 5 i procene vremena rada uređaja (prema faktorima jednovremenosti za pojedine module).

Ovde je pretpostavljeno da se uređaji u okviru HMS drže uključeni (osim oni koji imaju fabričku SLEEP funkciju, za koje se uzima faktor jednovremenosti 0,1), uz uslov da je kapacitet baterije veći od 80%. Na osnovu ovih pretpostavki i podataka u Tabeli 5 usvojena je puna potrošnja od 21,23 W i $DOD=20\%$. Dnevna potrošnja u (Ah) je 42,46 Ah. Maksimalni kapacitet baterije je 265 Ah, dok je stvarni raspoloživi kapacitet 53 Ah (baterija se prazni 20% punog kapaciteta).

U najgorem danu broj sati tzv. „vršnog sunaca“ je $N_{vs}=1,2$ h, tako da je što se tiče PV panela raspoloživa energija 498 Wh. Za stepen iskorišćenja MPPT regulatora $\eta_{mppt}=0,96$, stvarna energija koja je na raspolaganju sistemu je 478,08 Wh. Ovoj energiji odgovara kapacitet 39,84 Ah. Ovaj deo se injektira odnosno „ubacuje“ u sistem baterija-potrošač. Razlika od 2,62 Ah se gubi po jednom danu. Broj dana za koji će sistem doći na 80% kapaciteta baterije je jednak 53 Ah/2,62 Ah $\approx$ 20 dana.

Projektom je predviđeno da nakon 20. dana sistem ulazi u tzv. režim „čuvanja snage“, tzv. „power save“ režim. U tom cilju je i urađena provera II za ovaj režim.

II provera – Režim čuvanja snage tzv. „power save“ mode

Kao i u prethodnom slučaju, procena angažovanih snaga potrošača je urađena na osnovu procene vremena rada uređaja, tj. prema faktorima jednovremenosti. Faktor jednovremenosti određuje aplikativna logika uz uslov da je kapacitet baterije manji od 80%. U ovom režimu procenjena potrošnja je 6,66 W, uz pretpostavku o dubini pražnjenja od 50%. Kapacitet baterije je 265 Ah, ali je na raspolaganju u ovom režimu 80% od ovog kapaciteta, odnosno 212 Ah. Za 1 do 2 dana baterija će se napuniti na 100%.

III provera- broj dana autonomije

Na osnovu prethodno izračunatih kapaciteta dobijamo da je odnos 53 Ah / 42,46 Ah=1,2482 dana. Ako se ovaj broj dana oduzme od zahtevanog broja od 10 dana, može se usvojiti u proračunu baterije koji je unapred dat, da je broj dana autonomije

≈ 9 (10-1,248 = 8,7518 dana $\rightarrow$ 9 dana autonomije). Za dnevnu potrošnju od 6,66 W u režimu „čuvanja snage“ dobija se da je kapacitet jednak 13,32 Ah. Za dobijenih 8,7518 dana autonomije dobija se ukupni kapacitet 116,57 Ah. Ukupna potrošnja za 10 dana je 116,5 Ah + 53 Ah = 169,57 Ah. Na osnovu nominalnog kapaciteta baterije i ukupne potrošnje za 10 dana, dobija se dubina pražnjenja u ovom slučaju od $DOD=63,9\%$.

U nastavku su dati rezultati provera u PVGIS 5.3, odnosno simulacione provere za nekoliko slučajeva od interesa.

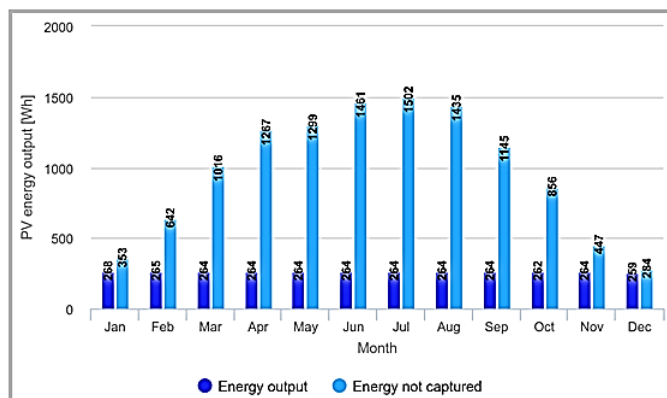
Provera proračuna napajanja HMS u PVGIS 5.3

I. Slučaj: baterija 12Vdc/265Ah, DOD=50%, potrošnja 11W

U Tabeli 6 su dati pretpostavljeni ulazi za PVGIS simulator i dobijeni karakteristični izlazi.

Tabela 6. Ulazni podaci za PVGIS simulator i dobijeni simulacioni izlazi

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	45.856,18.860
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV installed [Wp]:	415
Battery capacity [Wh]:	3168
Discharge cutoff limit [%]:	50
Consumption per day [Wh]:	264
Slope angle [°]:	43
Azimuth angle [°]:	-5.5
Simulation outputs:	
Percentage days with full battery [%]:	86.64
Percentage days with empty battery [%]:	0.2
Average energy not captured [Wh]:	1128.56
Average energy missing [Wh]:	111.48

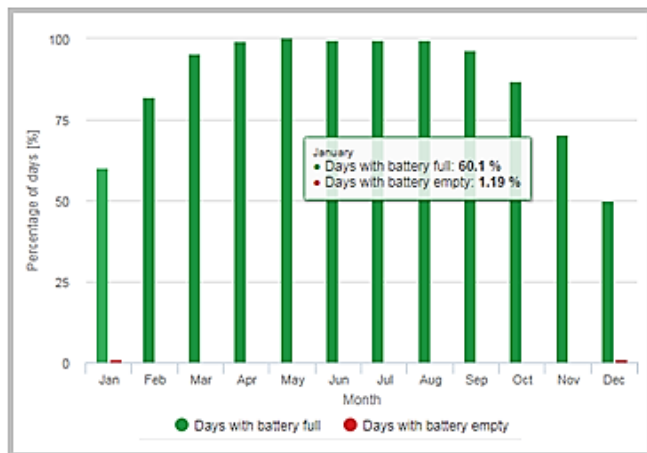


Slika 13. Performanse projektovanog Off-grid fotonaponskog sistema; PV energetski izlaz za slučaj baterije 12Vdc/265Ah, dubini pražnjenja od DOD=50% i normiranoj potrošnji 11W

Na Slici 13 su dati dijagrami energetskog izlaza i viška energije za slučaj baterije 12Vdc/265Ah, dubine pražnjenja DOD=50%, i pri normiranoj potrošnji od 11W.

Na Slici 14 su date performanse baterije u Off-grid sistemu napajanja HMS, koje su dobijene u PVGIS simulatoru. Na

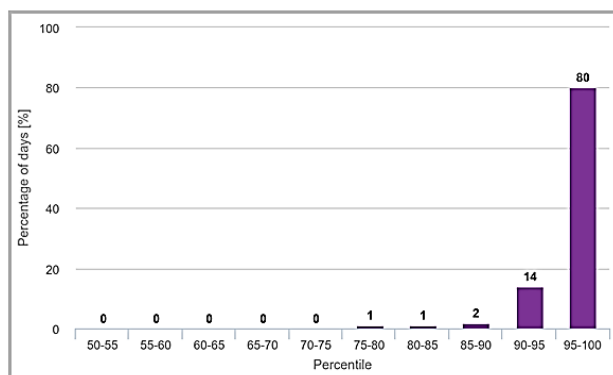
osnovu prikazanog dijagrama se uočava da je u najnepovoljnijem mesecu Januaru oko 60% dana u mesecu kada je baterija puna, a da je oko 1,2% dana u mesecu kada je baterija prazna.



Slika 14. Performanse baterije 12Vdc/265Ah, pri DOD=50%, i normiranoj potrošnji od 11W

Na Slici 15 je dat dijagram učestalosti stanja napunjenosti baterije, odnosno procentualnog broja dana od stanja napunjenosti baterije. Sa dijagrama se uočava da je oko 80% broja dana baterija napunjena na SOC=95-100%, dok je za oko 14% broja dana stanje napunjenosti u opsegu SOC= 90-95%. Za oko 1% dana stanje napunjenosti je SOC=75-80%.

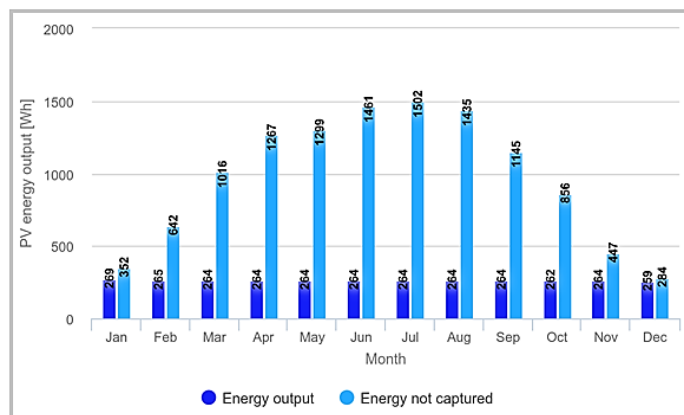
Iz prikazanih dijagrama za ovaj slučaj se zaključuje da je pri normiranoj potrošnji od P=11W i DOD=50% sistem napajanja HMS u ovom slučaju zadovoljavajući i da su kritični meseci Decembar i Januar, kada postoji relativno mali procentualni broj dana kada je baterija prazna. Ovaj deo može biti kompenzovan korišćenjem veće dubina pražnjenja baterije, kao što će u nastavku biti pokazano.



Slika 15. Procentualni broj dana u zavisnosti stanja napunjenosti baterije SOC 12Vdc/265Ah, DOD=50%, potrošnja 11W

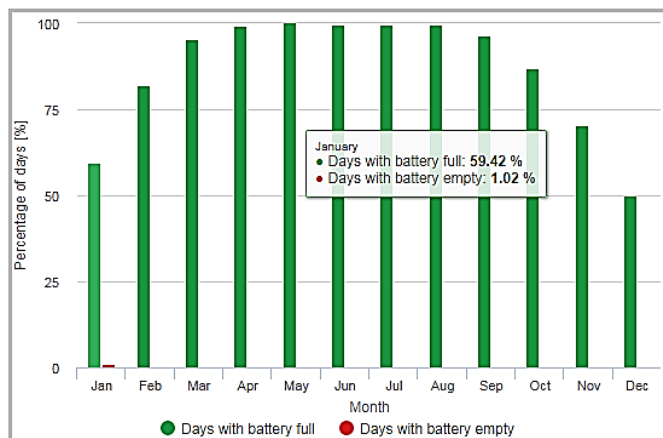
2. Slučaj: baterija 12Vdc/265Ah, DOD=70%, potrošnja 11W

Na Slici 16 su dati dijagrami energetskog izlaza i viška energije za slučaj baterije 12Vdc/265Ah, dubine pražnjenja DOD=70%, i pri normiranoj potrošnji od 11W.

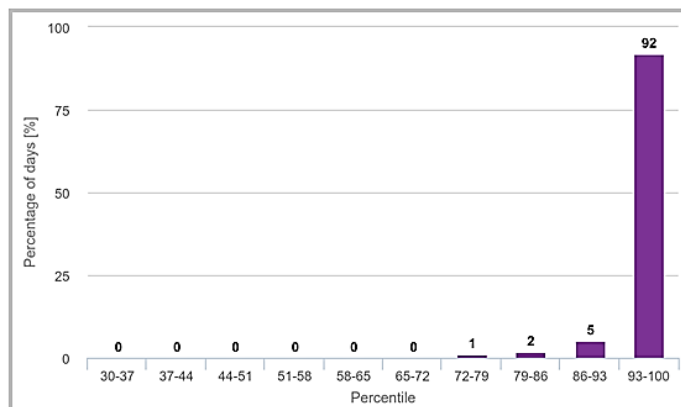


Slika 16. Performanse projektovanog Off-grid fotonaponskog sistema; PV energetski izlaz za slučaj baterije 12Vdc/265Ah, dubini pražnjenja od DOD=70% i normiranoj potrošnji 11W

Na Slici 17 su date performanse baterije u Off-grid sistemu napajanja HMS, koje su dobijene u PVGIS simulatoru. Na osnovu prikazanog dijagrama se uočava da je u najnepovoljnijem mesecu Januaru oko 59,42% dana u mesecu kada je baterija puna, a da je oko 1% dana u mesecu kada je baterija prazna.



Slika 17. Performanse baterije 12Vdc/265Ah, pri DOD=70%, i normiranoj potrošnji od 11W

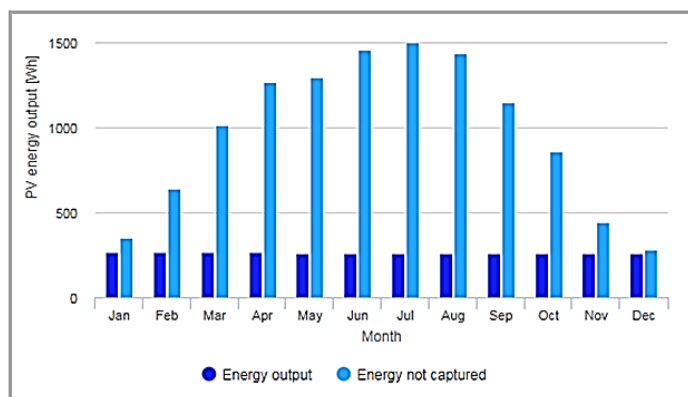


Slika 18. Procentualni broj dana u zavisnosti stanja napunjenosti baterije SOC 12Vdc/265Ah, DOD=70%, potrošnja 11W

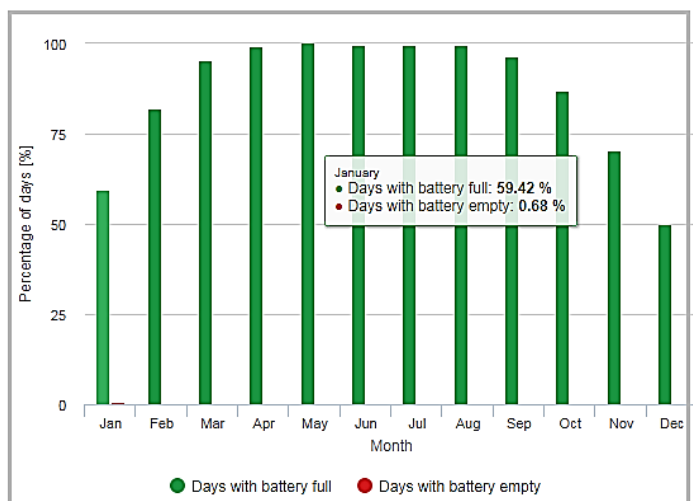
Na Slici 18 je dat dijagram procentualnog broja dana od stanja napunjenosti baterije. Sa dijagrama se uočava da je oko 92% broja dana baterija napunjena na SOC=93-100%, dok je za oko 5% broja dana stanje napunjenosti u opsegu SOC= 86-93%. Za oko 1% dana stanje napunjenosti je SOC=72-79%.

3. Slučaj: baterija 12Vdc/265Ah, DOD=80%, potrošnja 11W

Na Slici 19 su dati dijagrami energetskeg izlaza i viška energije za slučaj baterije 12Vdc/265Ah, dubine pražnjenja DOD=80%, i pri normiranoj potrošnji od 11W.



Slika 19. Performanse projektovanog *Off-grid* fotonaponskog sistema; PV energetskeg izlaz za slučaj baterije 12Vdc/265Ah, dubini pražnjenja od DOD=80% i normiranoj potrošnji 11W

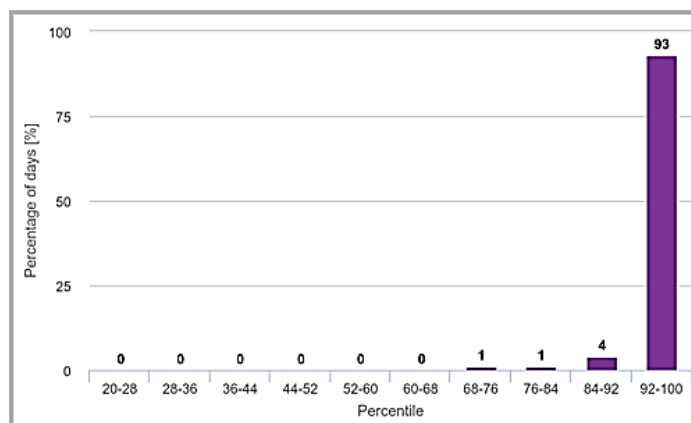


Slika 20. Performanse baterije 12Vdc/265Ah, pri DOD=80%, i normiranoj potrošnji od 11W

Na Slici 20 su date performanse baterije u *Off-grid* sistemu napajanja HMS, koje su dobijene u PVGIS simulatoru. Na osnovu prikazanog dijagrama se uočava da je u najnepovoljnijem mesecu Januaru oko 58,42% dana u mesecu kada je baterija puna, a da je svega 0,68% dana u mesecu kada je baterija prazna. Za ovaj dizajn je pokazano da u najvećoj meri zadovoljava tehničke zahteve, ali je njegov nedostatak veća dubina pražnjenja baterije DOD=80%. Ovo prema dijagramu na Slici 12 smanjuje broj ciklusa baterije na oko 800. Za DOD=50% ovaj broj ciklusa je 1000. Olakšavajuća okolnost za ovaj HMS sistem je da će u

ovom kritičnom režimu raditi samo u mesecu januaru (videti dijagram na Slici 20).

Na Slici 21 je dat dijagram procentualnog broja dana od stanja napunjenosti baterije. Sa dijagrama se uočava da je oko 93% broja dana baterija napunjena na SOC=93-100%, dok je za oko 4% broja dana stanje napunjenosti u opsegu SOC= 84-92%. Za oko 1% dana stanje napunjenosti je SOC=68-76%.



Slika 21. Procentualni broj dana u zavisnosti stanja napunjenosti baterije SOC 12Vdc/265Ah, DOD=80%, potrošnja 11W

IV ZAKLJUČAK

U radu je su predstavljeni rezultati projektovanja *Off-grid* solarnog sistema sa baterijom, nominalnog napona 12 V, kapaciteta 265 Ah za napajanje HMS sistema za akviziciju i monitoring hidrometeoroloških podataka na 38 lokacija, duž plovno putu reka Dunav i Sava. Svi prikupljeni podaci sa hidrometeoroloških senzora se šalju komunikacionim putem žičanom ili bežičnom vezom do koncentratora podataka PLC uređaj Atlas Max – RTL Hydra. Ovaj rad je imao za cilj da se predstavi zahtevni dizajn HMS napajanja u pogledu autonomije (10 dana neprekidnog rada na baterijskom napajanju). Pored ovoga, napajanje električnom energijom sistema HMS obezbeđuje pouzdano i besprekidno napajanje pomenute merne i komunikacione opreme u širokom opsegu temperatura okoline (-40 °C do +60 °C), pri nepovoljnim vremenskim uslovima, atmosferskim uticajima (kiša, sneg, vlaga) kao i uticajima atmosferskih pražnjenja koja su veoma učestala duž pomenutih rečnih tokova.

U radu su sa stanovišta provere dizajna razmotrena tri karakteristična slučaja (rad pri punoj snazi potrošnje, normiranoj snazi potrošnje i u režimu redukovane snage potrošnje- tzv. režim „čuvanja snage“). Nakon toga su predstavljeni rezultati verifikacija dizajna napajanja HMS (fotonaponski panel 415W i baterija 12V/265Ah) u okviru PVGIS 5.3 simulacionog softverskog alata. Na osnovu ovih provera je potvrđeno da projektovani sistem zadovoljava postavljene tehničke zahteve koji se tiču zahtevane autonomije baterije u najnepovoljnijim mesecima u toku godine (decembar i januar).

Nosilac kompletnog projekta (idejnog projekta, projekta za građevinsku dozvolu i projekta za izvođenje), a ujedno i realizator je Institut „Mihajlo Pupin“ d.o.o iz Beograda.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Publikovanje i objava ovog rada su najvećim delom finansirani u okviru projekta Evropske Investicione Banke (EIB) - *IMPLEMENTATION OF A NETWORK OF HYDROMETEOROLOGICAL STATIONS ALONG THE DANUBE AND SAVA RIVERS IN THE REPUBLIC OF SERBIA* čiji su finansijeri Evropska Investiciona Banka i Ministarstvo građevinarstva, saobraćaja i infrastrukture Republike Srbije za period 2023-2026. Jednim delom finansiranja istraživanja i publikovanja ovog rada je podržano od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija, za period 2026. (Ugovor pod evidencionim brojem 451-03-33/2026-03/200034).

LITERATURA

- [1] Valipour, M., Bateni, S.M., Dalezios, N.R., Almazroui, M., Zekai Şen, E.H. Angelakis, A.N. Hydrometeorology: Review of Past, Present and Future Observation Methods, Hydrology, Intechopen, 2021. <https://doi.org/10.5772/intechopen.94939>
- [2] Bruce, J.P., Clark, R.H. *Introduction to Hydrometeorology*, Pergamon International Library of Science, Technology, Amsterdam, Netherlands: Engineering and Social Studies. Elsevier; 2013
- [3] Houser, P. Hydroclimatology and hydrometeorology, in: Richardson D., Castree, N., Goodchild, M., Kobayashi, A., Liu, W., Marston, R.A. (Eds.) *International Encyclopedia of Geography: People, the Earth, Environment and Technology: People, the Earth, Environment and Technology*, pp 1-13, 2016. <https://doi.org/10.1002/9781118786352.wbieg0966>
- [4] Betts, A.K. Understanding hydrometeorology using global models, Bulletin of the American Meteorological Society, Vol. 85, No. 11, pp. 1673–1688, 2004. <https://doi.org/10.1175/BAMS-85-11-1673>
- [5] Sose, D.V., Ajij, D., Sayyad F. Weather Monitoring Station: A Review, International Journal of Engineering Research and Application, Vol. 6, No. 6, Part -1, pp. 55–60, 2016. https://www.academia.edu/27324543/Weather_Monitoring_Station_A_Review
- [6] Gahlot, N., Gundkal, V., Kothimbire, S., Thite, A. Zigbee based weather monitoring system, The International Journal of Engineering and Science (IJES), Vol. 4, No. 4, pp.61–66, 2015. <https://www.theijes.com/papers/v4-i4/Version-2/I0442061066.pdf> [pristupljeno 11.01.2026]
- [7] Despotović, Ž.V., Tajdić, M. Design and Implementation of a Hybrid Power for Telecommunication and Measuring Remote Station of the Surveillance, Alert and Warning System, in Proc. 29th Telecommunications Forum TELFOR 2021, Belgrade, Serbia, pp. 1-4, 23-24 November 2021. <https://doi.org/10.1109/TELFOR52709.2021.9653255>
- [8] Tajdić, M., Despotović, Ž.V., Kon, J. Design and Implementation of an Uninterruptible Power Supply for Command and Control Centre of the Surveillance, Alert & Warning System, in Proc. 20th International IEEE Symposium INFOTEH-JAHORINA, Jahorina, pp. 1-6, 17-19 March 2021. <https://doi.org/10.1109/INFOTEH51037.2021.9400686>
- [9] Ristić, M., Despotović, Ž.V., Batić, M., Tajdić, M., Maksimović-Vasović, I. Development and Implementation Off Grid Powered Hydro Meteorological Stations Along the Sava and Danube Waterways, in Proc. International Conference of Experimental and Numerical Investigations and New Technologies, Belgrade, Serbia, 1. July 2025.
- [10] Despotović, Ž.V., Tajdić, M., Kon, J. Hibridno napajanje telekomunikacione i merne opreme daljinskih merih stanica u sistemu zaštite od poplava, Energija Ekonomija Ekologija, Vol. 1–2, pp. 102–111, 2020. <https://doi.org/10.46793/EEE20-1-2.102D>
- [11] Tajdić, M., Despotović, Ž.V., Kon, J. Realizacija besprekidnog napajanja komandno-upravljačkog centra u sistemu za osmatranje, obaveštavanje i uzbunjivanje (OOiU), Energija Ekonomija Ekologija, Vol. 23, No. 2, pp. 64-72, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-2.64T>
- [12] Despotović, Ž.V., Dimić, G., Tajdić, M. Dimenzionisanje solarnog napajanja alarmne stanice u sistemu za osmatranje, obaveštavanje i uzbunjivanje (OOiU), Presentation, 2021. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.26001.35685>
- [13] Despotović, Ž.V., Tajdić, M., Design, Implementation and Experimental Testing of a Hybrid Power Supply of Remote Measuring Station in the Surveillance, Alert & Warning System (SAWS), TELFOR Journal, Vol. 14, No. 1, pp.12-19, 2022. <https://doi.org/10.5937/telfor2201012D>
- [14] Jacobson, M., Jadhav, V. World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels, Solar Energy, Vol. 169, pp. 55–66, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.030>
- [15] Solar Panel Tilt Angle Calculator, <https://footprinthero.com/solar-panel-tilt-angle-calculator> [pristupljeno 20.10.2025]
- [16] Solar Panel Azimuth Angle Calculator, <https://footprinthero.com/solar-panel-azimuth-angle-calculator> [pristupljeno 20.10.2025]
- [17] PVGIS 5.3 - SARA3, <https://pvgis.com/en/pvgis-5-3> [pristupljeno 20.10.2025]
- [18] Solar design & proposal software for residential, commercial & battery systems — in minutes https://solarproof.com.au/datasheets/panel_datasheet_63babd977fba37a96e364899b482336c.pdf [pristupljeno 20.10.2025]
- [19] 8G8DLTP-DEKA https://www.solaris-shop.com/content/8G8DLTP-DEKA%20Specs.pdf?srsltid=AfmBOoq1PEyDVZ8C374Q_SpCs6sw-r4a27rwdpGAKPa98eP_eg7deai [pristupljeno 20.10.2025]

AUTORI/AUTHORS

Željko V.Despotović - Dr, dipl.el.iž., Institut Mihajlo Pupin, Univerzitet u Beogradu, Srbija, e-mail: zeljko.despotovic@pupin.rs, ORCID [0000-0003-2977-6710](https://orcid.org/0000-0003-2977-6710) (koresponding autor)

Marko Tajdić - Dipl.el.inž., Institut Mihajlo Pupin, Univerzitet u Beogradu, Srbija, e-mail: marko.tajdic@pupin.rs, ORCID [0009-0000-1187-2988](https://orcid.org/0009-0000-1187-2988)

Marko Ristić - Dr, dipl.maš.inž., Institut Mihajlo Pupin, Univerzitet u Beogradu, Srbija, e-mail: marko.ristic@pupin.rs, ORCID [0009-0005-9621-4584](https://orcid.org/0009-0005-9621-4584)

Marko Batić - Dr, dipl.el.inž., Institut Mihajlo Pupin, Univerzitet u Beogradu, Srbija, e-mail: marko.batic@pupin.rs, ORCID [0000-0002-8443-3932](https://orcid.org/0000-0002-8443-3932)

Off Grid Power Supply of Hydro Meteorological Stations in the System for Collecting and Monitoring of Meteorological Data along the Danube and Sava Rivers in the Republic of Serbia

Abstract – The paper presents the *Off-Grid* power supply of hydro meteorological stations (HMS) in the system for collecting and monitoring meteorological data along the waterway of the Danube and Sava rivers on the territory of the Republic of Serbia. The *Off-grid* power supply is based on a 415W photovoltaic panel, a 12Vdc/265Ah battery and a suitable charge controller with an implemented photovoltaic panel maximum power point tracking (MPPT) function. Consumers in the meteorological collecting and data monitoring system are: meteorological station with associated sensors (wind direction and speed, air temperature, relative humidity, air pressure and rainfall amount), visibility sensor, pressure and water temperature sensors in the river, communication interface with a device for detecting and measuring

the presence and characteristics of river waves (floating buoy), a PLC controller as a data concentrator and other telecommunication devices for communication with supervisory command centers. The electric power supply of the HMS system ensures reliable and uninterrupted power supply of the mentioned measuring and communication equipment in a wide range of ambient temperatures (-40°C to $+60^{\circ}\text{C}$), in adverse weather conditions, atmospheric influences (rain, snow, humidity) as well as the effects of atmospheric discharges, which are very frequent along the mentioned waterways. Therefore, the role and methods of implementation of both primary protection against atmospheric discharges (lightning strikes) and secondary over-voltage protection of measuring and telecommunication equipment are additionally highlighted in the paper

Index Terms – Hidrometeorological stations, Off-grid power supply, battery, MPPT controller, lightning protection, over voltage protections.

Uticaj snižavanja gornje granice više tarife električne energije na sisteme grejanja u domaćinstvima

Mladen Josijević, Vladimir Vukašinović, Dušan Gordić, Vanja Šušteršić, Filip Nastić

* Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu

Rezime – Cilj rada je analiza uticaja promene tarifnog sistema naplate električne energije, tj. smanjenje granice prelaska u višu tarifu (takozvanu crvenu zonu), na domaćinstva koja koriste električnu energiju za zagrevanje time što poredi energetske potrebe i troškove eksploatacije u jednom domaćinstvu u dva slučaja: korišćenje električnog kotla i toplotne pumpe vazduh-voda. Analiza se fokusira na celokupne troškove grejanja, ali dodatno predstavlja i ekonomske pokazatelje koji se tiču isplativosti ova dva različita sistema grejanja u novonastalim okolnostima. Naime, poseban akcenat je na uticaju promene tarifnog sistema na povraćaj investicije potrebne za ugradnju toplotne pumpe kao zamene za električni kotao. Poređenje dva sistema koje je ovde sprovedeno ukazuje na razlike u konkurentnosti i osetljivosti dva sistema na promene, a na osnovu strukture potrošnje prema tarifnim razredima.

Ključne reči – tarifni sistem, električna energija, toplotna pumpa, sistemi grejanja

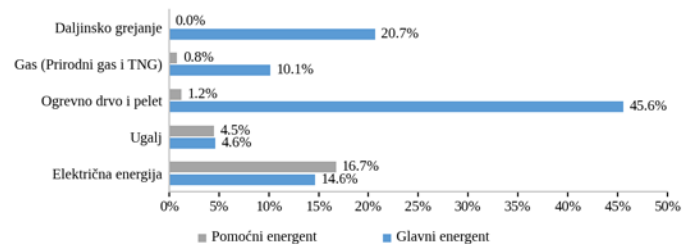
I UVOD

Potrošnja energije u sektoru zgradarstva predstavlja jedan od značajnijih segmenata ukupne energetske potrošnje na globalnom nivou. Zgrade učestvuju sa približno 23% u ukupnoj potrošnji primarne energije u svetu, dok je njihov udeo u potrošnji električne energije oko 30% [1]. U Evropi, sektor domaćinstava učestvuje sa oko 28% u ukupnoj finalnoj potrošnji energije, a najveći deo te potrošnje odnosi se na grejanje, koje čini čak 63% ukupne energije utrošene u domaćinstvima [2]. Posmatrano sa aspekta namene energije u zgradama, oko 33% ukupne finalne potrošnje koristi se za potrebe zagrevanja objekata [3].

U Srbiji potrošnja energije u domaćinstvima takođe čini značajan deo ukupne finalne potrošnje energije. Prema podacima Ministarstva rudarstva i energetike Republike Srbije, domaćinstva čine oko 35,6% finalne potrošnje energije, što ih čini jednim od najvećih sektora krajnje potrošnje energije u Srbiji [4].

Od ukupne finalne energije koju domaćinstva troše, najveći deo se koristi za grejanje stambenog prostora, oko 66% energije domaćinstava odlazi upravo na grejanje, dok ostale potrebe, poput pripreme tople vode, kuvanja i električne energije, čine preostali deo potrošnje [5, 6]. Pored toga, prosečna godišnja potrošnja energije za grejanje u stambenim objektima u Srbiji iznosi približno 150 kWh/m², što je značajno više nego prosečna potrošnja u Evropskoj uniji [7].

U urbanim sredinama daljinsko grejanje i centralizovani sistemi imaju veći udeo u potrošnji toplotne energije, gotovo trećina domaćinstava koristi sistem daljinskog grejanja, dok u ruralnim sredinama ogrevno drvo dominira sa visokim udelom (oko 70% ili više), a upotreba električne energije za grejanje u ruralnim domaćinstvima je u relativno manjoj meri u odnosu na gradove [8]. Ovakve razlike ukazuju na to da su u seoskim i prigradskim oblastima tradicionalni izvori energije i dalje glavni izbor zbog dostupnosti i navika stanovništva, dok urbana domaćinstva češće imaju pristup centralnim i modernijim sistemima grejanja.



Slika 1. Udeli izvora energije za grejanje u domaćinstvima u Srbiji (Glavni i dopunski) [8]

Međutim, u uslovima kada povećana potrošnja električne energije zbog grejanja doprinosi rastu troškova života i dodatnom opterećenju elektroenergetskog sistema, jasno je da se domaćinstva suočavaju sa značajnim izazovima. Grejanje direktno električnom energijom obično je skuplje u odnosu na druge energente kao što su gas ili ogrevno drvo, posebno kada se koristi dnevna tarifa električne energije. Prema analizi zasnovanoj na podacima o potrošnji energije u stambenom sektoru u Srbiji, prosečna godišnja potreba za toplotnom energijom za grejanje tipičnog izolovanog stana iznosi nekoliko hiljada kilovat-sati, što može dovesti do znatnih troškova za domaćinstva koja se oslanjaju na električnu energiju kao glavni izvor toplote. Korišćenje povoljnijih tarifa (npr. noćne tarife) ili prelazak na druge energente može značajno uticati na smanjenje ukupnih troškova grejanja [9, 10].

Ovi troškovi imaju direktan uticaj na kućne budžete, naročito u hladnijim periodima kada potrošnja znatno raste i kada se više električne energije troši upravo za grejanje. U takvim okolnostima, iako električna energija nije najzastupljeniji izvor grejanja po broju domaćinstava, njen uticaj na ukupnu potrošnju i rashode korisnika koji se na nju oslanjaju ne sme da se zanemari. Upravo zbog toga raste interesovanje za energetske efikasnije pristupima i načinima smanjenja potrošnje električne energije za grejanje bilo kroz optimizaciju korišćenja tarifnih perioda (npr.

noćna tarifa) [11] ili kroz prelazak na uređaje koji imaju znatno bolji odnos utrošene energije i proizvedene toplote [12].

Isto tako, podaci pokazuju da domaćinstva koja se oslanjaju na električne grejače i kotlove često imaju nekoliko puta veće troškove od onih koja koriste druge energente, a dodatno opterećenje nastaje od korišćenja el. energije za potrebu rada ostalih el. aparata i uređaja.

Zbog ovih izazova, sve više pažnje usmerava se ka energetske efikasnim rešenjima i merama podrške koje bi pomogle potrošačima da smanje troškove za grejanje. To uključuje državne i lokalne subvencije za ugradnju efikasnih sistema grejanja, najčešće toplotnih pumpi i inverter klima uređaja koji imaju veći koeficijent performansi i mogu značajno smanjiti potrošnju električne energije u odnosu na klasične električne grejalice. Na primer, toplotne pumpe imaju visok koeficijent performansi i mogu smanjiti potrošnju električne energije za grejanje i do 3–5 puta, u poređenju sa klasičnim sistemima [13], uz dodatnu mogućnost dobijanja subvencije od strane relevantnih programa podrške.

Ovakva struktura potrošnje i troškova jasno ukazuje da je grejanje jedan od ključnih segmenata u kome postoji značajan prostor za unapređenje energetske efikasnosti, kako bi se smanjila ukupna potrošnja električne energije, rasteretili kućni budžeti i doprinelo smanjenju emisija štetnih gasova što je važan cilj i u kontekstu energetske i ekološke politike.

Polazeći od ovih pokazatelja i izazova, dalja analiza ovog rada fokusira se na potrošnju toplotne energije u domaćinstvima Srbije, sa posebnim osvrtnom na one koji koriste električnu energiju kao primarni energent za grejanje. Upravo ti podaci poslužiće kao osnova za detaljno razmatranje tarifnog sistema naplate električne energije u Srbiji, uticaja promena tarifa na potrošače i konkretnih troškova grejanja, kao i predloga mera za efikasnu potrošnju i smanjenje troškova grejanja.

II ELEKTRIČNA ENERGIJA ZA GREJANJE U DOMAĆINSTVIMA I TARIFNI SISTEM NAPLATE ELEKTRIČNE ENERGIJE U SRBIJI

Kao što je već pomenuto u uvodu, potrošnja električne energije za grejanje, iako ima relativno mali udeo po broju domaćinstava u odnosu na druge energente, predstavlja značajan izazov zbog velikog uticaja na ukupne troškove grejanja i povećano opterećenje elektroenergetskog sistema. Razlog za to je način na koji različiti sistemi za grejanje koriste električnu energiju i koliko je efikasno pretvaraju u toplotu.

U domaćinstvima se najčešće susreću klasični uređaji za grejanje na električnu energiju: električne grejalice, konvektori i termoakumulacione peći (TA peći). Ovi uređaji direktno koriste električnu energiju da bi zagrejali metalne otpornike (grejače) ili grejna tela, koja potom emituju toplotu u prostor. Zbog toga što se električna energija kod ovih sistema ne koristi na bilo koji dodatni način, svaki utrošeni kilovat sat električne energije daje otprilike istu količinu toplotne energije.

Sa druge strane, sve veći broj domaćinstava prelazi ili razmatra prelazak na modernije sisteme za grejanje zasnovane na principu prenosa toplote, a ne direktne potrošnje električne energije [14]. U tu grupu spadaju inverter klima-uređaji i toplotne pumpe, koji

ne proizvode toplotu isključivo pretvaranjem električne energije. Umesto toga, oni koriste električnu energiju za rad kompresora i drugih komponenti sistema, ali toplotu zapravo "uzimaju" iz spoljnog vazduha ili tla i prenose je u unutrašnji prostor. Ovakav princip omogućava da se za istu količinu utrošene električne energije dobije više toplotne energije, pa takvi sistemi, u poređenju sa klasičnim grejalicama, troše znatno manje električne energije za iste toplotne zahteve.

Ove razlike u potrošnji električne energije imaju direktan uticaj na troškove domaćinstava, ali te troškove dodatno oblikuje način naplate električne energije u Srbiji [15, 16]. Naime, obračun električne energije za domaćinstva ne vrši se po jedinstvenoj ceni za svaki utrošeni kWh, već kroz tarifnu strukturu koja deli potrošnju na više nivoa ili „zona“ sa različitim cenama. Prema najnovijim izmenama koje su stupile na snagu 1. oktobra 2025. godine, prag za ulazak u najvišu tarifnu zonu (tzv. „crvenu zonu“) je smanjen sa 1.600 na 1.200 kWh mesečne potrošnje, pa domaćinstva koja potroše više od 1.200 kWh mesečno sada ranije prelaze u zonu sa znatno višom cenom po kWh električne energije, što direktno povećava ukupni račun za potrošenu električnu energiju.

Tabela 1. Cene električne energije (bez PDV-a i taksi) po tarifnim zonama – dvotarifno brojilo [16]

Tarifna zona potrošnje	Niža tarifa (noćna)	Viša tarifa (dnevna)
	[RSD/kWh]	
Zelena zona (do 350 kWh mesečno)	2,403	9,614
Plava zona (351 – 1 200 kWh mesečno)	3,605	14,420
Crvena zona (preko 1 200 kWh mesečno)	7,210	28,840

U praksi, potrošnja električne energije u domaćinstvima se obračunava u okviru tri osnovne tarifne zone: zelena zona koja obuhvata najnižu potrošnju (najniža cena po kWh), plava zona sa srednjom cenom, i crvena zona za potrošnju iznad zadatog praga, koja se naplaćuje po najvišoj ceni po kWh (tabela 1.). Precizne granice ovih zona određene su na osnovu ukupne potrošnje u obračunskom periodu, a prelazak iz jedne zone u drugu znači da se svaki kilovat-sat električne energije potrošen iznad praga, obračunava po većoj tarifi, bez obzira na to kada je taj kilovat-sat potrošen.

Pored toga, veliki broj domaćinstava koristi dvotarifna brojila, kod kojih se potrošnja električne energije deli na nižu (noćnu) i višu (dnevnu) tarifu. U ovakvom sistemu, električna energija potrošena u noćnim satima, kada je opterećenje na elektroenergetski sistem manje, ima nižu cenu po kilovat-satu nego ista količina potrošena tokom dana, što predstavlja dodatnu mogućnost za domaćinstva da primenom neke od mera za akumulaciju toplote optimizuju potrošnju. Razlike u cenama između dnevne i noćne tarife, kao i prelazak u višu tarifnu zonu po ukupnom mesečnom utrošku, mogu značajno uticati na ukupan iznos računa, posebno kada se potrošnja odnosi na grejanje, gde su utrošci električne energije najviši u toku godine.

Uzimajući u obzir opisane mehanizme obračuna, jasno je da kombinacija visoke potrošnje električne energije za grejanje, nesrazmerno visoke cene u crvenoj tarifnoj zoni i većih cena po višoj dnevnoj tarifi direktno utiče na rast ukupnih troškova grejanja u domaćinstvima koji se oslanjaju na električnu

energiju. Zbog toga je posebno važno da se razmatraju energetske efikasniji načini korišćenja električne energije za grejanje, kao i strategije optimizacije potrošnje kroz korišćenje nižih tarifa i modernijih uređaja sa boljom energetsom efikasnošću.

U narednom poglavlju izvršena je analiza uticaja izmene tarifnog sistema, odnosno snižavanja praga za ulazak u crvenu zonu sa 1.600 na 1.200 kWh mesečne potrošnje, na ukupne troškove grejanja domaćinstva koje koristi električnu energiju kao primarni energent, i to na osnovu podataka o potrošnji električne energije istog domaćinstva u slučaju grejanja putem električnog kotla i putem toplotne pumpe. Za analizu su korišćeni realni podaci (računi za el. energiju) dobijeni od korisnika objekta.

III ANALIZA UTICAJA PROMENE TARIFNOG PRAGA NA PRIMERU IZABRANOG DOMAĆINSTVA

Predmet analize u ovom radu je prizemna stambena zgrada ukupne neto površine 190 m², od čega je 130 m² grejanog prostora. Objekat se nalazi u urbanoj sredini grada Kragujevca u normalno vetrovitom i otvorenom predelu, a projektovana najniža temperatura za njega iznosi -15 °C, dok je srednja temperatura u grejnom periodu 5,5 °C [17], što predstavlja tipične klimatske uslove za ovu geografsku zonu.

Objekat je izgrađen 2016. godine i prema izrađenom energetsom elaboratu zadovoljava uslove energetskog razreda „C“. Analize termofizičkih karakteristika obodne konstrukcije, uključujući spoljne zidove, krovne i podne ploče, kao i međukonstrukcije između grejanih i negrejanih prostora, pokazale su da su koeficijenti prolaza toplote (U-vrednosti) niži od maksimalno dozvoljenih vrednosti propisanih za novogradnju. To ukazuje na zadovoljavajući stepen termoizolacione zaštite i smanjen toplotni gubitak kroz omotač objekta, što je od ključnog značaja za optimizaciju potrošnje električne energije tokom grejne sezone.

III-1 Klimatski uslovi i metodologija poređenja

S obzirom na to da se poređenje potrošnje električne energije različitih sistema grejanja zasniva na podacima prikupljenim tokom dve različite grejne sezone, za pravilno tumačenje rezultata neophodno je uzeti u obzir razlike u klimatskim uslovima. Potrošnja energije za grejanje direktno zavisi od spoljašnje temperature, odnosno od intenziteta i trajanja grejne sezone, zbog čega direktno poređenje ukupne potrošnje energije iz različitih godina može dovesti do pogrešnih zaključaka ukoliko klimatski uslovi nisu uporedivi.

Za ocenu klimatske zahtevnosti analiziranih grejnih sezona korišćen je pokazatelj broja stepen-dana grejanja (Heating Degree Days – HDD). Ovaj pokazatelj predstavlja meru ukupne potrebe za grejanjem tokom određenog perioda i omogućava poređenje energetskih rezultata ostvarenih u različitim klimatskim uslovima.

U ovom radu analizirane su dve grejne sezone: sezona 2016/2017, tokom koje je objekat grejan električnim kotlom, i sezona 2019/2020, tokom koje je za grejanje korišćena toplotna pumpa tipa vazduh-voda. Za obe analizirane sezone određene su vrednosti broja stepen-dana grejanja (HDD) za područje grada Kragujevca i za referentnu vrednost temperature od 20°C.

Vrednosti broja stepen-dana za analizirane grejne sezone prikazane su u Tabeli 2.

Tabela 2. Broj stepen-dana grejanja tokom analiziranih grejnih sezona

Grejna sezona	Sistem grejanja	Broj stepen-dana grejanja, HDD [°C·dan]
2016/2017	Električni kotao	2.349
2019/2020	Toplotna pumpa	2.168

Na osnovu vrednosti prikazanih u Tabeli 2 može se uočiti da je tokom grejne sezone 2016/2017. zabeležen veći broj stepen-dana grejanja u odnosu na sezonu 2019/2020. Razlika iznosi 181 °C·dan, odnosno približno 7,7%. Iako razlika između analiziranih sezona nije velika, radi smanjenja uticaja različitih spoljašnjih klimatskih uslova na poređenje potrošnje električne energije izvršena je klimatska normalizacija potrošnje sistema sa toplotnom pumpom na uslove referentne grejne sezone 2016/2017.

Normalizovana potrošnja određena je prema sledećem izrazu:

$$E_{norm} = E_{ost} \cdot \frac{HDD_{ref}}{HDD_{ost}}$$

gde su:

E_{norm} – klimatski normalizovana potrošnja električne energije za grejanje,

E_{ost} – ostvarena potrošnja električne energije tokom analizirane grejne sezone,

HDD_{ref} – broj stepen-dana referentne grejne sezone,

HDD_{ost} – broj stepen-dana grejne sezone za koju se vrši korekcija.

III-2 Potrošnja električne energije pri korišćenju električnog kotla

U skladu sa odlukom investitora, za grejanje objekta izabran je električni kotao nominalne snage 18 kW. Izbor snage kotla izvršen je na osnovu procenjenih toplotnih potreba objekta, uzimajući u obzir karakteristike termoizolacije i predviđeni režim rada sistema grejanja. Objekat je tokom prve dve godine eksploatacije grejan isključivo električnim kotlom, nakon čega su se vlasnici odlučili za prelazak na sistem grejanja sa toplotnom pumpom tipa vazduh-voda.

Potrošnja električne energije za prve dve godine eksploatacije je prikazana u tabeli 3.

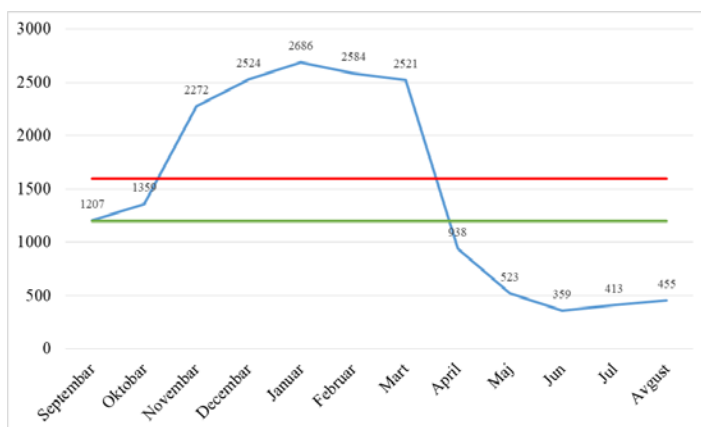
Ako se posmatra potrošnja električne energije za grejanje objekta u periodu od septembra 2016. do aprila 2017. godine, kada se objekat grejao isključivo električnim kotlom, ukupna količina energije koja se može pripisati grejanju iznosila je oko 12.600 kWh, nakon oduzimanja presečne potrošnje za ostale kućne uređaje od oko 450 kWh mesečno. Analiza mesečnih profila potrošnje pokazuje da je u tom periodu domaćinstvo ulazilo u najvišu tarifnu zonu (crvenu zonu) u 5 od ukupno 8 meseci grejne sezone (Slika 2).

Kao hipotetičko poređenje, kada bi se ista ta potrošnja obračunavala po današnjem sistemu naplate, prema kojem bi se značajan deo potrošnje svrstavao u višu zonu obračuna,

analizirani objekat bi se našao u crvenoj zoni u 7 od 8 meseci grejne sezone, zbog izmene obračuna koja više reflektuje intenzitet potrošnje tokom jeseni i zime. Takav raspored potrošnje ukazuje da bi većinu utrošene energije za grejanje činio deo koji se obračunava po višim cenama električne energije, što je posledica povećane ukupne potrošnje u mesecima sa intenzivnijim zahtevima za toplotom.

Tabela 3. Potrošnja električne energije i cena po mesecima za period septembar 2016. - avgust 2018. godine

	Mesec	Mesečna potrošnja el. energije [kWh]	Mesečna cena el. energije [RSD]
2016.	Septembar	1.207	11.086
	Oktobar	1.359	12.126
	Novembar	2.272	25.606
	Decembar	2.524	28.698
2017.	Januar	2.686	31.451
	Februar	2.584	30.469
	Mart	2.521	29.980
	April	938	8.467
	Maj	523	4.348
	Jun	359	2.970
	Jul	413	3.794
	Avgust	455	3.733
	Septembar	1.204	11.073
	Oktobar	1.325	11.926
	Novembar	1.337	12.020
	Decembar	1.450	12.792
2018.	Januar	2.272	23.370
	Februar	2.550	29.544
	Mart	2.211	24.971
	April	905	8.339
	Maj	520	4.315
	Jun	229	1.920
	Jul	245	2.305
	Avgust	261	2.405



Slika 2. Profil potrošnje električne energije analiziranog domaćinstva za slučaj grejanja elektro kotlom

Pored razlike u broju meseci sa visokom tarifom, upoređivanje ukupnih troškova utrošene električne energije za grejanje u posmatranom periodu takođe ukazuje na značajnu promenu u obračunu. Tokom analizirane grejne sezone 2016/2017, prema tada važećem sistemu naplate, ukupan iznos plaćen za električnu

energiju iznosio je oko 177.000 RSD. Kada bi ista količina utrošene električne energije bila obračunata po današnjem sistemu naplate, ukupni trošak za električnu energiju iznosio bi oko 187.000 RSD, što predstavlja povećanje od približno 10.000 RSD. Ova razlika u ukupnim troškovima, izražena kao procentualna promena, iznosi približno 5,65 % više u odnosu na prvobitne troškove grejanja obračunate po starom sistemu. Takav porast troškova odražava efekat intenzivnije primene viših tarifa na veći broj meseci, uzimajući u obzir potrošačima zabeležene profile potrošnje tokom perioda grejanja. Ovaj rezultat dodatno potvrđuje da se, čak i kada se fizička potrošnja električne energije ne menja, način obračuna i tarifna struktura snažno odražavaju na ukupan finansijski teret grejanja električnom energijom, naročito kod domaćinstava sa visokim mesečnim potrošnjama.

Ukupna potrošnja električne energije za potrebe grejanja tokom analizirane grejne sezone 2016/2017. iznosila je približno 12.600 kWh. S obzirom na to da je ova sezona usvojena kao referentna sa aspekta klimatskih uslova, navedena vrednost predstavlja osnovu za dalje poređenje sa potrošnjom sistema sa toplotnom pumpom.

III-3 Potrošnja električne energije pri korišćenju toplotne pumpe

Za analizirani sistem grejanja korišćena je toplotna pumpa Viessmann Vitocal 100-S. Na osnovu klimatski normalizovanih podataka o potrošnji električne energije procenjen je sezonski faktor performansi sistema (SPF) od približno 3,0. Ova vrednost dobijena je poređenjem potrošnje električnog kotla, čija se efikasnost može aproksimirati vrednošću $COP \approx 1$, i klimatski normalizovane potrošnje električne energije sistema sa toplotnom pumpom. Pri tome, procenjeni SPF predstavlja pokazatelj sezonskih performansi sistema na osnovu podataka o potrošnji, a ne direktno izmerenu vrednost. Proizvođač za model Vitocal 100-S navodi COP vrednosti u opsegu 4,4–4,8 pri uslovima A7/W35 i 3,3–3,5 pri uslovima A2/W35, što predstavlja laboratorijski određene vrednosti pri definisanim radnim uslovima i nije direktno uporedivo sa sezonskim SPF-om dobijenim iz podataka o realnoj potrošnji.

U slučaju kada je predmetni objekat grejan toplotnom pumpom u grejnoj sezoni 2019/2020, ukupna potrošnja električne energije za grejanje iznosila je 3.875 kWh. Tokom te sezone, prema sadašnjem sistemu obračuna električne energije, za potrebe grejanja je ukupno izdvojeno oko 92.000 RSD, što je značajno manje u odnosu na troškove zabeležene pri grejanju električnim kotlom (Tabela 3).

U tabeli 4 je prikazana potrošnja električne energije za period dve zime, pre i posle uvođenja novog modela naplate. Iz tabele se može zaključiti da nijedan mesec grejne sezone, upotrebom toplotne pumpe, nije imao potrošnju električne energije veću od 1.600 kWh. S druge strane, u mesecima kada su spoljne temperature najniže, posebno u decembru i januaru, potrošnja je prelazila 1.200 kWh, što se direktno odrazilo na uvećanje računa za električnu energiju usled ulaska u višu tarifnu zonu prema novoj tarifnoj strukturi.

Kako bi se omogućilo objektivno poređenje potrošnje električne energije dva analizirana sistema grejanja, izvršena je klimatska normalizacija ostvarene potrošnje sistema sa toplotnom pumpom.

Naime, grejna sezona 2019/2020, tokom koje je objekat grejan toplotnom pumpom, bila je klimatski manje zahtevna u odnosu na referentnu sezonu 2016/2017, što potvrđuju vrednosti broja stepen-dana grejanja od 2.168 °C·dan i 2.349 °C·dan, respektivno.

Tabela 4. Potrošnja električne energije i cena po mesecima za period septembar 2024. - januar 2026. godine

	Mesec	Mesečna potrošnja el. energije [kWh]	Mesečna cena el. energije [RSD]
2024.	Septembar	580	7.705
	Oktobar	628	7.183
	Novembar	1.094	13.114
	Decembar	1.309	17.924
2025.	Januar	1.317	16.170
	Februar	870	9.838
	Mart	828	10.007
	April	849	10.471
	Maj	951	13.878
	Jun	488	6.858
	Jul	602	7.328
	Avgust	328	3.752
	Septembar	575	7.573
	Oktobar	796	10.598
	Novembar	1.058	14.955
	Decembar	1.399	16.842
2026.	Januar	1.213	15.772

U cilju eliminisanja uticaja razlike u klimatskim uslovima, ostvarena potrošnja električne energije sistema sa toplotnom pumpom normalizovana je na klimatske uslove grejne sezone 2016/2017, koja je usvojena kao referentna. Primenom odnosa broja stepen-dana analiziranih sezona, klimatski normalizovana potrošnja određena je prema prethodno definisanom izrazu:

$$E_{norm} = 3875 \cdot \frac{2349}{2168} = 4198,5 \text{ kWh}$$

Dobijena vrednost predstavlja procenjenu potrošnju električne energije sistema sa toplotnom pumpom koja bi bila ostvarena pri klimatskim uslovima grejne sezone 2016/2017. Na taj način omogućeno je direktnije i metodološki opravdano poređenje energetskih karakteristika sistema sa toplotnom pumpom i sistema sa električnim kotlom.

Nakon izvršene klimatske normalizacije, može se zaključiti da bi potrošnja električne energije sistema sa toplotnom pumpom u referentnim klimatskim uslovima iznosila približno 4.199 kWh, što je i dalje značajno manje u odnosu na potrošnju električnog kotla od 12.600 kWh tokom iste referentne grejne sezone. Ova vrednost predstavlja osnovu za direktno poređenje energetskih efekata dva analizirana sistema grejanja.

Pored razlike u ceni električne energije koja nastaje usled prelaska iz jedne u drugu tarifnu zonu, značajne razlike u ukupnim mesečnim računima javljaju se i kao posledica odnosa potrošnje u višoj i nižoj tarifi. Struktura potrošnje po tarifama ima direktan uticaj na formiranje prosečne cene po kWh, a samim tim i na konačan iznos računa. U mesecima van grejne

sezone, kada se objekat ne greje, prosečna cena električne energije gotovo uvek je niža od 10 RSD/kWh. Tokom grejne sezone prosečna cena iznosi oko 13 RSD/kWh, dok u mesecima u kojima dolazi do ulaska u crvenu zonu potrošnje prosečna cena često prelazi 14 RSD/kWh.

Posebno je važno naglasiti da svaki dodatno utrošeni kWh električne energije u crvenoj zoni iznosi 28,04 RSD u višoj tarifi, odnosno 7,21 RSD u nižoj tarifi, što značajno utiče na rast ukupnog mesečnog računa i dodatno potvrđuje finansijsku nepovoljnost prelaska u ovu zonu, naročito u uslovima povećane potrošnje u višoj tarifi.

IV ZAKLJUČAK

Sprovedena analiza pokazala je da promena tarifnog sistema naplate električne energije, odnosno snižavanje praga za ulazak u crvenu zonu sa 1.600 na 1.200 kWh mesečne potrošnje, ima različit intenzitet uticaja u zavisnosti od karakteristika objekta i sistema grejanja.

Promena cena je naročito izražena u prvom scenariju, kada se objekat grejao električnim kotlom. Tada je domaćinstvo ulazilo u crvenu zonu u većem broju meseci, a ukupni troškovi grejanja povećali su se za oko 5,65 %, odnosno za približno 10.000 RSD. Iako je povećanje procentualno vidljivo, ukupan efekat ostaje umereno izražen.

U slučaju konkretnog analiziranog objekta, površine 130 m² grejanog prostora i energetskog razreda C, uticaj promene tarifnog praga nije značajan. Razlog tome je relativno mala grejana površina i činjenica da se pri korišćenju toplotne pumpe u crvenu zonu ulazi retko, u posmatranoj grejnoj sezoni svega dva meseca, i to sa prekoračenjem od približno 100–200 kWh mesečno. Ipak, i takvo relativno malo prekoračenje može imati primetan finansijski efekat, imajući u vidu da svaki kWh u crvenoj zoni, naročito u višoj tarifi, može koštati i više od 20 RSD/kWh, što značajno povećava trošak dodatne potrošnje.

Efekte promene tarifnog praga postaju znatno izraženiji kod objekata veće površine i većih energetskih zahteva. Ukoliko se usvoji referentna vrednost specifične potrebne energije za grejanje za objekte energetskog razreda C (oko 65 kWh/m² godišnje), jasno je da bi kod objekata površine veće od 200 m², čak i uz primenu toplotne pumpe, gotovo redovno dolazilo do "ulaska" u crvenu zonu. U takvom scenariju, promena tarifnog sistema znači dodatnih oko 400 kWh obračunatih po visokoj ceni, u proseku oko 20 RSD/kWh, što predstavlja povećanje računa od približno 8.000 RSD. Takav obim dodatnog troška znatno utiče na ukupni iznos računa i smanjuje ekonomsku konkurentnost sistema grejanja sa toplotnom pumpom u odnosu na druge energente.

Jedno od rešenja koje se samo nameće nakon ove promene tarifnog sistema je ugradnja solarnih fotonaponskih panela u on-grid režimu i sticanje statusa kupca-proizvođača, pri čemu deo ili celokupna potrošnja električne energije može biti pokrivena iz sopstvene proizvodnje. Ovaj pristup značajno smanjuje troškove i rasterećuje domaćinstvo od uticaja viših tarifa, naročito u zimskim mesecima sa povećanom potrošnjom.

Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da je u

uslovima važeće tarifne politike prelazak sa direktnog električnog grejanja na sistem sa toplotnom pumpom i eventualno kombinovanje sa fotonaponskim sistemom racionalno i dugoročno isplativo rešenje, kako sa stanovišta troškova domaćinstva, tako i sa aspekta energetske efikasnosti i održivosti elektroenergetskog sistema.

ZAHVALNICA

Rad je nastao u toku istraživanja finansiranog od strane ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija br. 451-03-34/2026-03/200107 od 05.02.2026. godine.

LITERATURA

- [1] Lin, Y., Fan, Y., Yu, M., Jiang, L., Zhang, X. Performance investigation on an air source heat pump system with latent heat thermal energy storage, *Energy*, Vol. 239, Part A, 121898, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121898>
- [2] Urge-Vorsatz, D., Cabeza, L.F., Serrano, S., Barreneche, C., Petrichenko, K. Heating and cooling energy trends and drivers in buildings, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 41, pp. 85–98, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.039>
- [3] European commission, Eurostat, https://commission.europa.eu/index_en [pristupljeno 04.02.2026]
- [4] Integrated national energy and climate plan of the Republic of Serbia for the period up to 2030 with a vision to 2050 (INECP). <https://sn.rs/ava5y> [pristupljeno 24.02.2026]
- [5] Kovačević, B. Policies and indicators in household sector in Serbia, ODYSSEE-MURE, 2025, <https://sn.rs/mdksn> [pristupljeno 05.02.2026]
- [6] Pavlović, B., Ivezić, D., Živković, M. State and perspective of individual household heating in Serbia: A survey-based study, *Energy and Buildings*, Vol. 247, 111128, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111128>
- [7] Prosečna godišnja potrošnja za grejanje u Srbiji veća nego u EU 2022, <https://sn.rs/boacr> [pristupljeno 05.01.2026]
- [8] Popis stanovništva, domaćinstava i stanova 2022: Stanovi prema vrsti energenta za grejanje, <https://popis2022.stat.gov.rs/sr-Cyrl/> [pristupljeno 05.01.2026]
- [9] Serbia faces high winter heating costs, electricity users hit hardest, <https://sn.rs/rj8k9> [pristupljeno 25.01.2026]
- [10] Josijević, M., Gordić, D., Vukašinović, V., Nikolić, J., Živković, D. Tehno-ekonomska analiza zamene električnog kotla toplotnom pumpom vazduh

voda za zagrevanje stambenog prostora, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 4, pp. 42–47, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-4.42J>

- [11] Azarova, V., Engel, D., Ferner, C., Kollmann, A., Reichl, J. Exploring the impact of network tariffs on household electricity expenditures using load profiles and socio-economic characteristics, *Nature Energy*, Vol. 3, pp. 317–325, 2018. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0105-4>
- [12] Vecchi, A., Brear, M.J. Using electricity tariffs and thermal comfort management to promote residential energy decarbonization, *iScience*, Vol. 28, No. 6, 112631, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2025.112631>
- [13] Kovačević, M., Petrić, I. Transition pathways of household heating in Serbia: Analysis based on an agent-based model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 162, 112506, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112506>
- [14] Martens, E., Naeyaert, S., Van Hove, S., Pelka, S., Preuss, S., Gabriel, M., Conradie, P., Pannel, K. Transitioning towards sustainable heating: A mixed-methods study of heat pump acceptance among Flemish homeowners. *Energy Research & Social Science*, Vol. 126, 104137, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.104137>
- [15] Tarife za snabdevanje električnom energijom domaćinstava – pregled i metodologija obračuna 2024, <https://www.aers.rs/> [pristupljeno 05.02.2026]
- [16] Cene električne energije za domaćinstva – regulisane tarife, 2025, <https://sn.rs/ehlvs> [pristupljeno 24.02.2026]
- [17] Pravilnik o energetskej efikasnosti zgrada (“Sl. glasnik RS”, br. 61/2011), https://www.paragraf.rs/propisi/pravilnik_o_energetskoj_efikasnosti_zgrada.html [pristupljeno 05.02.2026]

AUTORI

Mladen Josijević - docent, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu, mladenjosijevic@gmail.com, ORCID [0000-0001-9619-0897](https://orcid.org/0000-0001-9619-0897)

Vladimir Vukašinović – vanredni profesor, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu, vladimir.vukasinovic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0001-6489-2632](https://orcid.org/0000-0001-6489-2632)

Dušan Gordić – redovni profesor, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu, gordic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0002-1058-5810](https://orcid.org/0000-0002-1058-5810)

Vanja Šušteršić - redovni profesor, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu, vanjas@kg.ac.rs, ORCID [0000-0001-7773-4991](https://orcid.org/0000-0001-7773-4991)

Filip Nastić – istraživač saradnik, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu, filip.nastic@uni.kg.ac.rs, ORCID [0000-0002-2164-6658](https://orcid.org/0000-0002-2164-6658)

The Impact of Reducing the Upper Electricity Tariff Threshold on Residential Heating Systems

Abstract – This paper aims to analyze how the change in the electricity tariff system, i.e., the decreased limit for getting into a higher tariff (the so-called red zone), impacts households that use electricity for heating by comparing energy demands and exploitation costs in one household with two scenarios: using an electrical boiler and an air-source heat pump. The analysis focuses on total heating costs, but it shall also present the economic indicators concerning the profitability of two different heating systems under these novel circumstances. Namely, the special emphasis is placed on the impact that the changed tariff system has on the payback period of an investment into a heat pump utilized as a replacement for an electric boiler. The comparison of two heating systems conducted here suggests the differences in their competitiveness and sensitivity to changes based on the consumption structure in the tariff grades.

Index Terms – Tariff system, Electricity, Heat pump, Heating system

CIP - Каталогизација у публикацији
Народна библиотека Србије, Београд

621.3

ENERGIJA, ekonomija, ekologija : list Saveza
energetičara / glavni i odgovorni urednik Dušan Gordić
. - God. 1, br. 1 (1996)- . - Beograd : Savez energetičara,
1996- (Kragujevac : Mašinac). - 29 cm

Tromesečno. - Drugo izdanje na drugom medijumu:
Energija, ekonomija, ekologija (Online) = ISSN 2812-7528
ISSN 0354-8651 = Energija (Beograd)
COBISS.SR-ID 108696839



<https://savezenergeticara.online/>