

ISSN 0354-8651

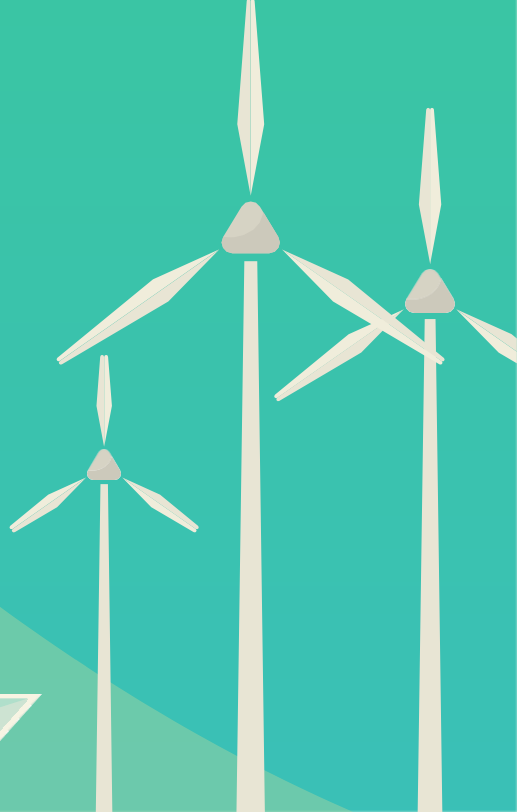


List Saveza energetičara

Broj 4 / Godina XXV / Decembar 2023.

energija

| ekonomija | ekologija



Energija / Ekonomija / Ekologija

Broj 4, Decembar 2023

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:
150

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] Luka STREZOSKI, Zorana BABIC, Dejan MILOJICIC
Cyber Physical Security of Distributed Energy Resources/ Sajber fizička bezbednost distribuiranih energetske resursa

- [10] Mina DIMIĆ, Željko ĐURIŠIĆ, Perica STANČEVIĆ
Idejno rešenje zelenog PV - vodonik kompleksa na postojećoj infrastrukturi termoelektrane „Morava” / Conceptual Solution of the Green PV - Hydrogen Complex on the Existing Infrastructure of the Thermal Power Plant “Morava”

- [18] Željko V. DESPOTOVIĆ, Đorđe M. LEKIĆ
Analiza magnetnog polja i privlačne sile elektromagnetnog separatora metodom konačnih elemenata / Analysis of the Magnetic Field and Attractive Force of the Electromagnetic Separator Using the Finite Element Method

- [28] Dunja GRUJIĆ, Miloš KUZMAN, Željko ĐURIŠIĆ
Unapređivanje načina obračuna pristupa distributivnom sistemu električne energije / Improving the Way of Calculating Access to the Electricity Distribution System

- [38] Sonja KNEŽEVIĆ, Mileta ŽARKOVIĆ
Predviđanje proizvodnje termoelektrane pomoću neuralnih mreža / Neural Networks Modelling for Thermal Plants Production Planning

- [42] Mladen JOSIJEVIĆ, Dušan GORDIĆ, Vladimir VUKAŠINOVIĆ, Jelena NIKOLIĆ, Dubravka ŽIVKOVIĆ
Tehno-ekonomska analiza zamene električnog kotla toplotnom pumpom vazduh voda za zagrevanje stambenog prostora / Techno-Economic Analysis of Replacing an Electric Boiler with an Air-Water Heat Pump for Heating Residential Space

- [48] Aleksandar NEŠOVIĆ, Nikola KOMATINA
Statistička analiza procene vetropotencijala na teritoriji grada Kragujevca / Statistical analysis of the assessment of wind potential in the territory of the city of Kragujevac

- [53] Bojan SIMONOVIĆ, Miodrag VUKOVIĆ, Željko V. DESPOTOVIĆ
Realizacija onlajn sistema monitoringa potrošnje i kontrole kvaliteta napajanja u kompaniji Gruner Serbian doo / Realization of the Online System for Consumption Monitoring and Power Quality Control in the Gruner Serbian Ltd Company

- [57] Bojan IVANOVIĆ
Detekcija i otklanjanje uzroka nestabilnog rada sistema / Detection and Elimination of the Causes of Unstable System Operation

- [63] Nikola MILJKOVIĆ, Nikola JOVANOVIĆ, Aca JOVANOVIĆ
Uticaj kvaliteta uglja na ostvarenu snagu generatora termoelektrane nazivne snage 300 MW / The Impact of Coal Quality on the Generator's Achieved Power of the 300 MW Thermal Power Plant

Cyber Physical Security of Distributed Energy Resources

Sajber fizička bezbednost distribuiranih energetske resursa

Luka Strezoski^{*,**}, Zorana Babic^{*}, Dejan Milojevic^{***}

^{*} Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad, Serbia

^{**} DerMag Consulting International, Novi Sad, Serbia

^{***} Hewlett Packard Labs, Milpitas, California, USA

Abstract - Huge amounts of data are coming from the electrical grid, through smart meters, smart inverters, and Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) protocols. This makes emerging power systems, and especially distribution grids, heavily dependent on real-time data from the field, as well as on the IT infrastructure for observation and control of field devices. As a consequence, emerging electrical systems are becoming fully digitized, cyber-physical systems with all the accompanying advantages and challenges. Such a power system is called a "Smart Grid". As all cyber-physical systems, Smart Grids are heavily dependent on Information and Communication Technology (ICT) infrastructure. Therefore, they are highly vulnerable to attacks that can compromise uninterrupted data flow, such as denial of service attacks and interruptions due to natural disasters, cataclysmic events, or wars, as well as due to malicious cyber-attacks.

In this paper, we summarize the state-of-the-art in the cyber-physical security of distributed energy resources (DERs). We explore pain points to which monitoring and control of DERs in emerging electrical systems are exposed due to malicious cyber-attacks. We continue with analyzing the accompanying consequences to the safety and reliability of emerging Smart Grids. Finally, we present our idea of Digital Twin technology as a tool for assisting distribution system operators and grid engineers, to detect, attenuate, and prevent malicious cyber-attacks in DERs.

Index Terms - Distributed energy resources, DERMS, Cyber security, False data injection, Microgrids

Rezime - Velike količine podataka pristižu iz električne mreže putem pametnih brojlara, pametnih invertera i protokola za nadzor i akviziciju podataka (SCADA). To čini novonastale elektroenergetske sisteme, a posebno distributivne mreže, snažno zavisnim od podataka u realnom vremenu sa terena, kao i od IT infrastrukture za posmatranje i kontrolu uređaja na terenu. Kao posledica toga, novonastali elektroenergetski sistemi postaju potpuno digitalizovani, sajber-fizički sistemi sa svim pratećim prednostima i izazovima. Takav elektroenergetski sistem se naziva "Pametna mreža". Kao i svi sajber-fizički sistemi, Pametne mreže su u velikoj meri zavisne od infrastrukture informacionih i komunikacionih tehnologija (ICT). Stoga su izuzetno ranjive na napade koji mogu ugroziti neprekidan protok podataka, kao što su napadi odbijanja usluge i prekidi zbog

prirodnih katastrofa, kataklizmičkih događaja ili ratova, kao i zbog zlonamernih sajber-napada.

U ovom radu sažimamo najnovija dostignuća u sajber-fizičkoj bezbednosti distribuiranih energetske resursa (DER). Istražujemo kritične tačke na koje su osetljivi nadzor i kontrola DER-ova u novonastalim elektroenergetskim sistemima usled zlonamernih sajber-napada. Nastavljamo sa analizom pratećih posledica po sigurnost i pouzdanost novonastalih Pametnih mreža. Na kraju predstavljamo našu ideju tehnologije Digitalnog Blizanca kao alata koji može pomoći operatorima distributivnog sistema i inženjerima mreže u otkrivanju, ublažavanju i sprečavanju zlonamernih sajber-napada u DER-ovima.

Ključne reči - Distribuirani energetske resursi, DERMS, sajber bezbednost, injektiranje lažnih podataka, mikromreže

I INTRODUCTION

For over a century, electrical power systems were designed and operated in a traditional way: electrical energy was produced in bulk, by large fossil-fueled power plants, transmitted through a high-voltage network to distribution substations, and finally, distributed to end consumers through a passive distribution grid [1]. Thus, it was a one-way energy flow, with highly predictive conditions across the entire power system, able to be modeled with simple mathematical models, and with almost no need for any actions from operators in real-time. However, in the last two decades, we are witnessing a massive paradigm shift, mainly caused by the following three reasons:

1. Integration of huge amounts of renewable generation in an effort to decarbonize the electrical energy sector,
2. Decentralization of electrical energy production and introduction of distributed energy resources (DERs), such as solar photovoltaics (PVs), wind turbines, energy storages (ES), electric vehicles (EVs), etc., and
3. Digitization of control centers and automation of control and management processes, through the introduction of Energy Management Systems (EMS), Advanced Distribution Management Systems (ADMS), and Distributed Energy Resources Management Systems (DERMS) [2, 3].

These three points, especially decentralization and digitization parts, are transforming traditional power systems into highly complex, fully digitized systems. The role of grid operators is

required to evolve from (almost) passive observers to actively engaged participants, that must be alert and ready to react and actively manage highly dynamic grid conditions in real time.

This paradigm shift is also accompanied by huge amounts of data, coming from the grid to control centers through smart meters, smart inverters (by which most of DERs are connected to the grid), and Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) protocols. Therefore, emerging power systems, and especially distribution grids, are heavily dependent on real time data from the field, as well as on the IT infrastructure for observation and control of field devices, thus becoming fully digitized, cyber-physical systems with all the accompanying

advantages and challenges. Such a power system is called a “Smart Grid” [4].

As all cyber-physical systems, Smart Grids are heavily dependent on Information and Communication Technology (ICT) infrastructure. Therefore, they are highly vulnerable to attacks that can compromise uninterrupted data flow, such as denial of service attacks and interruptions due to natural disasters, cataclysmic events, or wars, as well as due to malicious cyber-attacks.

Figure 1, at a high-level, summarizes potential avenues of cyber-attacks in a very complex Smart Grid ecosystem.

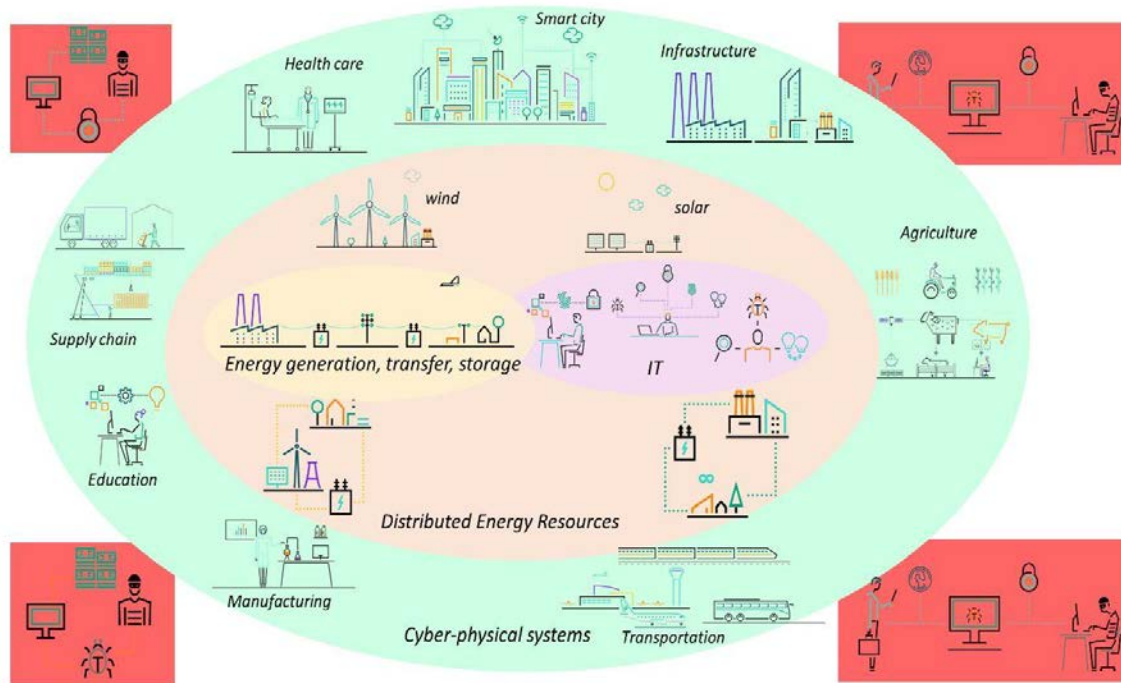


Figure 1. High Level Overview of Potential Cyber Attacks

Dangers from cyber-attacks on Smart Grids are even more attenuated by the fact that the electrical energy sector is one of the, if not the most critical sector for the existence and well-being of humanity. Cyber-attacks may cause extreme damages, such as blackouts of entire cities, and even countries, as recently witnessed in the 2015 Ukraine Blackout [5], false tripping by protective devices, and even cascade tripping of multiple devices, leaving catastrophic damages to the equipment as well as to the uninterrupted power supply to end customers, which would further cause high monetary penalties to be paid by electric utilities.

All of this could have been avoided if the utility personnel had been equipped with proper tools that would timely detect and deter the attacks. Thus, it is of critical importance to apply all the available knowledge and lessons learned from other sectors with longer experience in the cyber-physical world, to develop proper tools that will provide safety and reliability to the uninterrupted operation of emerging Smart Grids.

Therefore, the motivation of this research is to explore what has

been accomplished so far in the field of cyber-physical security of DERs, to detect the main shortcomings of the available tools, and to consequently offer our viewpoint of how these shortcomings could be overcome.

The main goals of this paper are to:

1. Summarize the state-of-the-art in cyber-physical security of DERs;
2. Systematically list main vulnerability points to which DERs are exposed due to various types of cyber-attacks and their consequences on the reliability of Smart Grids; and
3. Propose a new avenue of research in applying a Digital Twin technology in developing tools for real-time detection, attenuation, and prevention of cyber-attacks in DERs.

After the Introduction, the rest of the paper is organized as follows. In Section II we briefly explain various DER technologies and types, as well as different communication channels through which utility control centers communicate with

DERs. We also identify the main points of attacks to which these communication channels are exposed. In Section III, we summarize the state-of-the-art in cyber-physical security of DERs, where we classify different types of cyber-attacks by the identified vulnerability points, as well as their consequences to the reliability of Smart Grids. In Section IV, we present our idea of applying a Digital Twin technology as a tool for distribution system operators (DSOs) and grid engineers, to detect, attenuate, and prevent malicious cyber-attacks in DERs. The paper is concluded in Section V.

II DER TYPES AND COMMUNICATION INFRASTRUCTURE

A term DER can relate to various types of devices. First, every type of distributed generation (DG), such as solar panels, wind turbines, small hydro power plants, and combined heat and power (CHP) units, when connected to the distribution grid, are DERs. Further, different types of energy storage systems, such as batteries or flywheels, when connected to the distribution grid, are also DERs. Moreover, from a distribution system operator's (DSO's) perspective, electrical vehicles (EVs) and EV charging

stations are DERs as well. In addition, increasing number of scholars, researchers, and industry experts consider demand response (DR) and Energy Efficiency (EE) programs as DERs [2]. Thus, as various novel and very different types of resources, with a completely different nature are considered DERs, they impose new challenges to which DSOs are not accustomed [2, 3].

Besides their widely different nature, DERs can also be divided to front-of-the-meter (FTM) and behind-the-meter (BTM) assets, which further dictates communication channels between a utility's control center and DERs. FTM DERs are mostly larger devices, ranging from several hundred kilowatts up to several megawatts, and in most cases are wired by SCADA systems. On the other hand, BTM DERs are small-scale devices (rooftop solar PVs, household batteries, EV chargers, etc.), which are not wired by SCADA and with which, in most cases, utilities communicate through 3rd party DER Aggregators using various internet protocols [2]. High level communication between a utility control center and various DER types, with identified points of possible cyber-attacks, are depicted in Fig. 2.

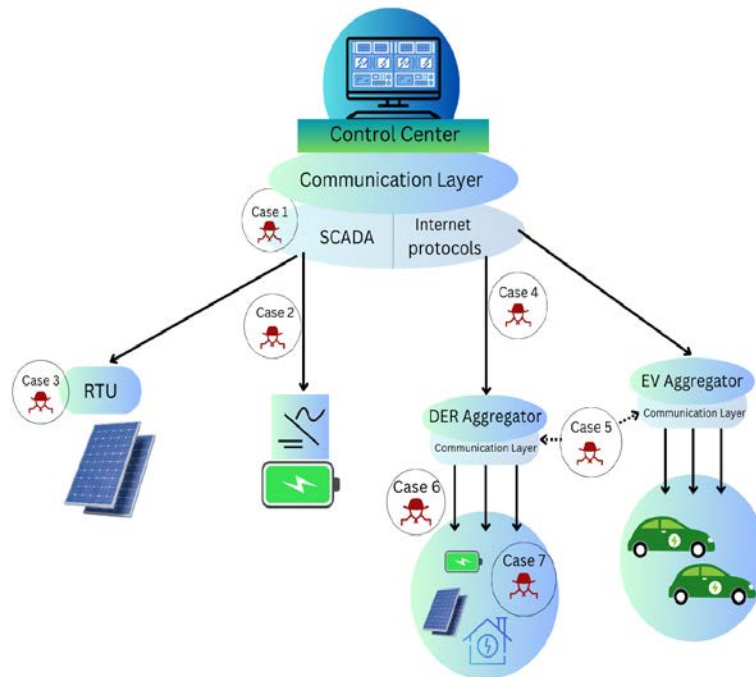


Figure 2. High Level Communication Between a Utility and DERs with Identified Points of Cyber-Attacks

As can be seen from Fig. 2, due to a very complex communication system between the utility control center and various DERs, multiple potential vulnerabilities to malicious cyber-attacks are identified. We classify them as follows:

- Case 1: Attackers gain access to the entire SCADA system or other communication systems inside the utility's control center,
- Case 2: Attackers interrupt communication network between SCADA and a FTM DER,
- Case 3: Attackers gain access to a FTM DER's remote terminal unit (RTU) or smart inverter,

- Case 4: Attackers interrupt communication network between a utility and a DER Aggregator,
- Case 5: Attackers gain access to a DER Aggregator's communication system,
- Case 6: Attackers interrupt communication network between a DER Aggregator and a BTM DER's smart inverter,
- Case 7: Attackers gain access to a BTM DER's local energy management system.

Following the identified cases of cyber-attacks on DERs, in the next section we discuss state-of-the-art in cyber-physical security

of DERs, summarizing various types of cyber-attacks, as well as how each of the identified attacks affects the security and reliability of DERs.

III STATE OF THE ART IN CYBER-PHYSICAL SECURITY OF DER

A recent report by The US Department of Energy (DOE) [6], provides recommendations to integrate best practices for cybersecurity of Smart Grids, such as multi factor authentication, and encryption to enforce a zero-trust model. The report insists on the importance to implement the existing and standardized protocols for a secure communication with DERs. The authors claim that standardizing and adopting standardized protocols for communicating with DERs is of utmost importance, as the current situation with multiple vendors using a wide range of different protocols is not sustainable, as it is highly vulnerable to cyber-attacks. Besides direct communication with DERs, standardizing the communication protocols between the control center and DER aggregators is of a significant importance for the security and reliability of Smart Grids [2, 6]. The authors conclude that a key to develop and implement a robust cybersecurity communication standard for DERs is the involvement of industry, and leveraging the industrial experience in feasible implementation [6]. Further, it is important to take into consideration the geographical position of DERs when it comes to cybersecurity [7, 8]. Geographical and topological factors can influence the physical resiliency of DERs inside a distribution grid and/or microgrids, so besides the communication infrastructure, at remote locations, special care should be taken to physically securing DERs. J. Qi et al. detected challenges that increase the possibility of an attack, by increasing the number of smart inverters and battery controllers, spreading over many locations at different consumers [9]. These issues are mostly pronounced for BTM DERs that can be spread all over the grid [7-9].

The security in critical infrastructure (SCADA, ADMS, and/or DERMS) is the most critical case of attacks on DERs. For this case, it is important to adopt Intrusion Detection Systems (IDS). The modeling of IDSs becomes difficult with evolving of a critical infrastructure [10]. The IDSs can be divided into two categories: the first one is based on detecting known attacks and it is known as signature-based, while the second one relies on capturing deviation and detecting unknown attacks. The second category is known as anomaly-based. A. Khraisat et al. provide a review of emerging IDSs as well as an overview of datasets that are commonly used for developing the IDSs [10]. S. Ma et al. propose a Programmable Intrusion Detection method that relies on anomaly-based IDS, able to detect only known attacks [11]. J. T. Johnson et al. identify two-level vulnerabilities (device and cyber levels), such as poor firewall configuration and malicious firmware update, supply chain, weak encryption, etc. [12]. They presented an experiment for a hybrid IDS for DERs and concluded that a chance of detecting attacks increases when physical and cyber data are analyzed at the same time.

J. Qi et al. propose an attack-resilience framework for protecting power grid infrastructure from malicious cyber-attacks [13]. It is designed for cyber, physical, and utility layers, focusing on grid's reliability and stability. They provide a comprehensive summary of DER system architecture and divide it into four domains: DER

devices and controllers (our Cases 3, 6, and 7, from the previous Section), distribution utility communication and control (Cases 1, 2, and 4), third parties (Case 5), and transmission operations (not in scope of this paper). The authors detect actors, interactions, and vulnerable points in every domain with an overview of frameworks and potential attacks, and conclude that the attacks on transmission and distribution communication infrastructure is the most critical (Case 1), followed by attacks on large-scale DERs (Cases 2 and 4). R. S. de Carvalho et al. summarize the most common types of attacks on DER communication infrastructure, which are: Man-in-the-middle, Replay, Eavesdropping, Spoofing, Denial of Service (DoS), and Brute force credentials [14]. The most commonly used protocols for communication with DERs, which are mostly vulnerable to these attacks are Modbus, DNP3, and SEP2. The authors conclude that Modbus and DNP3 are susceptible to all of the identified attacks, while the SEP2 is resilient to all of the attacks except the DoS and brute force credentials, as it implements cryptography. They conclude that the most dangerous class of attacks, which are also the hardest to detect, are all the attacks that implement False Data Injection Attack (FDIA) logic [14].

The FDIA, when combined with Replay attack, is extremely hard to detect as the operator in the control room is fed by the logically expected data, but recorded from some of the previous days or, for example, the same day from the previous week. Thus, if not timely detected, it can easily mislead the operator's awareness of the grid conditions. The consequences of this kind of an attack, especially directly to the control room (Case 1), can be disastrous, as it can lead to cascade tripping of protection equipment and consequently to blackouts of huge portions of an electrical grid [14]. G. Liang et al. provide a state-of-the-art summary of FDIA attacks on Smart Grids. The authors categorize research of FDIAs as theoretical, defensive, and application research. Like in [14], the authors conclude that FDIAs can have a disastrous impact on the Smart Grid, by disrupting the entire grid, potentially causing blackouts of huge amounts of customers.

Most of the papers in the available literature that deal with FDIAs start with the assumption that attackers know everything about the system. However, M. A. Rahman et al. present a realistic FDIA case, where attackers do not have all the information regarding the values of all the grid elements [16]. They further compare the influence on the grid, depending on the level of information about the grid elements that the attackers have. The authors conclude that an attack can be successful with the large impact on the grid reliability, if the attacker has the knowledge of admittance values for just a several lines. Thus, a comprehensive tool for detecting and attenuating attacks in real time is critically needed [17]. In the following, we summarize the existing tools for detecting and/or preventing cyber-attacks on DER infrastructure, categorizing these tools per the seven cases of cyber-attacks, identified in the previous section.

IIIA Existing Solutions to Cyber-Attacks on DER Infrastructure

M. Ganjkhani et al. propose an algorithm for detecting FDIAs that is based on a data centric paradigm [18]. This paradigm analyzes FDIAs focusing on data in physical and cyber layers with the goal of integrating these two layers. The proposed

algorithm is based on the margin setting for mitigating FDIAs. The algorithm deals with detecting FDIAs that occur in a direct communication with DERs, regardless of their sizes (Cases 2, 6, and 7). The authors discuss that the consequences of attackers interrupting the communication between the control center and large-scale DER (Case 2) can be serious, whereas Cases 6 and 7 are of a milder nature. Y. Huang et al. propose a real-time algorithm for detecting FDIAs in a direct communication with DERs [19]. The proposed algorithm has an advantage over the classical detection test as it can handle unknown parameters and process multiple measurements simultaneously, thus detecting multiple simultaneous attacks. These algorithms do not deal with attackers gaining access to the communication infrastructure inside the control room (Case 1).

Y. Li et al. provide an overview of different types of attacks on a device level [20]. The authors analyze attacks on a communication between the control center and a smart inverter on large-scale DERs (Case 2). Two types of attack are detected: 1) measurement-based attacks with a goal to change measurements and influence decisions that are made in the control center, and 2) command-based attacks that have a goal to block commands from the control center to the inverter. The authors conclude that both types of attacks, when successfully performed on large-scale DERs, can have serious consequences as the operator can be misled by false data, or a DER can be shut down without an actual need, leaving large portions of the grid (fed by a compromised DER) without power.

A. Majumdar et al. propose a centralized volt-var optimization (VVO), that considers a possibility of malicious attacks on DER monitoring and control processes [21]. The proposed VVO algorithm considers attacks on various levels of the distribution system, such as gaining access to SCADA (Case 1), interrupting communication between the control center and large-scale DERs (Case 2), and gaining access to a DER's RTU (Case 3). The authors propose two solutions for mitigating compromised data in VVO, the first being based on local voltage regulation controller set-points, and the other employing historical data and forecast information. The authors show that the proposed solutions successfully detect compromised data in VVO applications, improving the accuracy of voltage optimization in DERs.

N. Duan et al. analyze the impact of cybersecurity attacks on DERMS (Case 1) [22]. Two types of scenarios are presented. The first type sets malicious configuration on the DERMS that results in all the DERs being shut down. The second type is an embedded malicious code that disconnects DERs and disables them from receiving additional instruction serially and concurrently. Both of these types have two scenarios considering if an inverter is implemented with a delay or not. The authors conclude that these kinds of attacks (when attackers gain access to an entire DER management platform) are the most severe to the reliability of the Smart Grid, while regarding the two cases that they have analyzed, a larger impact on the system is when a delay on inverters is not implemented. The authors propose a co-simulation platform for analyzing the impact of cyber-attacks on DERMS, but do not propose a solution for detecting and attenuating attacks.

In [23-25], the authors use a hardware-in-the-loop (HIL) technology, as a platform to analyze consequences of potential cyber-attacks on DERs. J. Choi et al. propose a HIL testbed for testing cyber-attacks on power electronic devices [23]. Simulated attacks are based on exploiting vulnerabilities in the system including insecure network protocols and firmware updates. The testbed consists of a real-time system simulator with multiple solar inverters, using real-life communication protocols and cloud servers, simulating attacks between a DER Aggregator and the control center (Case 4). Two types of cyber-attacks are tested: an FDIA attack by modifying communication and a Packer Drop DoS attack. The FDIA attack is the most dangerous and if a compromised DER Aggregator consists of a large amount of small-scale DERs, a successful attack can have serious consequences to the reliability of the grid. J. Zhang et al. propose a HIL testbed that is built to simulate the harmonics of power electronic converters for cyber-physical security of inverter-based PV farms [24]. The authors observe three types of attacks on PV inverters: FDIA, Replay attack, and Delay attack. The authors consider that attackers gain access to inverter's controllers (Cases 3 and 7). Based on multiple performed simulations, the authors conclude that FDIA and Replay attacks, on large-scale DER (Case 3) may cause a blackout of a large DER, leaving multiple customers without power. J. Han et al. introduce a real-time simulation and HIL testing platform that is specifically designed for prototyping, demonstrating, and testing digital twins of DERs [25]. The authors show that the HIL can be successfully used as a real-time digital twin for DERs, providing accurate responses, indistinguishable from real DERs in the field.

N. Zivkovic et al. assume that attackers gain access to SCADA (Case 1) or an RTU (Case 3), or interrupt communication between SCADA and RTU (Case 2) [26]. The authors propose an algorithm to detect an FDIA attack, based on Kalman filter. The proposed algorithm relies on forecast results and the authors show that it is capable to detect false positives and to identify FDIA inside the control center. The proposed algorithm is meant to be used in a conjunction with the state estimation application, as a pre-step to filter bad data from malicious sources. However, [26] deals with transmission networks and the energy management system (EMS) inside the transmission system operator's control center. As the communication infrastructure and communication protocols used for transmission networks are different than the ones used in distribution grids for communication with DERs, the proposed algorithm may not be applicable for DERs.

IIIB Classification of Different Types of Cyber-Attacks on DERs

Based on a presented literature review, in Table 1 we classify the identified seven cases of cyber-attacks on DERs, per the severity and consequences on the reliability of Smart Grids.

As can be seen from Table 1, the most critical case is Case 1, followed immediately by Cases 2 and 4. The severity of Cases 3 and 5 depend on the size and energy supplied by a single large-scale DER and/or a group of smaller DERs being compromised. Finally, Cases 6 and 7 are mild, as their consequences are limited to a single customer on a low voltage grid.

Consequences of successfully performed attacks marked by Cases 1, 2, and 4 can be disastrous to the reliability of the entire Smart Grid, and thus a significant effort needs to be employed to develop proper tools for detecting and attenuating these attacks.

However, as can be seen from the literature review in this section, most of the authors so far focused on developing methodologies for detecting and/or blocking a single type of an attack, or on developing platforms for offline analysis of the consequences that potential cyber-attacks have on the reliability of DERs. There is a very limited set of proposed tools that would enable DSOs and grid engineers to detect, attenuate, and prevent any kind of a cyber-attack, for the most severe points of attack (Cases 1, 2, and 4 above), in real-time. Therefore, we are proposing a new avenue of research, in which we use a Digital Twin technology to develop a real-time tool for DSOs and grid engineers, that would help them to detect, attenuate, and prevent critical cyber-attacks that cause severe consequences to the Smart Grid's reliability. Our ideas are set forth in Section IV.

Table 1. Severity and Consequences of Various Cyber-Attacks on DERs

Severity	Cases	Consequences
Highly severe	1	Operator completely loses awareness of the conditions in the grid; Highly likely to cause maloperation of the control and protection equipment; Highly possible to cause blackouts of an entire distribution grid or of large parts of the grid by causing unwanted tripping of main protective devices.
Severe	2, 4	Likely to cause tripping of a group of DERs; Likely to cause a blackout of a large part of the grid supplied by compromised large DERs and/or group of smaller DERs; May cause undesired topology changes and transferring a compromised group of DERs to neighboring substations without an actual need; May cause overloads, voltage problems, and/or reverse power flows on neighboring substations.
Medium	3, 5	Likely to cause tripping of one large DER or a group of smaller DERs; Likely to cause a blackout of a smaller part of the grid supplied by a compromised DER; May cause undesired topology changes and transferring a compromised DER to neighboring feeders without an actual need; May cause overloads, voltage problems, and/or reverse power flows on neighboring feeders.
Mild	6, 7	Likely to cause loss of communication with a single BTM DER; Likely to cause loss of awareness of a small part of low voltage grid; May cause a blackout of a single low voltage customer.

IV DIGITAL TWINS FOR CYBER-PHYSICAL SECURITY OF DER

To develop a comprehensive solution for DSOs and grid engineers in the utility control centers to detect, attenuate, and prevent the most critical cyber-attacks on DERs (Cases 1, 2, and 4), we are proposing a novel tool based on a Digital Twin technology. Digital Twin is a commonly used tool in domains such as the IT [27], automotive [28], aerospace [29], and manufacturing [30], as well as in Power System industry, such as for testing new devices [31] and setting and coordination of the protective devices [32]. However, as per our knowledge, Digital Twin technology has not been thoroughly used for cyber-physical security of DERs. We see a significant opportunity in leveraging communication and IT infrastructure, as well as hardware-in-the-loop (HIL) technology. Thus, we are developing a comprehensive Digital Twin aimed for DSOs and grid engineers, for detecting, attenuating, and preventing cyber-attacks in DERs.

IVA Our Solution

Our solution is based on replicating the actual field with physical DER devices, into a Digital Twin environment using the HIL advancements. Further, we propose to connect the developed DT to actual DERs in the field, through industrial internet protocols for collecting real-time measurements. Furthermore, we are developing a State Estimation application that estimates the state in the field in real-time based on collected measurements, and provides a faithful replica of DER conditions in the field. Finally, our DT will be directly connected with the utility control center, which will consequently be able to provide means for DSOs and grid engineers to automatically compare the grid state as shown in their grid management software solutions, such as ADMS or DERMS, with the developed DT. Thus, if the data exchange between the utility control center and the field becomes compromised, or if attackers gain access to the entire SCADA system in the utility's control center, attacks will be detected through a discrepancy between the actual state as replicated by the DT and the false state of the grid conditions, calculated based on the compromised data in the control center. A high-level depiction of this idea is presented in Fig. 3.

To develop the proposed DT, we have used hardware-in-the-loop setup, depicted in Fig. 4. This setup consists of the HIL device marked with ① and the HIL software marked with ②. The HIL has its own library, with highly accurate models of all types of DERs on both levels (electrical part and signal processing part), marked with ③ in Fig. 4. Signal processing part of DERs' models from the HIL setup's software library can provide exactly the same response with the response obtained from real controller which can be connected to the HIL [32]. Thus, this HIL environment serves as a basis for our DT.

Further, we have developed a small 11-bus testbed microgrid in the HIL, that consists of different DER types and loads, as depicted in Fig. 5.

The testbed is currently being tested and thus far, it has provided satisfactory results, regarding the ability to accurately calculate conditions inside the microgrid, for different levels of load and DER production.

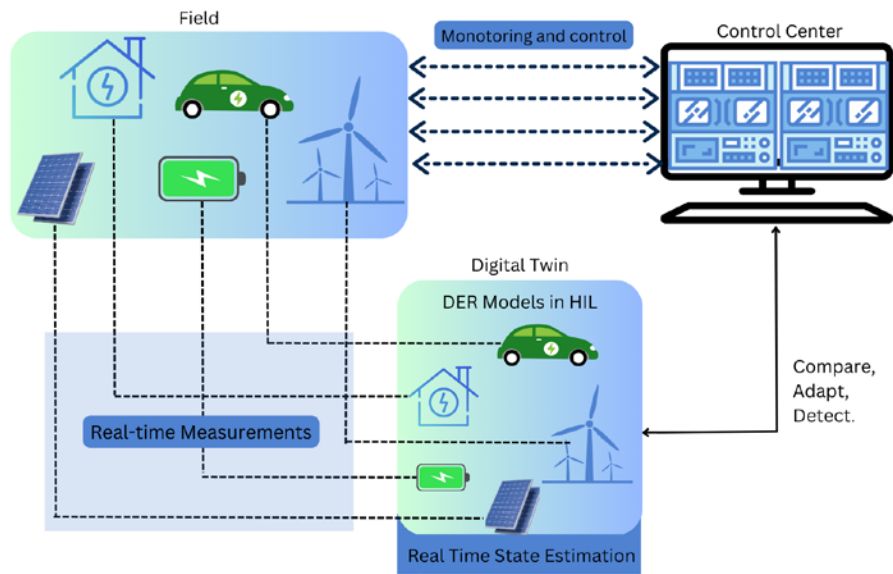


Figure 3. High Level Architecture of the Proposed Digital Twin for Cyber-Physical DER

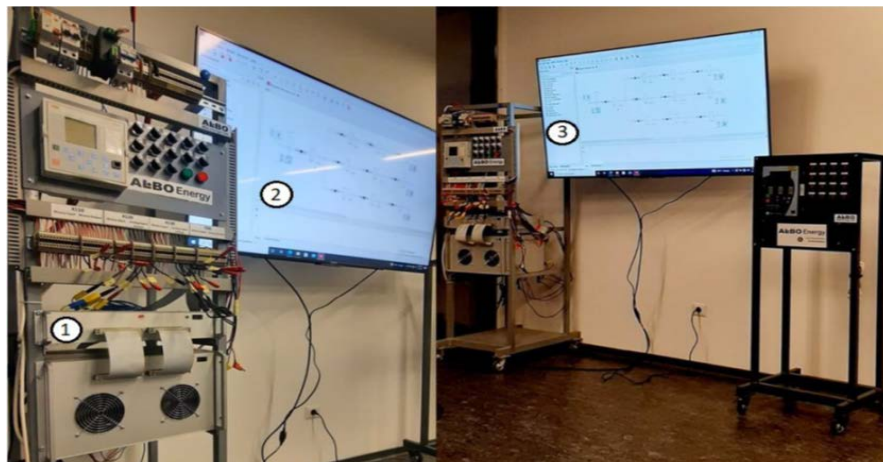


Figure 4. The HIL Setup for the Proposed DT

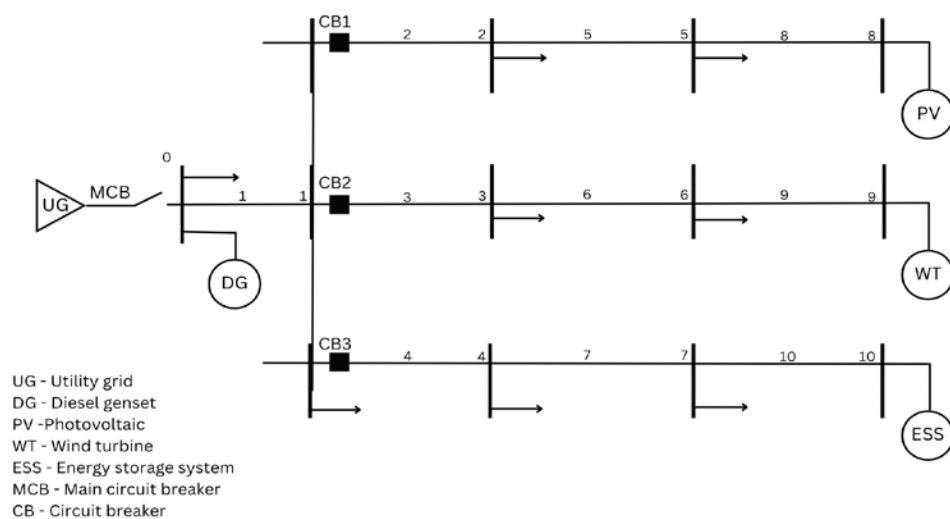


Figure 5. Microgrid Testbed

IVB Future Work

The next phases of this research will be oriented towards the following five directions:

1. Developing highly accurate models for all DER types and technologies, and connecting actual physical controllers to these models, in order to completely emulate DER behavior in our Digital Twin environment.
2. Developing a real-time State Estimation application, able to accurately estimate the conditions in the Smart Grid, based on a limited set of data coming from the field. Note that this is a challenging task, as the available set of measurement in distribution grids is much less than in traditional transmission networks, and novel algorithms are required [33].
3. Applying the State Estimation application on the Digital Twin in the HIL.
4. Connecting a developed Digital Twin to the field devices as well as to a DER Management software in the utility control center, as in Fig. 3.
5. Applying various cases of cyber-attacks on DERs and testing a developed Digital Twin for its ability to detect, attenuate and prevent malicious attacks.

In addition, we will evolve the degrees of Digital Twin evolution as follows [27]:

- Separate entities, serving as a replica of the grid state,
- Integrated with the physical instance, sharing some parts of the state,
- Coordinated with the physical instance, where some actions could be executed on either instance,
- Distributed system comprised of many instances of DERs and DT.

There are also different degrees of how tightly closed loops between digital and physical twins are, they could be synchronized upon events, or with different time periods. Depending on the time scale of the coupleness, there are different degrees of timeliness of the actions that could be undertaken.

Moreover, there are many techniques from IT that could be applied to DT in support of DERs. Applying AI techniques at the edge (DER) to reduce the amount of the state brought from PT to DT and at the DT for anomaly detection, is another direction of our future research.

In addition, some other IT techniques could be applied, such as root of trust at the DER and end-to-end supply chain management to make sure that all DERs and prevent compromises by deploying modified DERs.

Finally zones of trust could be introduced to delineate most critical equipment from those deployed at the very edge that may not be trusted at all.

V CONCLUSION

In this paper, we summarized the state-of-the-art in the cyber-physical security of DERs. We identified the main points of cyber-attacks on DERs, and based on the available literature sorted different cyber-attacks per their severity on the reliability of Smart Grids. We have concluded that direct attacks on the

communication infrastructure inside a utility's control center (Case 1) is the most severe attack, followed immediately by attacks on the communication channels between a utility and FTM DERs and/or DER Aggregators (Cases 2 and 4). Regarding types of cyber-attacks, FDIAs combined with Replay attacks are the most dangerous, as these attacks may completely mislead the operator, causing unnecessary tripping of protective equipment and blackouts to large portions of the grid. Finally, we presented our idea of Digital Twin technology as a tool for distribution system operators and grid engineers, to detect, attenuate, and prevent malicious cyber-attacks, in real-time. The future directions of this research will be oriented towards actually developing the proposed Digital Twin, connecting it to DERs in the field, and to the DER management software inside a utility's control center, and implementing various types of attacks, to test and validate the applicability of the proposed tool.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Stevenson, W., Grainger, J. *Power System Analysis*. McGraw-Hill Education, 1994.
- [2] Strezoski, L. Distributed energy resource management systems— DERMS : State of the art and how to move forward, WIREs Energy and Environment, Vol. 12, No. 1, e460, 2023. <https://doi.org/10.1002/wene.460>
- [3] Strezoski, L., Padullaparti, H., Ding, F., Baggu, M. Integration of Utility Distributed Energy Resource Management System and Aggregators for Evolving Distribution System Operators, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, Vol. 10, No. 2, pp. 277-285, 2022, <https://doi.org/10.35833/MPCE.2021.000667>
- [4] Li, Y., Yan, J. Cybersecurity of Smart Inverters in the Smart Grid: A Survey, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 38, No. 2, pp. 2364-2383, 2023. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2022.3206239>
- [5] Liang, G., Weller, S. R., Zhao, J., Luo, F., Dong, Z. Y. The 2015 Ukraine Blackout: Implications for False Data Injection Attacks, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 32, No. 4, pp. 3317-3318, 2017. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2631891>
- [6] Cybersecurity Considerations for Distributed Energy Resources on the U.S. Electric Grid . <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-10/Cybersecurity%20Considerations%20for%20Distributed%20Energy%20Resources%20on%20the%20U.S.%20Electric%20Grid.pdf> [pristupljeno 15.05.2023]
- [7] Gan, H., Zhang, J., Wang, J., Hou, D., Jiang, Y., Gao, D.W. Cyber Physical Grid-Interactive Distributed Energy Resources Control for VPP Dispatch and Regulation, in Proc. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Espoo, Finland, pp. 1-5, 18-21 October 2021. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640131>
- [8] Sarker, P. S., Venkataraman, V., Cardenas, D. S., Srivastava, A., Hahn, A., Miller, B. Cyber-Physical Security and Resiliency Analysis Testbed for Critical Microgrids with IEEE 2030.5, in Proc. *2020 8th Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems*, Sydney, NSW, Australia, pp. 1-6, 21st April 2020. <https://doi.org/10.1109/MSCPES49613.2020.9133689>
- [9] Qi, J., Hahn, A., Xiaonan, L., Jianhui, W., Chen-Ching, L. Cybersecurity for Distributed Energy Resources and Smart Inverters, IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications, Vol. 1, No. 1, pp. 28-39, 2016. <https://doi.org/10.1049/iet-cps.2016.0018>
- [10] Khraisat, A., Gondal, I., Vamplew, P., Kamruzzaman, J. Survey of intrusion detection systems: techniques, datasets and challenges, Cybersecurity, Vol. 2, No. 1, 2019. <https://doi.org/10.1186/s42400-019-0038-7>
- [11] Ma, S., Li, Y., Du, L., Wu, J., Zhou, Y., Zhang, Y., Xu, T. Programmable intrusion detection for distributed energy resources in cyber-physical networked microgrids, Applied Energy, Vol. 306, Part B, 118056, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118056>
- [12] Johnson, J. T. *Cybersecurity for DERMS*, United States, 2019. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1645242>
- [13] Qi, J., Hahn, A., Lu, X., Wang, J., Liu, C.-C. Cybersecurity for distributed

- energy resources and smart inverters, *IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications*, Vol. 1, No. 1, pp. 28-39, 2016. <https://doi.org/10.1049/iet-cps.2016.0018>
- [14] de Carvalho, R. S., Saleem, D. Recommended Functionalities for Improving Cybersecurity of Distributed Energy Resources, in *Proc. 2019 Resilience Week (RWS)*, San Antonio, TX, USA, 2019, pp. 226-231, 4-7 November 2019. <https://doi.org/10.1109/RWS47064.2019.8972000>
- [15] 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>
- [16] Rahman, M.A., Mohsenian-Rad, H. False data injection attacks with incomplete information against smart power grids, in *Proc. 2012 IEEE Global Communications Conference (GLOBECOM)*, Anaheim, CA, USA, pp. 3153-3158, 3-7 December 2012. <https://doi.org/10.1109/GLOCOM.2012.6503599>
- [17] Sundararajan, A., Chavan, A., Saleem, D., Sarwat, A. A Survey of Protocol-Level Challenges and Solutions for Distributed Energy Resource Cyber-Physical Security, *Energies*, Vol. 11, No. 9, pp. 2360, 2018. <https://doi.org/10.3390/en11092360>
- [18] Ganjkhani, M., Fallah, S.N., Badakhshan, S., Shamshirband, S., Chau, K. A Novel Detection Algorithm to Identify False Data Injection Attacks on Power System State Estimation, *Energies*, Vol. 12, No. 11, pp. 2209, 2019. <https://doi.org/10.3390/en12112209>
- [19] Huang, Y., Tang, J., Cheng, Y., Li, H., Campbell, K.A., Han, Z. Real-Time Detection of False Data Injection in Smart Grid Networks: An Adaptive CUSUM Method and Analysis, *IEEE Systems Journal*, Vol. 10, No. 2, pp. 532-543, 2016. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2014.2323266>
- [20] Li, Y., Yan, J. Cybersecurity of Smart Inverters in the Smart Grid: A Survey, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 38, No. 2, pp. 2364-2383, 2023. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2022.3206239>
- [21] Majumdar, A., Agalgaonkar, Y.P., Pal, B.C., Gottschalg, R. Centralized Volt-Var Optimization Strategy Considering Malicious Attack on Distributed Energy Resources Control, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 9, No. 1, pp. 148-156, 2018. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2706965>
- [22] Duan, N., Yee, N., Salazar, B., Joo, J. -Y., Stewart, E., Cortez, E. Cybersecurity Analysis of Distribution Grid Operation with Distributed Energy Resources via Co-Simulation, in *Proc. 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Montreal, QC, Canada, pp. 1-5, 2-06 August 2020. <https://doi.org/10.1109/PESGM41954.2020.9281757>
- [23] Choi, J., Narayanasamy, D., Ahn, B., Ahmad, S., Zeng, J., Kim, T. A Real-Time Hardware-in-the-Loop (HIL) Cybersecurity Testbed for Power Electronics Devices and Systems in Cyber-Physical Environments, in *Proc. 2021 IEEE 12th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Chicago, IL, USA, pp. 1-5, 28 June -1 July 2021. <https://doi.org/10.1109/PEDG51384.2021.9494202>
- [24] Zhang, J., Guo, L., Ye, J. Hardware-in-the-Loop Testbed for Cyber-Physical Security of Photovoltaic Farms, in *Proc. 2021 IEEE 12th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Chicago, IL, USA, pp. 1-7, 28 June - 01 July 2021. <https://doi.org/10.1109/PEDG51384.2021.9494258>
- [25] Han, J., Hong, Q., Feng, Z., Syed, M., Burt, G., Booth, C. Design and Implementation of a Real-Time Hardware-in-the-Loop Platform for Prototyping and Testing Digital Twins of Distributed Energy Resources, *Energies*, Vol. 15, No. 18, pp. 6629, 2022. <https://doi.org/10.3390/en15186629>
- [26] Živković, N., Sarić A.T., Detection of false data injection attacks using unscented Kalman filter, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Vol. 6, No. 5, pp. 847-859, 2018. <https://doi.org/10.1007/s40565-018-0413-5>
- [27] Faraboschi, P., Frachtenberg, E., Laplante, P., Milojevic, D., Saracco, R. Digital Transformation: Lights and Shadows, *Computer*, Vol. 56, No. 4, pp. 123-130, 2023. <https://doi.org/10.1109/MC.2023.3241726>
- [28] Damjanovic-Behrendt, V. A Digital Twin-based Privacy Enhancement Mechanism for the Automotive Industry, in *Proc. 2018 International Conference on Intelligent Systems (IS)*, Funchal, Portugal, pp. 272-279, 25-27 September 2018. <https://doi.org/10.1109/IS.2018.8710526>
- [29] Li, L., Aslam, S., Wileman, A., Perinpanayagam, S. Digital Twin in Aerospace Industry: A Gentle Introduction, *IEEE Access*, Vol. 10, pp. 9543-9562, 2022. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3136458>
- [30] Wang, Y., Kang, X., Chen, Z. A Survey of Digital Twin Techniques in Smart Manufacturing and Management of Energy Applications, *Green Energy and Intelligent Transportation*, Vol. 1, No. 2, 100014, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.geits.2022.100014>
- [31] Dufour, C., Soghomonian, Z., Li, W. Hardware-in-the-Loop Testing of Modern On-Board Power Systems Using Digital Twins, in *Proc. 2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, Amalfi, Italy, pp. 118-123, 20-22 June 2018. <https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2018.8445302>
- [32] Strezoski, L., Simic, N. Quantifying the Impact of Inverter-Based Distributed Energy Resource Modeling on Calculated Fault Current Flow in Microgrids, *International Journal of Electrical Energy & Power Systems*, Vol. 151, 109161, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109161>
- [33] Švenda, G., Strezoski, V., Kanjuh, S. Real-life distribution state estimation integrated in the distribution management system, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Vol 27, No 5, e2296, 2016. <https://doi.org/10.1002/etep.2296>
- [34] Bresniker, K., Gavrilovska, A., Holt, J., Milojevic, D., Tran, T. Grand challenge: applying artificial intelligence and machine learning to cybersecurity, *Computer*, Vol. 52, No. 12, pp. 45-52, 2019. <https://doi.org/10.1109/MC.2019.2942584>
- [35] Milojevic, D. The edge-to-cloud continuum, *Computer*, Vol. 53, No. 11, pp. 16-25, 2020. <https://doi.org/10.1109/MC.2020.3007297>

AUTORI/AUTHORS

Luka Strezoski, PhD, associate professor, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad, lukastrezoski@uns.ac.rs, ORCID [0000-0003-0109-4320](https://orcid.org/0000-0003-0109-4320)

Zorana Babic, MS, assistant, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad, zbabic@uns.ac.rs, ORCID [0000-0002-6453-3231](https://orcid.org/0000-0002-6453-3231)

Dejan Milojevic, PhD, Distinguished Technologist, Hewlett Packard Labs, Palo Alto, CA, dejan.milojevic@hpe.com, ORCID [0000-0001-9830-8588](https://orcid.org/0000-0001-9830-8588)

Idejno rešenje zelenog PV - vodonik kompleksa na postojećoj infrastrukturi termoelektrane „Morava“

Conceptual Solution of the Green PV - Hydrogen Complex on the Existing Infrastructure of the Thermal Power Plant “Morava”

Mina Dimić*, Željko Đurišić*, Perica Stančević**

* Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički Fakultet

** Go2Power Consulting

Rezime - U radu je predstavljen koncept zamene postojeće termoelektrane Morava sa postrojenjima za proizvodnju, skladištenje i sagorevanje zelenog vodonika. Postrojenja za proizvodnju vodonika bi se sastojala od elektrolizera i fotonaponske elektrane koja je planirana na postojećem pepelištu u okviru termoelektrane Morava. Sistemi za skladištenje vodonika i bi takođe bili u sklopu kompleksa postojeće termoelektrane. Proizvodnja električne energije bi se vršila u termoenergetskom postrojenju sa gasnom turbinom koja bi bila pogonjena mešavinom vodonika i prirodnog gasa, a koja bi bila izgrađena i priključena na elektroenergetski sistem na mestu postojećeg priključnog razvodnog postrojenja 110 kV. Bilo bi predviđeno i korišćenje toplotne energije koja bi služila za grejanje naselja u blizini termoelektrane. Ovakav kompleks bi omogućio da se postojeća infrastruktura termoelektrane “Morava” preorijentiše na proizvodnju upravljive zelene energije.

KLjučne reči - Solarna Elektrana, Termoelektrana “Morava”, Zeleni Vodonik, Zelena energija

Abstract - The paper presents the concept of replacing the existing thermal power plant Morava with facilities for the production, storage and combustion of green hydrogen. The facilities for the production of hydrogen would consist of an electrolyzer and a photovoltaic power plant, which is planned at the existing ash pit within the Morava thermal power plant. Hydrogen storage systems would also be part of the existing thermal power plant complex. The production of electricity would be carried out in a thermal power plant with a gas turbine powered by a mixture of hydrogen and natural gas, which would be built and connected to the power system at the site of the existing 110 kV substation. It would also be foreseen to use thermal energy that would serve for heating the households near the thermal power plant. Such a complex would enable the existing infrastructure of the Morava thermal power plant to be reoriented to the production of manageable green energy.

Index Terms - Solar power plant, “Morava” thermal power plant Green hydrogen, Green energy

I UVOD

Dekarbonizacija predstavlja ključni proces u srednjoročnom i dugoročnom planiranju proizvodnje električne energije u svetu. Sa ovim procesom je suočen veliki broj zemalja koje svoju proizvodnju električne energije baziraju na sagorevanju fosilnih goriva, pre svega lignita. Jedna od takvih zemalja je i Srbija. Trenutna proizvodnja električne energije u Srbiji se dominantno oslanja na lignit. U 2020. godini u Srbiji je preko 70% električne energije proizvedeno u termoelektranama na lignit. Postojeća struktura proizvodnje električne energije u Srbiji nije održiva iz više razloga, pre svega male rezerve uglja i njegov relativno loš kvalitet, dotrajale termoelektrane, povećano zagađenje životne sredine i sve izvesnije nametanje taksi za emisiju ugljen-dioksida. Srbija poseduje značajan potencijal za izgradnju obnovljivih izvora energije koji mogu nadomestiti proizvodnju postojećih termoelektrana [1].

Za integraciju ovakvih varijabilnih izvora neophodne su ogromni kapaciteti za skladištenje koji će obezbediti balansiranje i bilansiranje snaga proizvodnje i potrošnje. Gašenje termoelektrana dovodi do problema gubitka inercionih masa u sistemu [2], pa je potrebno voditi računa da u sistemu u svakom trenutku postoji dovoljna kinetička energija zamajnih masa. Izgradnja fotonaponskih elektrana stvara značajne tehničke probleme u prenosnom sistemu, pre svega zato što je prenosna mreža projektovana prema postojećim centralizovanim izvorima. Osim toga, prosečni faktor kapaciteta za solarne elektrane je 12 - 16% (u zavisnosti od tehnologije). Prosečni faktor kapaciteta termoelektrana u Srbiji u 2020. godini je bio 60%. Zaključuje se da bi zamena termoelektrana na ugalj sa fotonaponskim elektranama zahtevala izgradnju oko 4 - 5 puta veće instalisane snage u solarnim elektranama. Velika instalisana snaga novih izvora može stvarati udare na sistem pri sunčanim danima zbog velike jednovremenosti rada. Predikcija proizvodnje inetermitentnih izvora je značajna i zahteva relativno velike kapacitete sekundarne i tercijarne rezerve za njihov balansiranje, [3,4].

II IDEJNO REŠENJE ENERGETSKOG SOLAR -VODONIK KOMPLEKSA NA POSTOJEĆOJ INFRASTRUKTURI TERMoelektrane “MORAVA”

Kao optimalan kompromis između iznetih problema strateške

energetske nezavisnosti, pouzdanosti i sigurnosti napajanja konzuma, održavanja tehničkih performansi sistema i prihvatljivih investicija u prenosnu mrežu, u ovom radu je predložen koncept prevođenja termoelektrane na ugalj u gasnu termoelekttranu koja bi u početku sagorevala mešavinu zelenog vodonika i prirodnog gasa, a kasnije samo zeleni vodonik, [5,6].

Jedna od najvećih mana fotonaponskih elektrana jeste njihova relativno mala površinska gustina energije, jer zahtevaju pokrivanje velikih površina solarnim panelima. Radi minimizacije negativnih uticaja na životnu i socijalnu sredinu potrebno je fotonaponske elektrane graditi na devastiranim površinama na zemlji. Termoelektrane su kroz višedecenijsku eksploataciju uglja, odlaganje jalovine i pepela, stvorile ogromne površine uglavnom neplodnog i ruiniranog zemljišta. Osnovna ideja je da se na ovim površinama izgrade fotonaponske elektrane. U krugu postojećih termoelektrana bila bi izgrađena postrojenja za proizvodnju i skladištenje vodonika. Umesto kotlovskih postrojenja i parnih turbina bila bi izgrađena gasno-turbinska postrojenja koja bi sagorevala smešu vodonika i prirodnog gasa i pogonile postojeće generatore. Bitna karakteristika predloženog koncepta je da su zadržano postojeće priključno razvodno postrojenje, čime se zadržavaju i tokovi snaga u prenosnom sistemu.

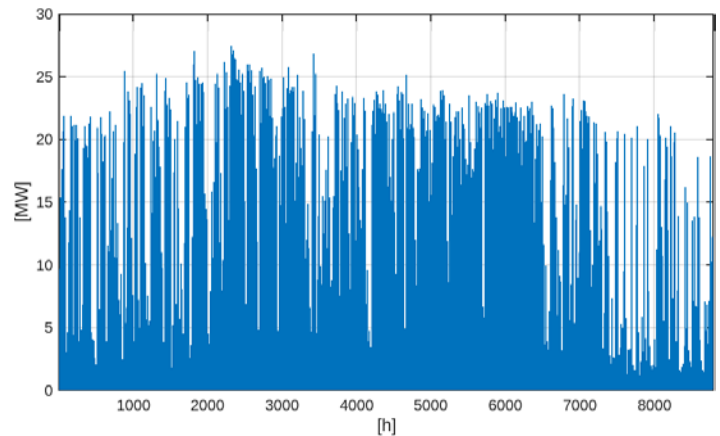
Solarna elektrana bi imala priključak direktno na prenosnu mrežu, u postojećim čvorištima termoelektrana, ali bi imala i priključak na sistem za proizvodnju vodonika. Sistem za skladištenje vodonika bi bio projektovan da vrši unutar dnevna i nedeljna balansiranje snaga u sistemu.

Ključni elementi predložene strategije su:

- izgradnja fotonaponskih panela na uzurpiranom zemljištu u okviru kompleksa termoelektrane,
- izgradnja sistema za proizvodnju zelenog vodonika na lokaciji termoelektrane,
- izgradnja sistema za lokalno kratkoročno skladištenje vodonika na lokaciji termoelektrane,
- izgradnja gasno-turbinskih postrojenja na lokaciji postojećeg bloka u termoelekttrani,
- korišćenje postojećih priključno-razvodnih postrojenja za priključenje energetskih kompleksa na prenosnu mrežu,
- izgradnja sistema za korišćenje otpadne toplotne energije za grejanje.

A. Solarna elektrana

Kako bi se što više neutralisao negativni uticaj na životnu sredinu za postavljanje solarnih panela odabrana je na površina pepelišta termoelektrane "Morava". Na osnovu [7] predviđena je solarna elektrana instalisane snage 30 MWp gde su paneli postavljeni kao što je prikazano u [7]. Smatrano je da su paneli monofacijali, južno orijentisani i fiksno postavljeni pod uglom od 31°. Procena godišnje proizvodnje solarne elektrane na datoj lokaciji pepelišta procenjena je pomoću alata PVGIS. Procena proizvodnje je urađena na osnovu vrednosti iz baze podataka solarne iradijacije PVGIS-SARAH2 za 2020. godinu. Na slici 1 je prikazana proizvodnja solarne elektrane instalisane snage 30MWp na satnom nivou za jednu godinu. Dobijena je ukupna godišnja proizvodnja od 38.828 GWh.



Slika 1. Proizvodnja solarne elektrane instalisane snage 30 MWp

B. Proizvodnja i skladištenje vodonika

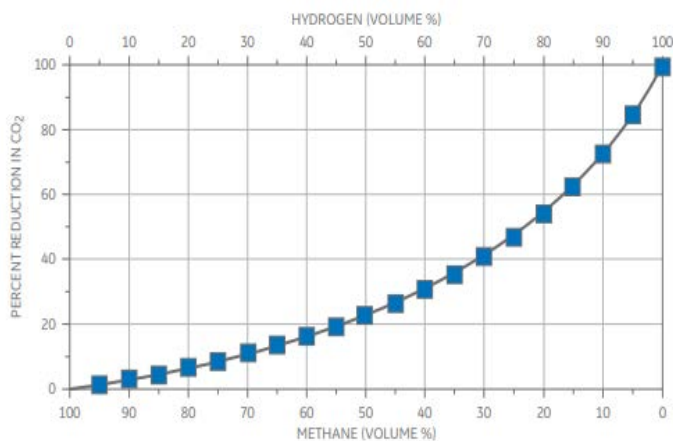
Za proizvodnju vodonika koristi se energija proizvedena iz solarne elektrane koja je locirana na pepelištu. Celokupan proizvedeni vodonik u toku godine biva iskorišćen u gasnoj elektrani. Elektroliza, odnosno proizvodnja vodonika u PLEXOS softveru modelovana je pomoću Power2X klase. Maksimalna snaga elektrolizera jednaka je instalisanoj snazi solarne elektrane i iznosi 30 MW. Kao što se vidi na slici 1, solarna elektrana uvek proizvodi manje od 30 MW što je posledica gubitaka u PV sistemu. Samim tim ni elektrolizer nikada neće dostići svoju maksimalnu snagu od 30 MW. Detaljnijim analizama gubitaka u PV sistemu može se postići smanjenje maksimalne snage elektrolizera, tako da se ne utiče na ukupni proizvedeni vodonik, a da se pri tome ostvari određena ušteda novca. Za efikasnost elektrolize uzeta je vrednost od 62%, iako su, već sada, komercijalno dostupni elektrolizeri efikasnosti i do 75%. Moderni elektrolizeri imaju definisan minimalan nivo opterećenja, koji se uglavnom iznosi oko 5% nominalne snage elektrolizera. Kako je solarna elektrana povezana samo na ulaz elektrolizera, u momentima niske proizvodnje električne energije, manje od 1,5 MW, usled pomenutog ograničenja minimalnog opterećenja elektrolizera došlo bi do restrikcije proizvodnje električne energije solarne elektrane. Kako bi se izbegao gubitak energije na ovaj način u ovom radu smatrano je da je minimalan nivo opterećenja 0%. Treba napomenuti da je, u opštem slučaju, ovaj kompleks zamišljen tako da solarna elektrana ima priključak i na mrežu, onda će pri maloj proizvodnji, nedovoljnoj za aktivaciju elektrolizera ta energija biti injektirana u mrežu. Alternativno, povezivanjem i elektrolizera direktno na mrežu može se postići da se u trenucima vršne proizvodnje svih solarnih elektrana u sistemu taj višak energije direktno injektira u elektrolizer i iskoristi za proizvodnju vodonika, kada je na primer, cena za izvoz električne energije niska. Vodonik bi bio skladišten kao gas pod pritiskom, što bi zbog njegove male gustine moglo dovesti do velikih dimenzija datog skladišta. U PLEXOS softveru maksimalni kapacitet skladištenog vodonika iznosi 5 TJ, što je ekvivalentno 1,46 GWh. U ovoj analizi zanemareni su gubici energije usled skladištenja vodonika.

C. Gasna elektrana

Sve više svetskih proizvođača počinje da razvija turbine koje mogu da sagorevaju mešavinu prirodnog gasa i vodonika. Cilj je da se udeo vodonika u mešavini koja se uvodi u gasnu turbinu vremenom povećava, dok se ne postigne potpuna nezavisnost ovog kompleksa od neobnovljivih izvora, kao što je prirodni gas. U ovom radu pretpostavljeno je da gasna elektrana može da radi samo u satima večernjeg maksimuma konzuma, između 17 i 23 h, kako bi se podmirila vršna potrošnja. Termoelektrana „Morava” je snage 125 MW. U cilju što boljeg iskorišćenja već postojeće infrastrukture predviđena je gasna turbina iste maksimalne snage. Minimalna snaga kojom turbina može da radi jeste 60 MW, dok je minimalno vreme koje turbina mora da bude u pogonu 3 h. Efikasnost gasne turbine izražena je preko toplotne brzine sagorevanja goriva iznosi 10.7 GJ/MWh. U procentima ova efikasnost iznosi 33,64%. U PLEXOS softveru je urađena analiza u dužini od jedne godine koja daje optimalan raspored rada gasne elektrane uzimajući u obzir proizvodnju vodonika elektrolizom vode korišćenjem električne energije proizvedene u solarnoj elektrani. Razmatrana su 3 scenarija sa različitim udelom vodonika u mešavini gasova.

Važno je istaći da će korišćenje 100% vodonika kao goriva za gasnu turbinu dovesti do značajnog smanjenja emisije ugljen-dioksida u odnosu na pogon na prirodni gas ili druga ugljovodonična goriva. U slučaju mešanja vodonika i prirodnog gasa količina smanjenja CO₂ biće funkcija procentualnog udela vodonika u gorivu. Procentat vodonika u mešavini gasa može se meriti na bazi zapremine, mase ili uložene toplotne. Postoji značajna razlika između ovih metoda zbog razlike u gustini energije vodonika na bazi mase i zapremine.

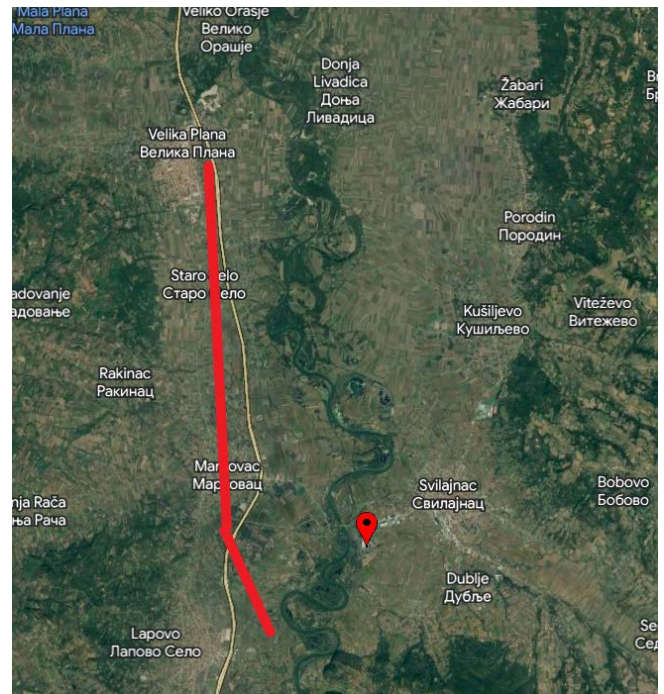
Tipično, tokovi gasa u turbinu se navode na zapreminskom nivou. Kako metan i vodonik imaju veoma različite gustine energije, to će dovesti do toga da će dodavanje malih količina vodonika gorivu (na zapreminskoj osnovi) imati manji uticaj na smanjenje emisije ugljen-dioksida [8,9]. Uzimajući to u obzir, može se definisati odnos količine vodonika u gorivu (po zapremini) i smanjenja emisije CO₂. Ova zavisnost, koja je očigledno nelinearna prikazana je na slici 2 [9].



Slika 2. Zavisnost smanjenja emisije CO₂ od količine vodonika u gorivu

D. Snabdevanje prirodnim gasom

Tranzicija sa neobnovljivih na obnovljive izvore je postepena. Dok se ne steknu uslovi da se gasna turbina pogoni isključivo zelenim vodonikom, turbini se mora omogućiti i dotok prirodnog gasa. Kako bi se gasnoj elektrani „Morava” mogao dopremati gas moralo bi se izvršiti priključenje elektrane na gasovod JP „Srbijagas”. Na slici 2 dat je deo mape gasovoda između Velike Plane i Lapova prikazan crvenom linijom, dok je lokacija peplišta TE „Morava” prikazana crvenom iglicom. Dakle, može se primetiti da je posmatrana lokacija veoma povoljna sa aspekta blizine trase gasovoda. U softver PLEXOS cena prirodnog gasa se uvodi kao ulazni parametar i u ovom radu ona iznosi 5\$/GJ.



Slika 3. Mapa dela gasovoda između Velike Plane i Lapova

E. Priključno-razvodna postrojenja

Termoelektrana „Morava” locirana je na desnoj obali Velike Morave, na 2,8 km od mesta Svilažnac. Ovu lokaciju je uslovio najpovoljniji položaj za dopremu otpadnog uglja iz okolnih rudnika, kao i blizina reke Morave iz koje se koristi voda za potrebe rashladnog sistema termoelektrane. S obzirom da lokacija elektrane neće biti promenjena biće zadržan priključak na postojeće razvodno postrojenje 110kV. Na ovaj način obezbeđuje se značajna ušteda novca.

F. Upotreba otpadne toplotne energije

Sagorevanjem mešavine gasova u gasnoj turbini stvara se velika količina otpadne toplotne energije. Kako bi se poboljšala efikasnost ovakvog postrojenja i postigla što bolja ekonomska isplativost planirano je iskorišćenje ove toplotne energije za zagrevanje domaćinstava grada Svilažnca. Uzimajući u obzir efikasnost gasne turbine, 66,36% uložene energije biće pretvoreno u toplotu. Potrebe za toplotnom energijom zavise od upotrebe sanitarne tople vode i energije potrebne za grejanje domaćinstva. U ovom radu biće dat prikaz dobijene otpadne toplotne energije koja kasnije može da se skladišti i iskoristi, ali neće biti prikazana detaljna analiza i proračun samog skladišta toplotne energije.

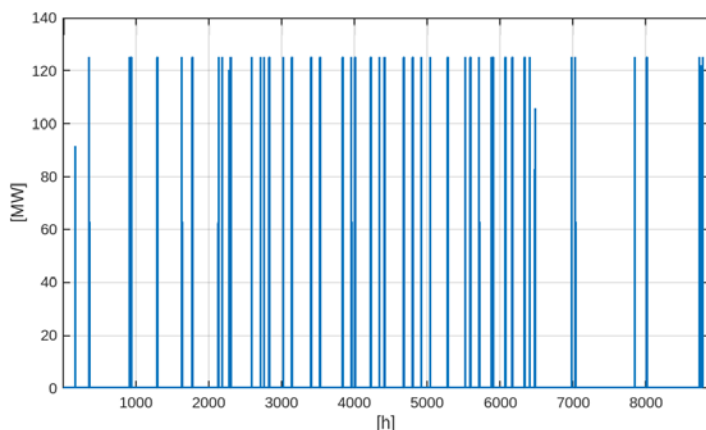
III REZULTATI SIMULACIJE

Simulacija je rađena u softveru PLEXOS, gde su sve vrednosti dobijene na satnom nivou. U nastavku teksta biće prikazani rezultati simulacije za različiti udeo vodonika u mešavini sa prirodnim gasom koja se dovodi turbini. Biće prikazana 3 scenarija:

- scenario 1: udeo vodonika u mešavini gasova je 30%,
- scenario 2: udeo vodonika u mešavini gasova je 50%,
- scenario 3: udeo vodonika u mešavini gasova je 70%.

Scenario 1

Scenario 1 podrazumeva da je udeo vodonika u ukupnoj zapremini mešavine gasova 30%. Na slici 4 prikazana je godišnja proizvodnja gasne elektrane sa satnim odbirkom, dok je u tabeli 1 dat prikaz brojnih vrednosti ukupne godišnje proizvodnje električne i toplotne energije, kao i utrošak goriva i broj radnih sati gasne elektrane. Ukupna proizvodnja gasne elektrane uslovljena je ukupnom proizvodnjom vodonika.



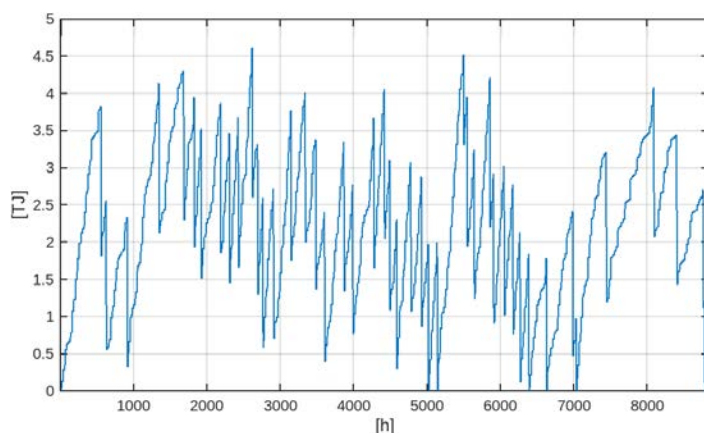
Slika 4. Scenario 1 - Proizvodnja električne energije gasne elektrane "Morava"

Kako je ukupna proizvodnja gasne elektrane uslovljena ukupnom proizvedenom količinom vodonika, očekivano je da ukupna proizvodnja električne energije u scenariju 1 bude najveća u poređenju sa scenarijima 2 i 3, što će i biti pokazano u nastavku teksta.

Tabela 1. Godišnja proizvodnja električne i toplotne energije gasne elektrane "Morava" i godišnji utrošak goriva u Scenariju 1

Godišnja proizvodnja gasne elektrane (GWh)	Godišnji utrošak vodonika (TJ)	Godišnji utrošak prirodnog gasa (TJ)	Broj radnih sati u toku godine (h)	Godišnja proizvodnja toplotne energije (TJ)
26,998	86,664	202,216	228	191,686

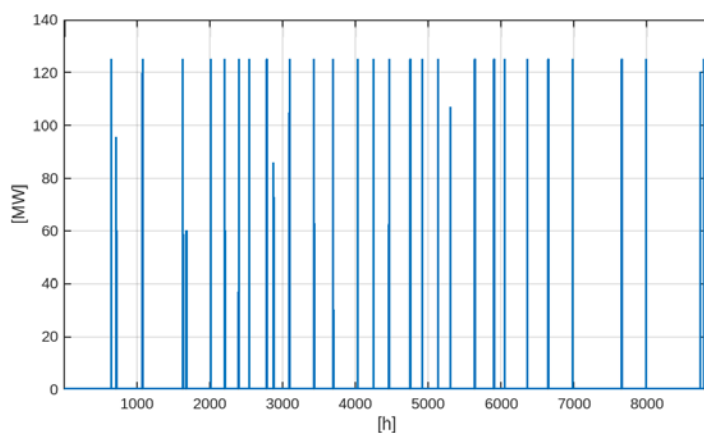
Na slici 5 je prikazana dinamika punjenja i pražnjenja skladišta vodonika. Može se primetiti da je brzina punjenja skladišta veća leti u odnosu na zimu, što odgovara većoj proizvodnji solarne elektrane. Maksimalni kapacitet skladišta u ovom scenariju se nikada ne dostiže.



Slika 5. Scenario 1 - Energetski bilans skladišta vodonika kapaciteta 5 TJ

Scenario 2

U ovom odeljku prikazani su rezultati simulacije kada je zapreminski udeo vodonika u mešavini gasova 50%. Na slici 5 prikazana je proizvodnja gasne elektrane tokom jedne godine.

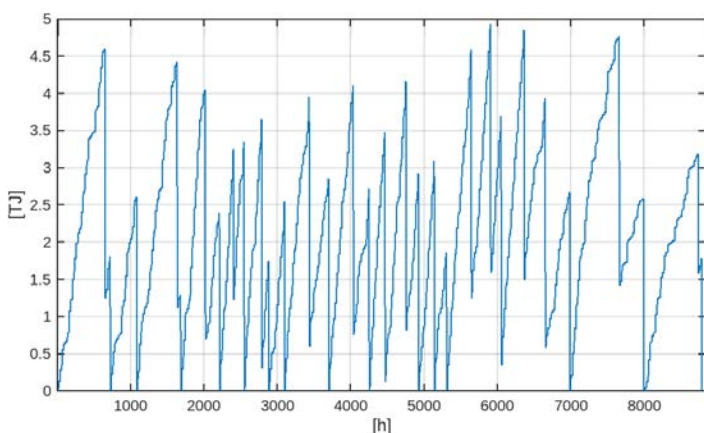


Slika 6. Scenario 2 - Proizvodnja električne energije gasne elektrane "Morava"

Sa povećanjem udela vodonika i smanjenjem udela prirodnog gasa u mešavini gasova koja se dovodi gasnoj turbini, dolazi do očekivanog smanjenja proizvodnje gasne elektrane. U tabeli 2 dat je prikaz brojnih vrednosti ukupne godišnje proizvodnje električne i toplotne energije, kao i utrošak goriva i broj radnih sati gasne elektrane.

Tabela 2. Godišnja proizvodnja električne i toplotne energije gasne elektrane "Morava" i godišnji utrošak goriva u Scenariju 2

Godišnja proizvodnja gasne elektrane (GWh)	Godišnji utrošak vodonika (TJ)	Godišnji utrošak prirodnog gasa (TJ)	Broj radnih sati u toku godine (h)	Godišnja proizvodnja toplotne energije (TJ)
16,169	86,505	86,505	151	114,801

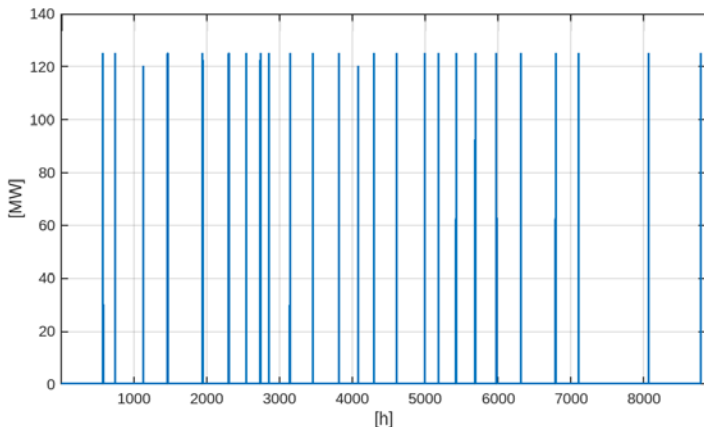


Slika 7. Scenario 2 - Energetski bilans skladišta vodonika kapaciteta 5 TJ

Utrošak vodonika zavisi od izlazne snage gasne turbine. Ako se posmatra scenario 2, maksimalni utrošak vodonika za 6 sati (između 17h i 23h) je 1926 GJ, ako turbina sve vreme radi sa minimalnom snagom od 60 MW, odnosno 4012,5 GJ, ako radi sa maksimalnom snagom 125 MW. Dakle, promenom izlazne snage turbine može se bitno uticati na energetski bilans skladišta vodonika.

Scenario 3

Na slici 8 prikazan je godišnja proizvodnja gasne elektrane sa satnim odbirkom kada je zapreminski udeo vodonika u mešavini gasova 70%.



Slika 8. Scenario 3 - Proizvodnja električne energije gasne elektrane "Morava"

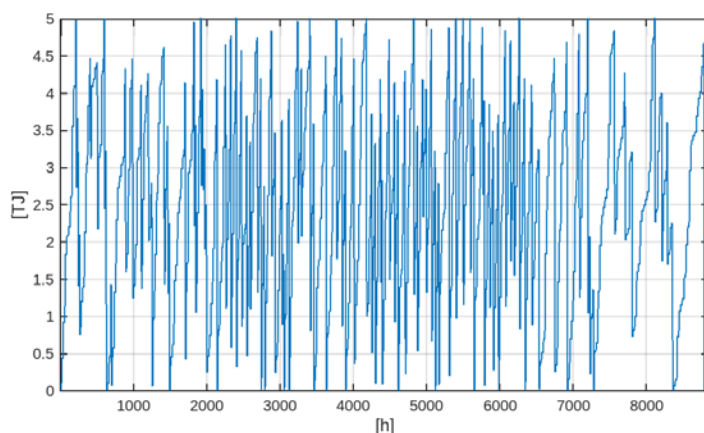
Tabela 3. Godišnja proizvodnja električne i toplotne energije gasne elektrane "Morava" i godišnji utrošak goriva u Scenariju 3

Godišnja proizvodnja gasne elektrane (GWh)	Godišnji utrošak vodonika (TJ)	Godišnji utrošak prirodnog gasa (TJ)	Broj radnih sati u toku godine (h)	Godišnja proizvednja toplotne energije (TJ)
11,549	86,505	37,073	107	82

U tabeli 3 prikazane su brojne vrednosti ukupne godišnje proizvodnje električne i toplotne energije, kao i utrošak goriva i

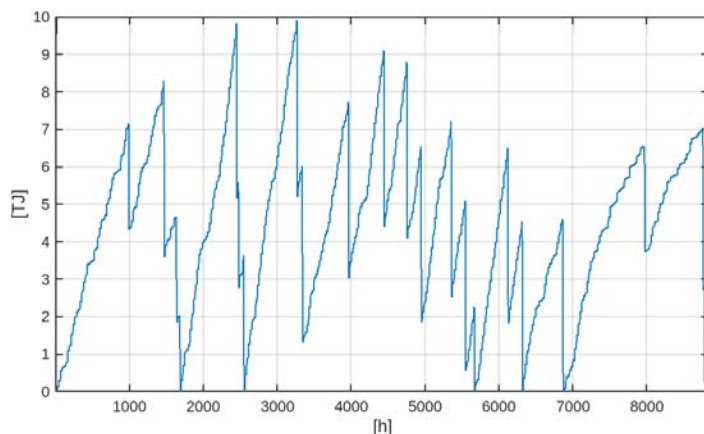
broj radnih sati gasne elektrane. Kao što je očekivano, u ovom scenariju dobija se najmanja količina električne i toplotne energije, što je posledica ograničene proizvodnje vodonika. Povećanje proizvodnje vodonika može se ostvariti povećanjem instalisane snage solarne elektrane, što će biti opisano u nastavku teksta. Drugi način da se ostvari veća proizvodnja vodonika je korišćenje efikasnijih modela elektrolizera, solarnih panela, ali i upotreba bifacijalnih modula.

Treba primetiti da se povećanjem udela vodonika u mešavini gasova dolazi do učestalijeg punjenja i pražnjenja skladišta, što se može videti na slici 9. Ako se pogleda letnji period može se videti da do uključivanja elektrane u pogon dolazi na svakih 3-4 dana. U cilju ostvarenja stabilnosti elektroenergetskog sistema od interesa bi bilo postići dugoročnije skladištenje energije. To se može postići povećanjem skladišta vodonika, ali treba napomenuti da je to veoma skupo.

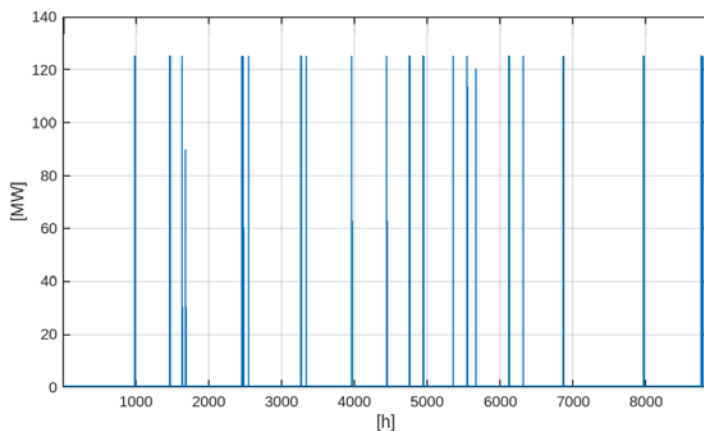


Slika 9. Scenario 3 - Energetski bilans skladišta vodonika kapaciteta 5 TJ

Poređenja radi, na slici 10 prikazan je energetski bilans skladišta vodonika kada je njegov maksimalni energetski kapacitet 10 TJ. Na slici 11 vidi se i godišnji raspored proizvodnje gasne elektrane. Primećuje se da se sa povećanjem skladišta dobija manji broj uključivanja elektrane i samim tim postiže se dugoročnije skladištenje energije, dok ukupna proizvedena električna energija ostaje ista.



Slika 10. Energetski bilans skladišta vodonika kapaciteta 10 TJ u Scenariju 3



Slika 11. Proizvodnja električne energije gasne elektrane “Morava” u Scenariju 3, sa kapacitetom skladišta vodonika od 10 TJ

IV MOGUĆNOST PROŠIRENJA PROIZVODNIH KAPACITETA SOLARNE ELEKTRANE

Ako proizvodni kapaciteti solarne elektrane na pepelištu ostanu nepromenjeni, postepenim povećanjem udela vodonika u mešavini goriva i smanjenjem udela prirodnog gasa doći će do smanjenja ukupne godišnje proizvodnje elektrane “Morava”. Kako bi se povećala količina električne energije proizvedene iz zelenog vodonika mora se obezbediti proizvodnja veće količine zelene energije. U ovom delu teksta predloženo je povećanje instalisane snage solarne elektrane na 50 MWp.

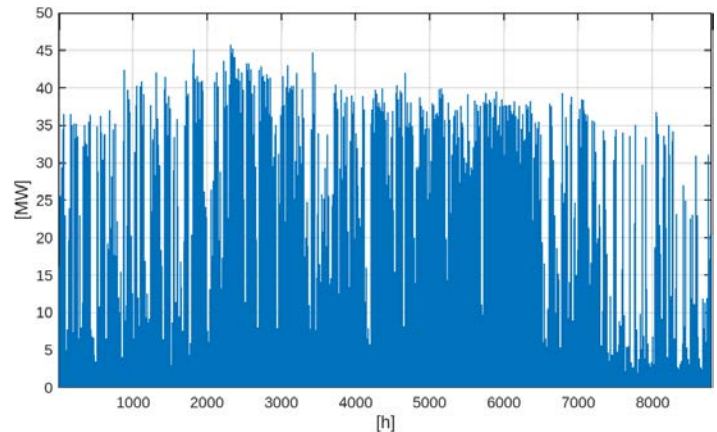
Biće predstavljena dva scenarija koja se koja će se bazirati na velikom udelu vodonika u mešavini korišćenog goriva, i to:

- scenario A - podrazumeva slučaj kada će udeo vodonika biti 70%,
- scenario B - podrazumeva da se gasna elektrana pogoni isključivo zelenim vodonikom.

Proširenje proizvodnih kapaciteta zahtevao bi da se obezbedi dodatna površina u blizini pepelišta termoelektrane “Morava” kako bi se instalisana snaga solarne elektrane povećala za 20 MWp. Sa istočne strane pepelišta nalazi uglavnom poljoprivredno zemljište čiju bi uzurpaciju trebalo izbeći. Dakle, treba razmotriti iskorišćenje zemljišta zapadno od pepelišta do Velike Morave. Tu se ne smeju zanemariti i mogući problemi koji mogu nastati usled izlivanja reke i mogućnost plavljenja tog područja, kao i postojanje biljnog rastinja. Uzimajući u obzir navedene poteškoće koje se mogu javiti na datoj lokaciji, kao i to da bi bilo potrebno uzurpirati neprihvatljivo veliku površinu zemljišta može se pribеći sledećem rešenju. Pretpostavljajući jednovremenu proizvodnju većeg broja solarnih elektrana njihova zbirna proizvodnja od 50 MW može se dovesti na ulaz elektrolizera i time povećati proizvodnju vodonika. S obzirom na novu solarnu elektranu u blizini Lapova, koja je nedavno puštena u pogon, a čija snaga iznosi 9,9 MW, može se očekivati da bi ovakvo proširenje bilo realno ostvarivo. Naravno, povećanjem energije dobijene iz solarnih izvora mora se povećati i proizvodni kapacitet vodonika kako bi se dodatna solarna energija iskoristila. S tim u vezi, snaga kompleksa za proizvodnju vodonika povećana je sa 30 na 50 MW. Usled već napomenutih gubitaka u PV sistemu i u ovom slučaju se može u određenoj

meri smanjiti maksimalna snaga elektrolizera bez da se utiče na proizvodnju vodonika.

Proizvodnja solarne elektrane u PLEXOS softveru se modeluje pomoću .csv datoteke koja sadrži vrednosti u relativnim jedinicama sa satnom rezolucijom. Jednostavnom promenom maksimalnog kapaciteta solarne elektrane sa 30MWp na 50MWp dobija se novi godišnji dijagram proizvodnje solarne elektrane sa slike 12. Ukupna godišnja proizvodnja solarne elektrane iznosi 64,713GWh.

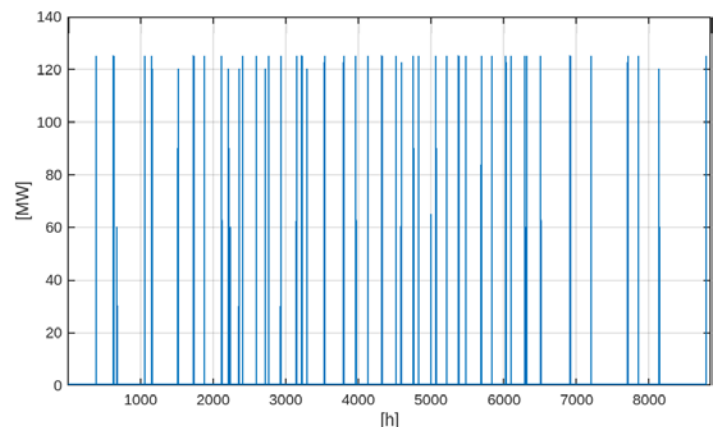


Slika 12. Proizvodnja solarne elektrane instalisane snage 50 MWp

Scenario A

Proširenje proizvodnih kapaciteta ima za cilj da se postigne karbon neutralna proizvodnja električne energije. Zato će u scenariju A biti prikazan slučaj kada udeo vodonika čini 70% mešavine gasa, što predstavlja veliki korak u tranziciji ka potpuno obnovljivoj energiji.

Na slici 13 je prikazana proizvodnja električne energije u gasnoj elektrani, dok su u tabeli 4 prikazane ukupna godišnja proizvodnja gasne elektrane i utrošak goriva, kao i broj radnih sati i ukupna godišnja proizvedena toplotna energija. U odnosu na scenario 3, gde je zapreminski udeo vodonika takođe bio 70%, ostvareno je povećanje proizvedene električne energije za 7,735 GWh, a broj radnih sati je povećan za 87.

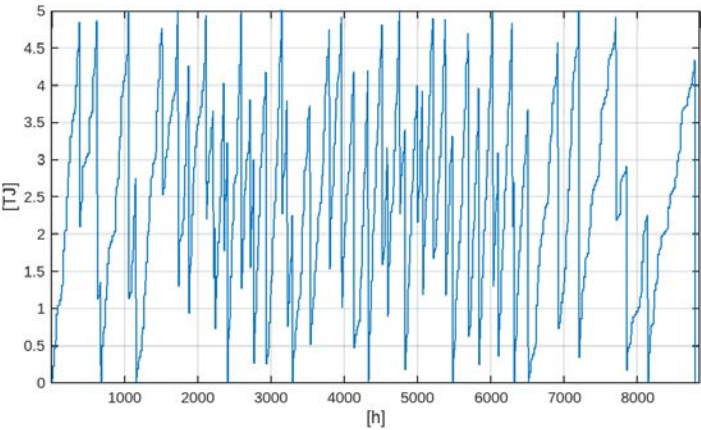


Slika 13. Scenario A - Proizvodnja električne energije gasne elektrane “Morava”

Tabela 4. Godišnja proizvodnja električne i toplotne energije gasne elektrane “Morava” i godišnji utrošak goriva u Scenariju A

Godišnja proizvodnja gasne elektrane (GWh)	Godišnji utrošak vodonika (TJ)	Godišnji utrošak prirodnog gasa (TJ)	Broj radnih sati u toku godine (h)	Godišnja proizvodnja toplotne energije (TJ)
19,284	144,44	61,902	194	136,919

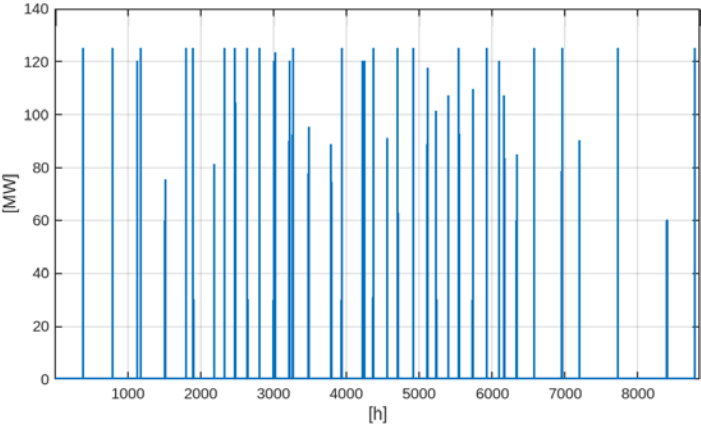
Celokupan, elektrolizom dobijen, vodonik koji je proizveden će biti utrošen u toku jedne godine. Bilans skladišta vodonika maksimalnog kapaciteta 5TJ prikazan je na slici 15. Za dalju analizu bilo bi od koristi uraditi simulaciju na duži vremenski period od 1 godine kako bi se sagledalo ponašanje ovakvog kompleksa u budućnosti.



Slika 15. Scenario A - Energetski bilans skladišta vodonika kapaciteta 5TJ

Scenario B

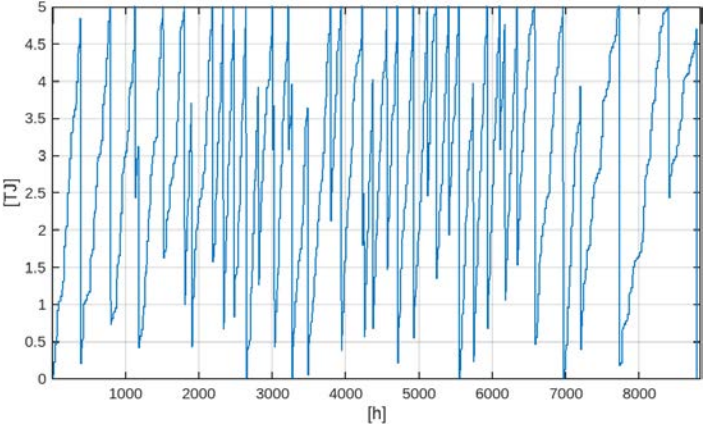
U ovom odeljku biće prikazana analiza scenarija u kojem je ostvarena proizvodnja zelenog vodonika i proizvodnja potpuno zelene energije dobijene sagorevanjem tog vodonika u gasnoj elektrani. Na slici 16 data je proizvodnja gasne elektrane sa satnim odbirkom.



Slika 16. Scenario B - Proizvodnja električne energije gasne elektrane “Morava”

Usled oblačnosti koja je izražena tokom poslednjih meseci

posmatrane 2020. godine proizvodnja solarne elektrane je niska, što za posledicu ima i nisku proizvodnju vodonika. Na slici 17, gde je prikazan energetski bilans skladišta vodonika, može se videti da je potreban vremenski period da se skladište napuni veoma dug, stoga nije neočekivano što je gasna elektrana u tom period puštena u pogon svega nekoliko puta.



Slika 17. Scenario B - Energetski bilans skladišta vodonika kapaciteta 5TJ

Ako se pogleda tabela 5 može se primetiti da se u ovom scenariju ostvaruje veća godišnja proizvodnja gasne elektrane u poređenju sa scenariom 3 gde je udeo vodonika bio 70%. Ovo je direktna posledica proširenja kapaciteta solarne elektrane. Takođe se vidi da je usled drugačijeg rasporeda uključenja i isključenja elektrane u ovom scenariju postignut veći broj radnih sati nego u scenariju 2, kada je udeo vodonika 50%.

Tabela 5. Godišnja proizvodnja električne i toplotne energije gasne elektrane “Morava” i godišnji utrošak goriva u Scenariju B

Godišnja proizvodnja gasne elektrane (GWh)	Godišnji utrošak vodonika (TJ)	Godišnji utrošak prirodnog gasa (TJ)	Broj radnih sati u toku godine (h)	Godišnja proizvodnja toplotne energije (TJ)
13.499	144,44	0	159	95,843

V ZAKLJUČAK

U ovom radu dat je predlog koncepta iskorišćenja postojeće infrastrukture TE “Morava” i okolnog zemljišta koje je poljoprivredno neupotrebljivo nakon njegovog dugogodišnjeg korišćenja za odlaganje i skladištenje uglja. Osnovne komponente ovakvog sistema su: solarne elektrane na mestu pepelišta, sistem za elektrolizu vode i proizvodnju vodonika, skladište vodonika i sistem gasna turbina - generator za proizvodnju električne energije. Koncept takođe podrazumeva sakupljanje i iskorišćenje toplotne energije kako bi se povećala efikasnost datog kompleksa. U poglavlju III prikazana je analiza postepenog prelaska sa fosilnih goriva na zeleni vodonik. Može se ostvariti značajna proizvodnja električne energije koja se može plasirati u periodu večernjeg vršnog opterećenja. Sa trenutnim trendom porasta instalisanih kapaciteta solarnih panela može se očekivati da će doći do naglog pada cene električne energije proizvedene iz solarnih panela zbog jednovremenosti njihove

proizvodnje. Konačni cilj ovog rada je da pokaže da ovakav kompleks može proizvoditi potpuno zelenu energiju i pomoći u dekarbonizaciji elektroenergetskog sistema.

U cilju sagledavanja uticaja koji različiti udeo vodonika u smeši gasova može imati na proizvodnju gasne elektrane u poglavlju III analizirana su tri scenarija. Može se zaključiti da se učestanost puštanja gasne elektrane u pogon, kao i ukupna proizvedena električna energija, smanjuje sa povećanjem procentualnog udela vodonika u smeši gasova. Utrošak vodonika direktno zavisi od izlazne snage gasne turbine. S obzirom na to da gasna turbina ima širok opseg izlazne snage, detaljnijim modelovanjem potrošnje može se dobiti drugačiji dijagram proizvodnje gasne turbine što će uticati na promenu dijagrama energetskog bilansa skladišta vodonika. Glavni nedostatak pristupa u poglavlju III jesu veoma učestalo punjenje i pražnjenje skladišta vodonika, čime se postiže samo kratkoročno skladištenje električne energije.

U poglavlju IV, predložena su dva scenarija koja podrazumevaju proširenje solarne elektrane, a da pri tome skladište vodonika ostane istog kapaciteta. Zaključuje se da se na ovaj način može postići veća proizvodnja električne energije, ali ne i njeno dugoročnije skladištenje. Šta više, fluktuacije energije skladišta vodonika postaju učestalije i intenzivnije.

Kao potpuno karbon neutralan scenario, analiziran je scenario B, u poglavlju IV, gde je primenjeno gorivo za pogon gasne turbine bio isključivo zeleni vodonik. Analiza je dala sledeće rezultate:

- ukupna proizvodnja gasne elektrane: 13,5 GWh,
- ukupna godišnja proizvedena toplotna energija: 95,8 TJ,
- ukupan proizvedeni i utrošeni vodonik: 144,4 TJ.

Treba istaći da se dugoročno skladištenje, od nekoliko meseci ne može postići skladištenjem vodonika u vidu gasa, kao što je opisano na početku teksta. Dva su razloga za to. Prvi je ekonomska neisplativost, a drugi je nedostupnost odgovarajućeg prostora koji bi bio potreban za to sezonsko skladište. Sezonsko skladište moglo bi se postići upumpavanjem vodonika u podzemne iscrpljene naftne bušotine koje se mogu naći u Braničevkom okrugu ili proizvodnjom i skladištenjem zelenog amonijaka koji ima bolje hemijske karakteristike od vodonika.

Na osnovu dobijenog broja radnih sati gasne elektrane može se konstatovati da investicija za izgradnju infrastrukture ne bi bila opravdana. Kako bi se taj nedostatak kompenzovao gasna elektrana bi mogla raditi isključivo na prirodni gas u bilo kom periodu dana, kada to sistemu bude bilo potrebno. Takođe, maksimalni kapacitet elektrolizera bi se mogao koristiti u toku obdancice kada postoji višak energije u sistemu zbog agregiranih solarnih panela. Tako uskladišten vodonik mogao bi se trošiti u

toku noći čime bi se postiglo izmeštanje proizvodnje iz dnevnog perioda u noćni.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Đurišić, Ž., Škrbić, B. Potencijal energije sunca i vetra za strateško planiranje dekarbonizacije proizvodnje električne energije u Srbiji, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 24, No. 4, pp. 1-11, 2022, <https://doi.org/10.46793/EEE22-4.01D>
- [2] Aščerić, M., Džodić, K., Đurišić, Ž. Uticaj integracije vetroelektrana na smanjenje inercije u elektroenergetskom sistemu Srbije, in *Proc. 22nd IEEE International Symposium INFOTEH-JAHORINA*, East Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, pp. 98-103, 15-17 March 2023.
- [3] Radovanović, M., Đurišić, Ž. Optimalno planiranje balansne rezerve za pokrivanje debalansa u proizvodnji vetroelektrana u Južnom Banatu, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 24, No. 4, pp. 38-46, 2022. <https://doi.org/10.46793/EEE22-4.38R>
- [4] Koprivica, M., Đurišić, Ž. Poboljšanje predikcije proizvodnje vetroelektrana u Južnom Banatu kombinovanjem pojedinačnih prognoza pomoću modela veštačke inteligencije, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 23, No. 3, pp. 54-60, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-3.54K>
- [5] Nasser, M., Hassan, H. Thermo-economic performance maps of green hydrogen production via water electrolysis powered by ranges of solar and wind energies, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 60, 103424, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103424>
- [6] Nasser, M., Megahed, T. F., Ookawara, S., Hassan, H. Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergy, economic, and enviroeconomic, *Energy Conversion and Management*, Vol. 267, 115870, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115870>
- [7] Mićović, M., Stojanović, M., Aščerić, M., Lazović, Đ., Đurišić, Ž. Komparativna analiza različitih tehnoloških rešenja fotonaponske elektrane na pepelištu TE Morava, in *Proc. XXI Međunarodni naučno-stručni simpozijum INFOTEH-JAHORINA*, Jahorina, Istočno Sarajevo, Republika Srpska, Bosna i Hercegovina, pp. 39-44, 16-18. mart 2022. <https://infoteh.etf.ues.rs.ba/zbornik/2022/radovi/O-2-3.pdf> [pristupljeno 08.06.2023]
- [8] Manigandan, S., Praveenkumar, T.R., Ryu, J. I., Nath Verma, T., Pugazhendhi, A. Role of hydrogen on aviation sector: A review on hydrogen storage, fuel flexibility, flame stability, and emissions reduction on gas turbines engines, *Fuel*, Vol. 352, 129064, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129064>
- [9] Goldmeer, J. Power to Gas: Hydrogen for Power Generation, GEA33861, https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf [pristupljeno 08.06.2023]

AUTORI/AUTHORS

Mina Đimić - dipl. inž. elektrotehnike i računarstva, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, dm223190m@student.etf.bg.ac.rs, ORCID [0009-0009-0019-462X](https://orcid.org/0009-0009-0019-462X)

dr Željko Đurišić, redovni profesor, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, djurisic@etf.rs, ORCID [0000-0003-2048-0606](https://orcid.org/0000-0003-2048-0606)

Perica Stančević - dipl. inž. elektrotehnike i računarstva, Go2Power Consulting, perica.stancevic@go2power.eu, ORCID [0009-0000-6366-8874](https://orcid.org/0009-0000-6366-8874)

Analiza magnetnog polja i privlačne sile elektromagnetnog separatora metodom konačnih elemenata

Analysis of the Magnetic Field and Attractive Force of the Electromagnetic Separator Using the Finite Element Method

Željko V. Despotović*, Đorđe M. Lekić**

* Institut „Mihajlo Pupin“, Univerzitet u Beogradu, Beograd, Srbija

** Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Banjoj Luci, Bosna i Hercegovina

Rezime - U radu je data analiza magnetnog polja i privlačne elektromagnetne sile snažnog elektromagneta koji se koristi u sklopu elektromagnetnog separatora (EMS) za izdvajanje metalnih delova na transportnim trakama na dopremi uglja. Analiza je urađena metodom konačnih elemenata korišćenjem programskog paketa FEMM 4.2. Za modeliranje magnetskog kola EMS je definisan dvodimenzionalni aksijalno-simetrični model i simuliran je jedan karakteristični presek magnetskog kola. Pošto se razmatra vremenski nepromenljivo magnetsko polje koje potiče od konstantne jednosmerne struje, usvojen je magnetostatički tip simulacije. U radu su prikazani rezultati simulacije koji se odnose na vrednost indukcije magnetnog polja i privlačne sile elektromagneta za nekoliko karakterističnih tipova tereta elektromagneta, struja elektromagneta i rastojanja, od interesa. Rezultati simulacije su primenjeni za projektovanje elektromagneta u sklopu postrojenja za detekciju i izdvajanje metalnih delova na transportnoj traci na dopremi uglja sa površinskog kopa „Drmno“ na TE „Kostolac“.

Cljučne reči - elektromagnet, indukcija, privlačna sila, FEMM analiza, elektromagnetni separator

Abstract - The paper provides an analysis of the magnetic field and the attractive electromagnetic force of a powerful electromagnet that is used as part of an electromagnetic separator (EMS) to separate metal parts on conveyor belts for coal delivery. The analysis was done using the finite element method using the FEMM 4.2 software package. For the modelling of the EMS magnetic circuit, a two-dimensional axis-symmetric model was defined and one characteristic section was simulated. Since a time-invariant magnetic field originating from a constant direct current is considered, a magnetostatic type of simulation is adopted. The paper presents the simulation results related to the value of the magnetic field induction and the attractive force of the electromagnet for several characteristic distances of interest. The results of the simulation were applied as part of the design of the plant for the detection and extraction of metal parts on the conveyor belt for the delivery of coal from surface mine "Drmno" to the thermal power plant (TPP) "Kostolac".

Index Terms - Electromagnet, Induction, Attraction force,

FEMM analysis, Electromagnetic separator

I UVOD

Elektromagnetna separacija je najčešće korišćena metoda za odvajanje čeličnih predmeta iz materijala kao što su na primer ugalj, koji se koristi kao energent na termoelektranama i toplanama, zemlja koja se koristi u tehnologiji ciglana, kreč u sistemima za desumporizaciju, cement i sl.. Takođe ova metoda se primenjuje u sistemima za drobljenje, sitnjenje i obradu kamena i minerala [1-5].

U pomenutim industrijama i pripadajućim tehnološkim procesima se veoma često pojavljuju čelični komadi, odvaljeni od alatnih delova i (ili) mašina. Ovi delovi ne smeju doći u mlinove za obradu, drobljenje ili transport materijala. Primenom jakih elektromagneta i relativno velikih intenziteta magnetnih polja, izdvojeni komadi se skupljaju na polovima elektromagneta [2]. Ovdje treba napomenuti da je za skidanje neželjenih metalnih delova potrebno isključiti elektromagnet i skinuti sa površine nakupljene neželjene metalne delove i dodatno sa elektromagnetom primeniti adekvatni transporter koji će stalno odnositi nakupljeni čelični materijal [6,7].

Na osnovu prethodno rečenog, sistemi za separaciju čeličnih delova mogu biti bazirani na tzv. „ručnom čišćenju“ (RČ) (engl. *Manual Cleaning*) sistemi ili na tzv. „samo-čišćenju“ (SČ) (engl. *Self Cleaning*) [7].

Jedinice za ručno čišćenje moraju se periodično isključivati da bi se gvozdeni delovi nakupljeni na prednjoj strani elektromagneta, mogli odstraniti. Ovi magneti su pogodni za aplikacije u kojima se očekuje samo povremeno zaostalo gvožđe u primarnom materijalu. Elektromagneti su obično vezani vešanjem (okačeni) na transportna kolica, tako da se mogu skloniti sa transportera pre nego što se čelični izdvojeni deo otpusti.

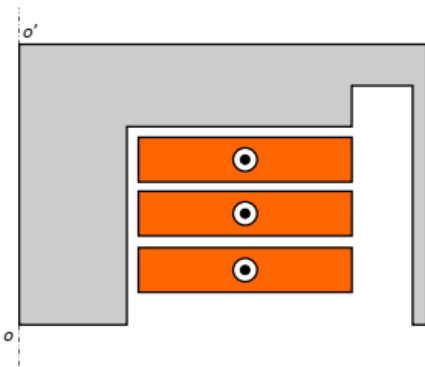
Samočisteći suspendovani elektromagneti obezbeđuju neprekidno i automatsko uklanjanje zaostalih čeličnih delova i u sklopu svoje konstrukcije poseduju veoma robustan transporter predviđen za teške uslove rada koji se susreću u ovim sistemima. Ovi sistemi se preporučuju u onim slučajevima gde se očekuje velika količina zaostalih čeličnih delova ili gde je ograničen pristup elektromagnetu u svrhu njegovog čišćenja.

magnetne indukcije u funkciji udaljenosti od centralnog dela elektromagneta na udaljenosti do 0,7 m (3) induktivnost namotaja u funkciji jačine struje.

Takođe za navedene vrednosti struja i za slučaj elektromagneta u prisustvu čeličnog cilindra i čelične kugle, potrebno je odrediti: (1) raspodelu magnetnog polja u okolini elektromagneta za udaljenost čeličnog predmeta od 0,7 m od centralnog dela elektromagneta, (2) amplitudu vektora magnetne indukcije u funkciji udaljenosti od centralnog dela elektromagneta za udaljenosti do 0,7 m, pri čemu se usvaja da se čelični predmet nalazi na udaljenosti 0,7 m od centralnog dela elektromagneta, (3) induktivnost namotaja u funkciji jačine struje i udaljenosti čeličnog predmeta od centralnog dela elektromagneta, (4) amplitudu vektora elektromagnetne sile koja deluje na čelični predmet u funkciji udaljenosti čeličnog predmeta od centralnog dela elektromagneta (na maksimalnom rastojanju od 0,7 m)

III MODELIRANJE I SIMULACIJA METODOM KONAČNIH ELEMENATA

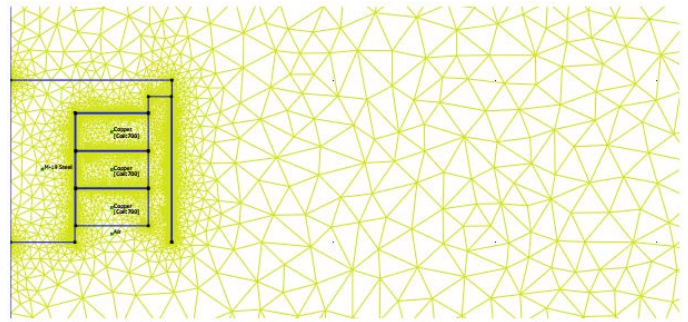
Za modeliranje magnetnog kola elektromagneta separatora u ovom slučaju je korišćen programski paket FEMM 4.2. Pošto je magnetsko kolo elektromagneta simetrično u odnosu na osu rotacije O-O', model je definisan kao dvodimenzionalni osnosimetrični i simuliran je samo jedan presek kao što je prikazano na Slici 3.



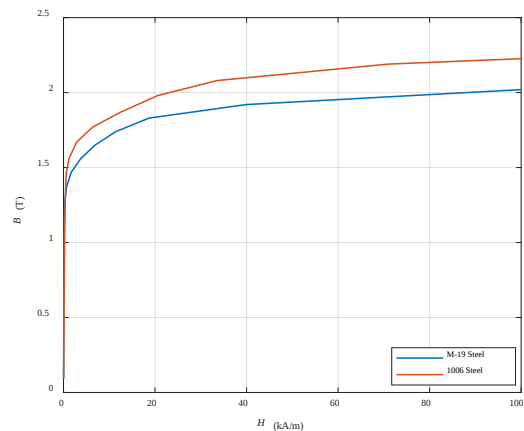
Slika 3. Dvodimenzionalni osnosimetrični model elektromagneta elektromagnetnog separatora

Pošto se razmatra vremenski nepromenljivo magnetno polje koje potiče od konstantne jednosmerne struje, usvojen je magnetostatički tip simulacije. Magnetno polje u okolini elektromagneta je simulirano u prostoru koji je obuhvaćen sferom prečnika 7 m, na čijoj površini je nametnut granični uslov koji simulira beskonačno prostranstvo za prvih sedam prostornih harmonika magnetskog polja (komanda *mi_makeABC (7,7,0,0,0)* u programskom paketu FEMM 4.2). U svim simulacijama je korišćena mreža konačnih elemenata sa prosečno 17755 elementa i 34922 čvora. Prikaz generisane mreže konačnih elemenata je dat na Slici 4.

Za materijal jezgra elektromagneta je usvojeno gvožđe M-19 (kriva magnećenja data na Slici 5). Za materijal namotaja elektromagneta je usvojen bakar. Za materijal čeličnog predmeta u blizini elektromagneta je usvojen čelik 1006 sa niskim sadržajem ugljenika (kriva magnećenja data na Slici 5).



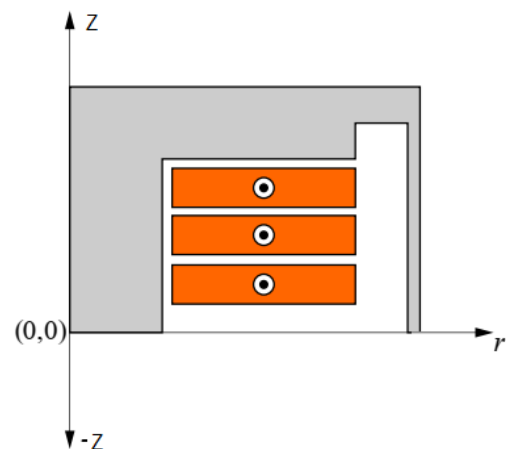
Slika 4. Detalj generisane mreže konačnih elemenata sa geometrijom EM separatora



Slika 5. Magnetne B-H krive za čelike M19 i 1006

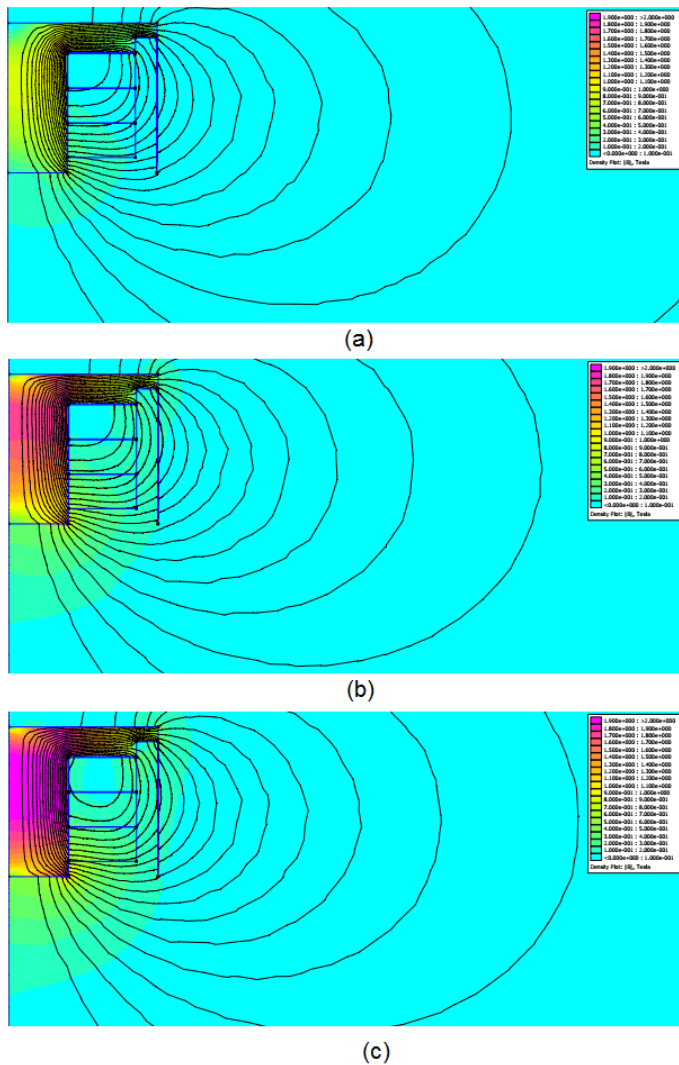
III ANALIZA ELEKTROMAGNETA SEPARATORA BEZ TERETA

U ovom poglavlju su dati rezultati analize magnetnog polja usamljenog elektromagneta (bez ikakvog čeličnog predmeta u blizini). Rezultati su predstavljeni u vidu zavisnosti amplitude vektora magnetne indukcije od koordinata r i $-z$ cilindričnog koordinatnog sistema, kao što je prikazano na Slici 6.



Slika 6. Cilindrični koordinatni sistem ($r, -z$) vezan za elektromagnet

Na Slikama 7(a), (b), (c) su prikazane raspodele magnetnog polja za tri različite vrednosti jačine struje elektromagneta (50 A, 100 A, 150 A).

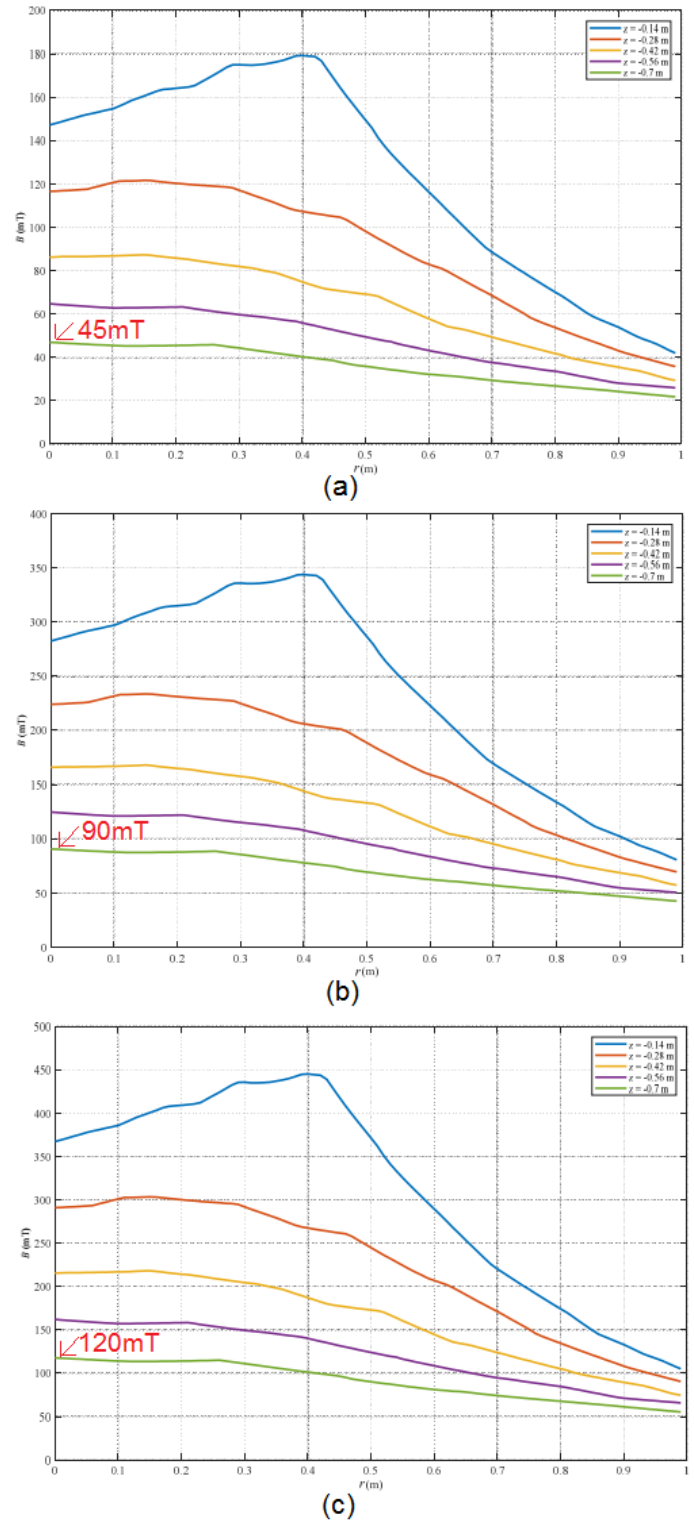


Slika 7. Raspodela magnetnog polja za slučaj elektromagneta bez tereta (usamljeni elektromagnet) i za tri različite vrednosti struje elektromagneta; (a) $I_1=50$ A, (b) $I_2=100$ A, (c) $I_3=150$ A

Na Slikama 8(a), (b), (c) su prikazane zavisnosti amplitude magnetne indukcije od koordinate r , za pet različitih koordinata z ($z=-0,14$ m, $-0,28$ m, $-0,42$ m, $-0,56$ m, $-0,7$ m) i tri različite vrednosti jačine struje elektromagneta (50 A, 100 A, 150 A).

Na osnovu dobijenih rezultata prikazanih na Slici 8(a) se zaključuje da je za koordinate od interesa za praktičnu realizaciju $r=0$ m i $z=-0,7$ m i za jačinu struje elektromagneta $I_1=50$ A, amplituda vektora indukcije $B_1=45$ mT.

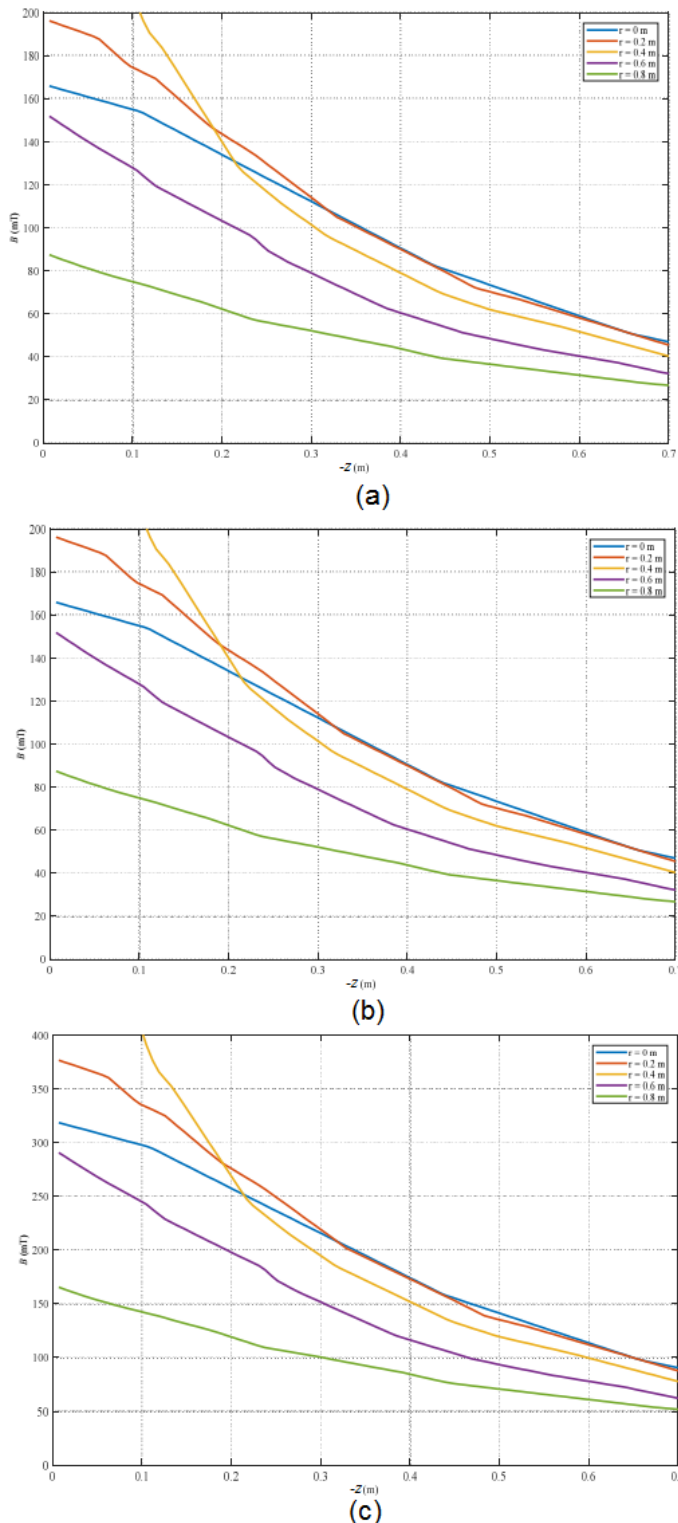
Za iste vrednosti koordinata i za jačinu struje $I_2=100$ A, sa Slike 8(b) se dobija da je amplituda vektora indukcije $B_2=90$ mT, dok se za slučaj kada je struja elektromagneta jednaka $I_3=150$ A, dobija da je amplituda vektora indukcije $B_3=120$ mT, kao što pokazuje Slika 8(c). Interesantno je da amplituda vektora indukcije ima maksimalne vrednosti 180 mT, 250 mT, 450 mT u svim navedenim slučajevima 50 A, 100 A, 150 A, respektivno za vrednost koordinata $z=-0,14$ m i $r=0,4$ m, ali treba napomenuti da ove vrednosti nisu od interesa pošto su dimenzije transportne trake i ugradne mere na realnom sistemu diktirajući faktor.



Slika 8. Raspodele amplituda vektora magnetne indukcije magnetnog polja za slučaj elektromagneta bez tereta u funkciji koordinate r , za pet različitih koordinata z i za tri različite vrednosti struje; (a) $I_1=50$ A, (b) $I_2=100$ A, (c) $I_3=150$ A

Na Slikama 9(a), (b), (c) su prikazane zavisnosti amplitude magnetske indukcije od koordinate $-z$, za pet različitih vrednosti koordinate r ($r = 0, 0,2$ m, $0,4$ m, $0,6$ m, $0,8$ m) i za tri različite

vrednosti jačine struje elektromagneta (50 A, 100 A, 150 A).



Slika 9. Raspodele amplituda vektora magnetne indukcije magnetnog polja za slučaj elektromagneta bez tereta u funkciji koordinate $-z$, za pet različitih vrednosti koordinate r i za tri različite vrednosti struje; (a) $I_1=50$ A, (b) $I_2=100$ A, (c) $I_3=150$ A

U ovom slučaju je za sve tri vrednosti struje elektromagneta amplituda vektora magnetne indukcije za svaku vrednost

koordinate r opadajuća funkcija rastojanja $-z$. Do sličnih zaključaka u pogledu vrednosti amplitude vektora magnetne indukcije se može doći za usvojenu vrednost koordinata od interesa za praksu $r=0$ m i $z=-0,7$ m.

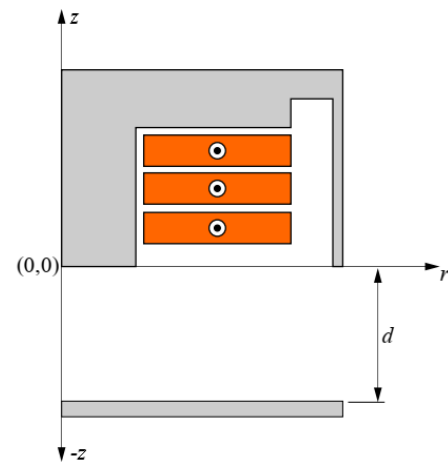
U Tabeli 1 je data zavisnost induktivnosti namotaja od jačine struje elektromagneta za slučaj elektromagneta bez tereta.

Tabela 1. Zavisnost induktivnosti elektromagneta od jačine struje (EM bez tereta)

Struja (A)	50	100	150
Induktivnost (H)	16,51	15,69	13,17

IV ANALIZA ELEKTROMAGNETA SEPARATORA SA TERETOM U OBLIKU ČELIČNOG CILINDRA

U ovom poglavlju su dati rezultati analize magnetskog polja elektromagneta sa teretom u obliku čeličnog cilindra prečnika 2 m, visine 7 mm (masa 160 kg) na udaljenosti d koja se menja od 0 m do 0,7 m u odnosu na centralni deo elektromagneta (početak koordinatnog sistema je prikazan na Slici 10).



Slika 10. Cilindrični koordinatni sistem vezan za elektromagnet i čelični cilindar na udaljenosti d

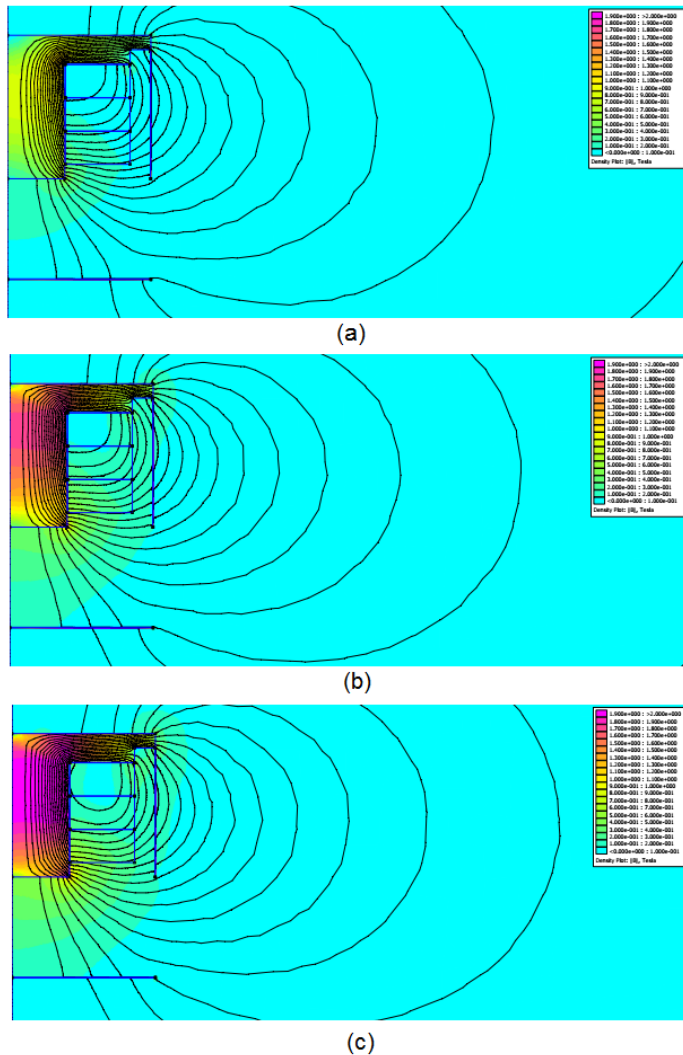
Rezultati su predstavljeni u vidu zavisnosti amplitude vektora magnetske indukcije od koordinata r i $-z$ cilindričnog koordinatnog sistema koji je prikazan na Slici 10, i u vidu amplitude vektora elektromagnetne sile koja deluje na čelični cilindar u funkciji njegove udaljenosti d .

Na Slikama 11(a), (b), (c) su prikazane raspodele magnetnog polja za tri različite vrednosti jačine struje elektromagneta (50 A, 100 A, 150 A) i za udaljenost čeličnog cilindra od $d = 0,7$ m.

Na Slikama 12 (a), (b), (c) su prikazane zavisnosti amplitude magnetske indukcije od koordinate r , za pet različitih vrednosti koordinate z ($z=-0,14$ m, $-0,28$ m, $-0,42$ m, $-0,56$ m, $-0,7$ m), za tri različite vrednosti jačine struje elektromagneta (50 A, 100 A, 150 A) i za udaljenost čeličnog cilindra od $d=0,7$ m.

Na osnovu dobijenih rezultata prikazanih na Slici 12(a) se zaključuje da je za koordinate od interesa za praktičnu realizaciju $r=0$ m i $z=-0,7$ m i za jačinu struje elektromagneta $I_1=50$ A, amplituda vektora indukcije $B_1=75$ mT. Za iste vrednosti koordinata i za jačinu struje $I_2=100$ A, sa Slike 12(b) se dobija da je amplituda vektora indukcije $B_2=135$ mT, dok se za slučaj

kada je struja elektromagneta jednaka $I_3=150$ A, dobija da je amplituda vektora indukcije $B_3=165$ mT, kao što pokazuje Slika 12(c).



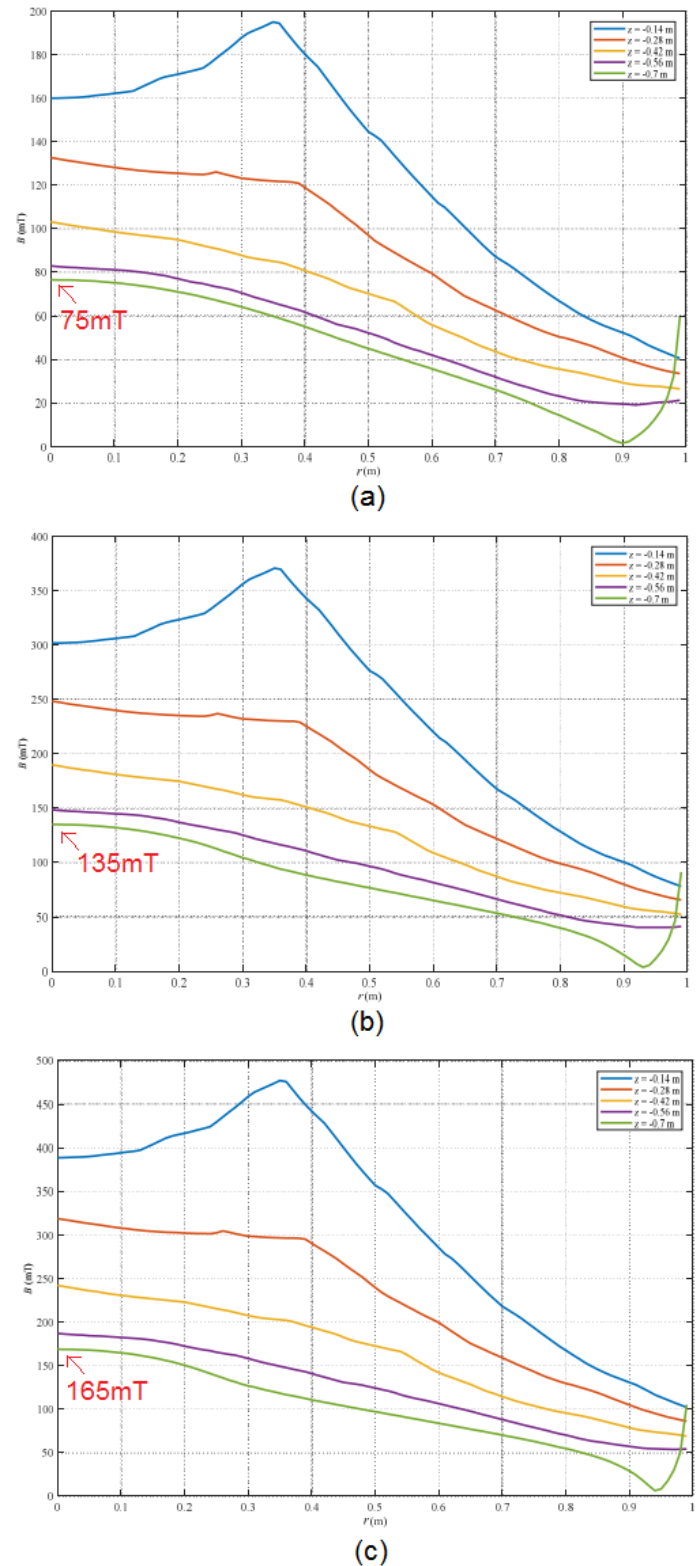
Slika 11. Raspodela magnetnog polja za slučaj elektromagneta sa teretom-čeličnim cilindrom na udaljenosti 0,7 m i za tri različite vrednosti struje; (a) $I_1=50$ A, (b) $I_2=100$ A, (c) $I_3=150$ A

Zapaža se da u slučaju kada je opterećenje magneta čelični cilindar na udaljenosti $d=0,7$ m, vrednosti magnetne indukcije za koordinate $r=0$, $z=-0,7$ m, veće za oko 50% u odnosu na prethodni slučaj kada je elektromagnet bio usamljen, odnosno bez tereta.

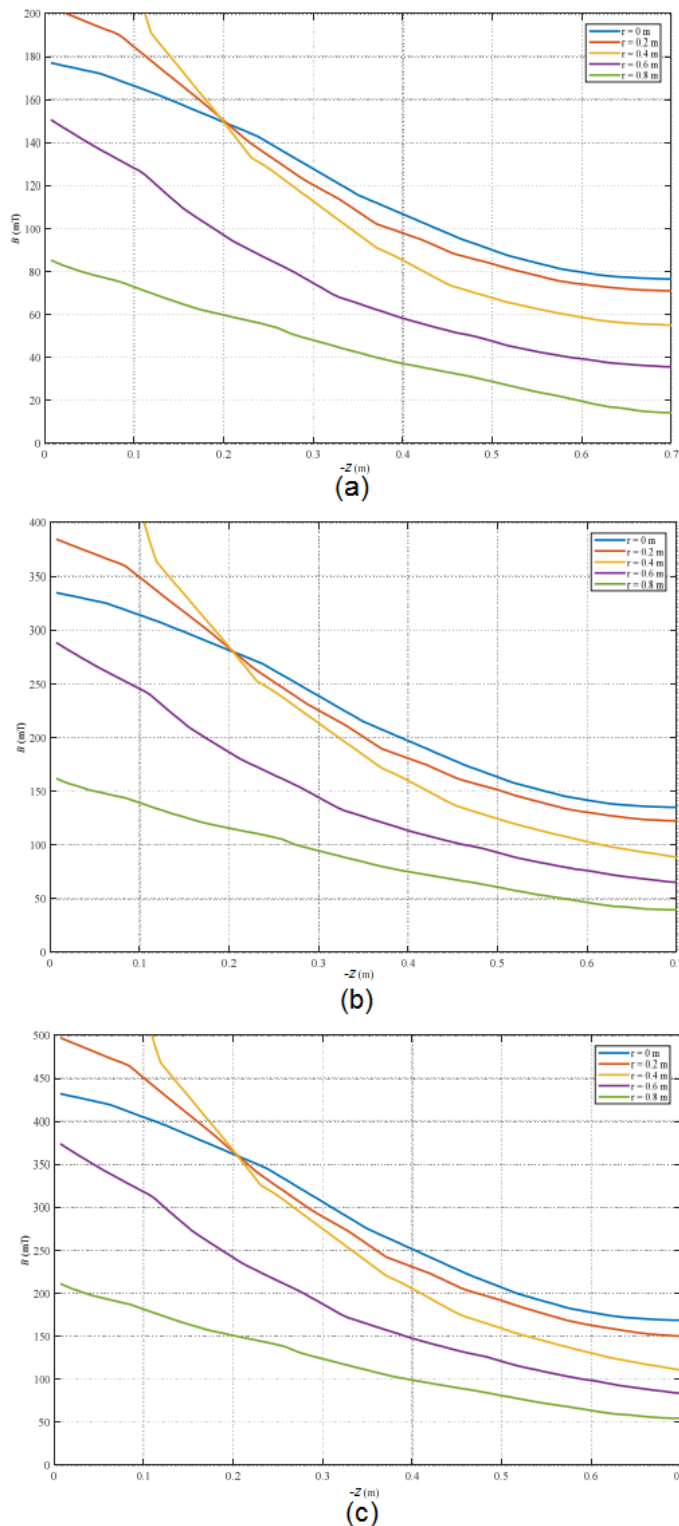
Interesantno je da amplituda vektora indukcije ima maksimalne vrednosti 195 mT, 375 mT, 475 mT u svim navedenim slučajevima 50 A, 100 A, 150 A, respektivno za vrednost koordinata $z=-0,14$ m i $r=0,35$ m, ali treba opet napomenuti da ove vrednosti nisu od interesa pošto su dimenzije transportne trake i ugradne mere na realnom sistemu diktirajući faktor.

Na Slikama 13(a), (b), (c) su prikazane zavisnosti amplitude magnetske indukcije od koordinate $-z$, za pet različitih vrednosti koordinate r ($r=0$, 0,2 m, 0,4 m, 0,6 m, 0,8 m), za tri različite vrednosti struje elektromagneta (50 A, 100 A, 150 A) i za

udaljenost čeličnog cilindra $d=0,7$ m.



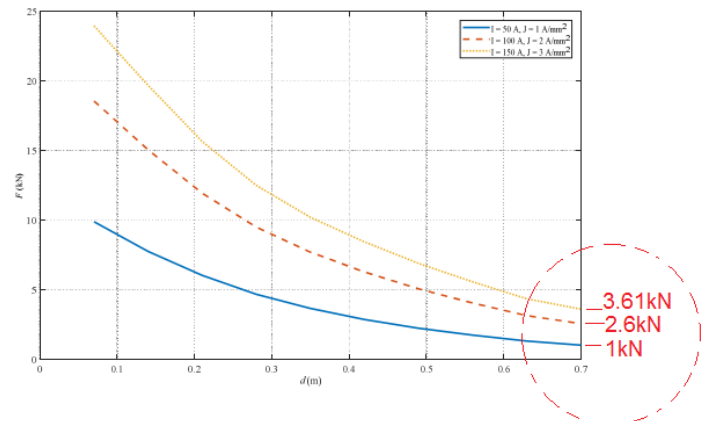
Slika 12. Raspodele amplituda vektora magnetne indukcije za slučaj elektromagneta sa teretom-čeličnim cilindrom na udaljenosti 0,7 m u funkciji koordinate r , za pet različitih vrednosti koordinate $-z$ i za tri različite vrednosti struje; (a) $I_1=50$ A, (b) $I_2=100$ A, (c) $I_3=150$ A



Slika 13. Raspodele amplituda vektora magnetne indukcije magnetnog polja za slučaj elektromagneta sa teretom- čeličnim cilindrom na udaljenosti $d=0,7$ m u funkciji koordinate $-z$, za pet različitih vrednosti koordinate r i za tri različite struje; (a) $I_1=50A$, (b) $I_2=100A$, (c) $I_3=150A$

Na Slici 14 je prikazana amplituda vektora elektromagnetske sile koja deluje na čelični cilindar u funkciji udaljenosti d čeličnog

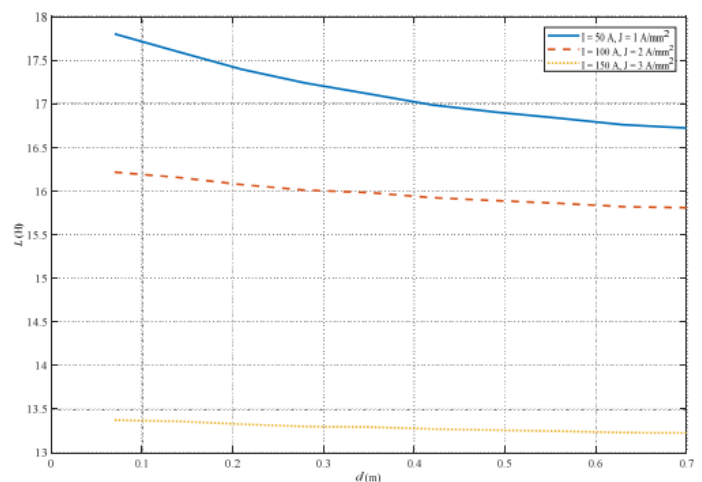
cilindra u odnosu na elektromagnet za tri različite vrednosti struje elektromagneta (50A, 100A, 150A).



Slika 14. Amplituda vektora elektromagnetske sile koja deluje na čelični cilindar u funkciji udaljenosti čeličnog cilindra u odnosu na elektromagnet i jačine struje elektromagneta

Sa Slike 14 se uočava da se najveća privlačna sila na rastojanju $d=0,7$ m (što je od interesa za praksu) vrednosti 3,61 kN ima u slučaju pobudne struje elektromagneta od 150 A, dok je za slučaj pobudne struje elektromagneta od 50 A ova sila skoro 3,5 puta manja, odnosno da je njena vrednost jednaka oko 1 kN. Za pobudnu struju elektromagneta od 100A privlačna sila je 2,6 kN.

Na Slici 15 je prikazana induktivnost namotaja elektromagneta u funkciji udaljenosti d čeličnog cilindra u odnosu na elektromagnet za tri različite vrednosti jačine struje elektromagneta (50 A, 100 A, 150 A).

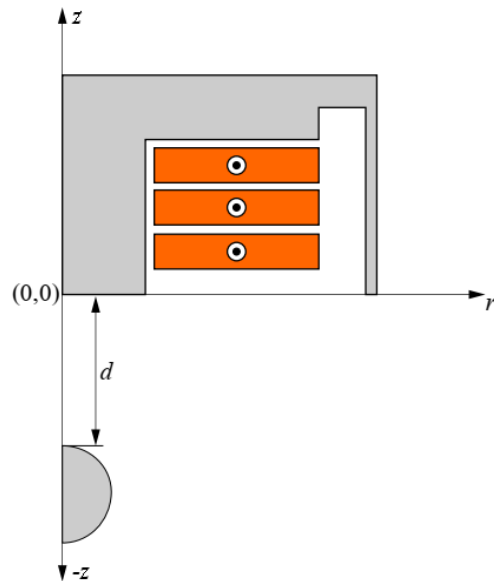


Slika 15. Induktivnost namotaja elektromagneta u funkciji udaljenosti d čeličnog cilindra u odnosu na elektromagnet i jačine struje elektromagneta

Na osnovu dobijenih rezultata koji su prikazani na Slici 15 se može zaključiti da se za rastojanje $d=0,7$ m od interesa, maksimalna induktivnost elektromagneta od 16,8 H ima pri struji od 50 A, dok je ova vrednost minimalna 13,25 H, pri struji od 150 A. Pri struji od 100 A ova induktivnost je 15,8 H.

V ANALIZA ELEKTROMAGNETA SEPARATORA SA TERETOM U OBLIKU ČELIČNE KUGLE

U ovom poglavlju su dati rezultati analize magnetskog polja elektromagneta sa opterećenjem u obliku čelične kugle prečnika 140 mm (masa 10 kg) na udaljenosti d koja se menja od 0 m do 0,7 m u odnosu na centralni deo elektromagneta (početak koordinatnog sistema je dat na Slici 16). Ovaj analizirani slučaj je veoma bitan za praksu. Rezultati su predstavljeni u vidu zavisnosti amplitude vektora magnetne indukcije od koordinata r i $-z$ cilindričnog koordinatnog sistema koji je prikazan na Slici 16, kao i u vidu amplitude vektora elektromagnetske sile koja deluje na čeličnu kuglu u funkciji njene udaljenosti d .



Slika 16. Cilindrični koordinatni sistem vezan za elektromagnet i čeličnu kuglu na udaljenosti d

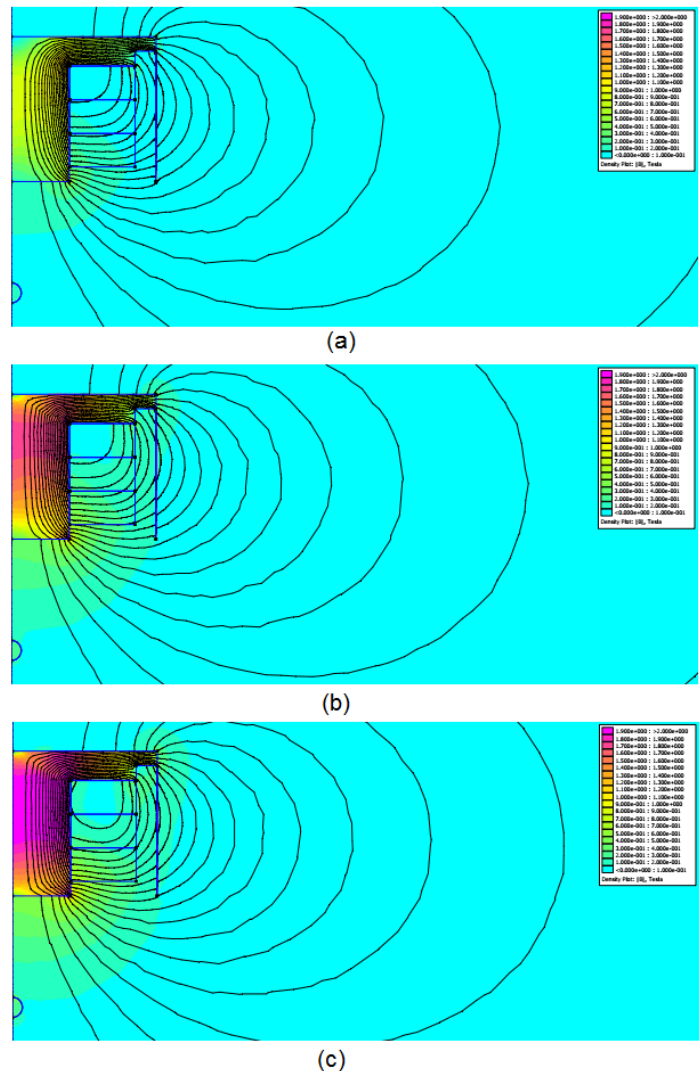
Na Slikama 17(a), (b), (c) su prikazane raspodele magnetnog polja za tri različite vrednosti jačine struje elektromagneta (50A, 100A, 150A) i za udaljenost čelične kugle od $d = 0,7$ m.

Na Slikama 18 (a), (b), (c) su prikazane zavisnosti amplitude magnetske indukcije od koordinate r , za pet različitih vrednosti koordinate $-z$ ($z = -0,14$ m, $-0,28$ m, $-0,42$ m, $-0,56$ m, $-0,7$ m), za tri različite vrednosti jačine struje elektromagneta (50A, 100A, 150A) i za udaljenost čelične kugle od $d = 0,7$ m.

Na osnovu dobijenih rezultata prikazanih na Slici 18(a) se zaključuje da je za koordinate od interesa za praktičnu realizaciju $r=0$ m i $z=-0,7$ m i za jačinu struje elektromagneta $I_1=50$ A, amplituda vektora indukcije u ovom slučaju $B_1=132$ mT. Za iste vrednosti koordinata i za jačinu struje $I_2=100$ A, sa Slike 18(b) se dobija da je amplituda vektora indukcije $B_2=250$ mT, dok se za slučaj kada je struja elektromagneta jednaka $I_3=150$ A, dobija da je amplituda vektora indukcije $B_3=315$ mT, kao što pokazuje Slika 18(c).

Maksimalne vrednosti indukcije od 190 mT, 360 mT i 470 mT, za sva tri slučaja strujnog opterećenja elektromagneta 50 A, 100 A, 150 A, respektivno, se imaju za vrednosti koordinata $z=-0,14$ m i $r=0,35$ m, ali treba napomenuti da kao i u prethodnim slučajevima, ove vrednosti nisu od praktičnog

značaja.

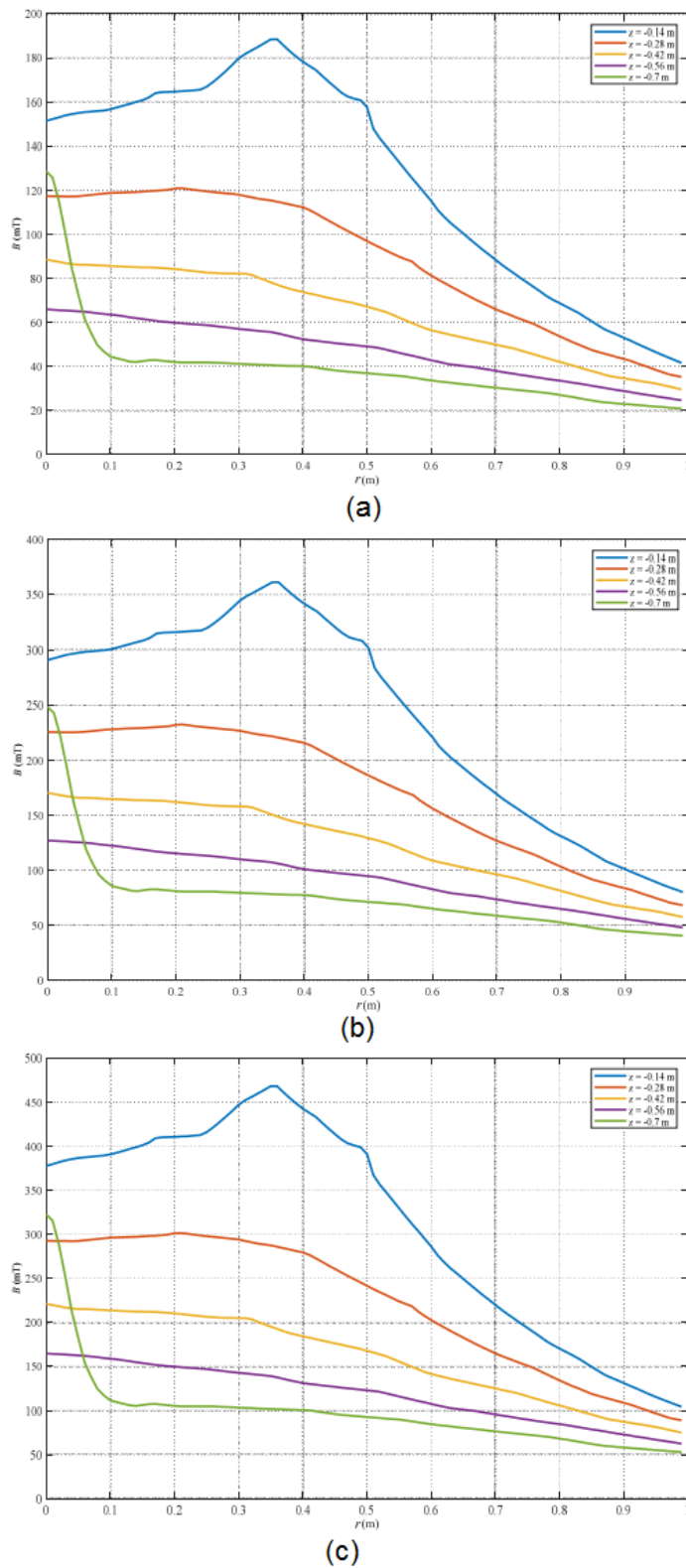


Slika 17. Raspodela magnetnog polja za slučaj elektromagneta sa teretom-čeličnom kugla na udaljenosti 0,7 m i za tri različite vrednosti struje; (a) $I_1=50$ A, (b) $I_2=100$ A, (c) $I_3=150$ A

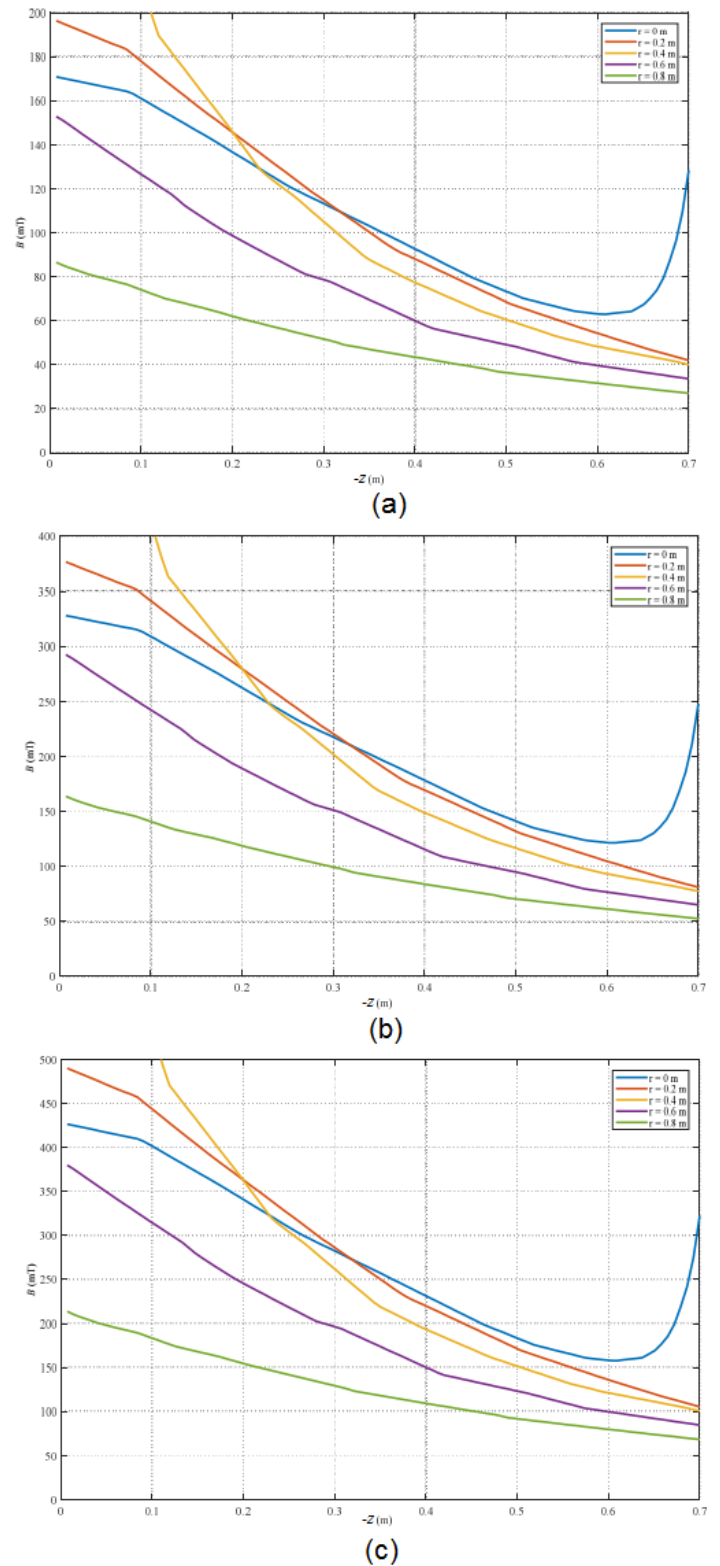
Treba napomenuti da se u ovom slučaju ima značajan pad magnetne indukcije za rastojanja r koja su veća od prečnika metalne kugle (odnosno $r>140$ mm). U opsegu rastojanja $0,4 \text{ m} \leq r \leq 0,14$ m, vrednosti magnetne indukcije za struju od $I_1=50$ A iznose oko 40 mT, za struju od $I_2=100$ A vrednosti magnetne indukcije su oko 70 mT, dok su za struju $I_3=150$ A vrednosti magnetne indukcije oko 100 mT. Za rastojanja $r>0,4$ m, vrednosti magnetne indukcije opadaju postepeno do $r=1$ m na minimalne vrednosti: u prvom slučaju za struju od 50 A na minimalnu vrednost magnetne indukcije od 20 mT, za struju od 100 A na vrednost od 35 mT i za struju od 150 A na minimalnu vrednost od 50 mT.

Na Slikama 19(a), (b), (c) su prikazane zavisnosti amplitude magnetske indukcije od koordinate $-z$, za pet različitih vrednosti koordinate r ($r = 0, 0,2$ m, $0,4$ m, $0,6$ m, $0,8$ m), za tri različite vrednosti jačine struje elektromagneta (50 A, 100 A, 150 A) i za

udaljenost čelične kugle od $d=0,7$ m.



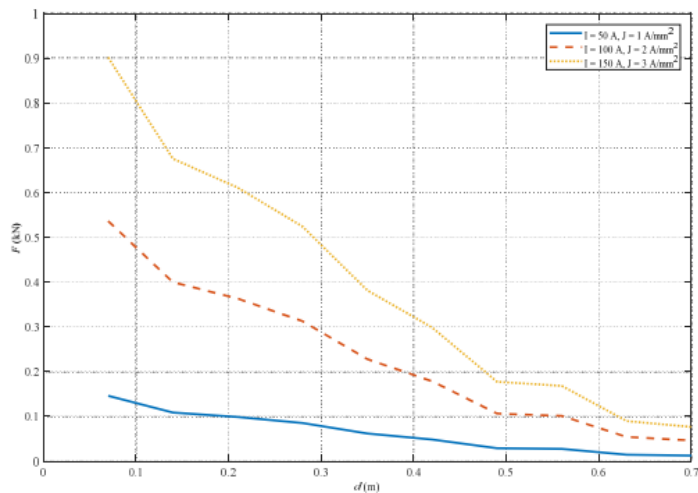
Slika 18. Raspodela amplituda vektora magnetne indukcije za slučaj elektromagneta sa teretom - čelična kugla na udaljenosti 0,7 m u funkciji koordinate r , za pet različitih vrednosti koordinate $-z$ i za tri različite struje; (a) $I_1=50$ A, (b) $I_2=100$ A, (c) $I_3=150$ A



Slika 19. Raspodele amplituda vektora magnetne indukcije magnetnog polja za slučaj elektromagneta sa teretom - čeličnom kuglom na udaljenosti $d=0,7$ m u funkciji koordinate $-z$, za pet različitih vrednosti koordinate r i za tri različite vrednosti struje; (a) $I_1=50$ A, (b) $I_2=100$ A, (c) $I_3=150$ A

Na Slici 20 je prikazana amplituda vektora elektromagnetne sile

koja deluje na čeličnu kuglu u funkciji udaljenosti d čelične kugle u odnosu na elektromagnet za tri različite vrednosti struje elektromagneta (50 A, 100 A i 150 A).



Slika 20. Amplituda vektora elektromagnetne sile koja deluje na čeličnu kuglu u funkciji udaljenosti čelične kugle od elektromagneta i jačine njegove struje

Sa dijagrama na Slici 20 se uočava da se maksimalna sila elektromagneta koja deluje na metalnu kuglu na rastojanju 0,7 m ima pri struji od 150 A i da je njena vrednost približno jednaka 80 N. Za struju elektromagneta od 100 A ova sila ima vrednost od oko 47 N, dok se njena najmanja vrednost od 12 N ima pri struji elektromagneta od 50 A.

U Tabeli 2 je data zavisnost induktivnosti namotaja elektromagneta od jačine struje elektromagneta za slučaj kada se u blizini elektromagneta nalazi čelična kugla prečnika 140 mm. Udaljenost čelične kugle u odnosu na elektromagnet nema značajnijeg uticaja na vrednost induktivnosti namotaja elektromagneta. Induktivnost namotaja u ovom slučaju je gotovo ista kao za slučaj analiziran u poglavlju III, odnosno za slučaj elektromagneta bez tereta.

Tabela 2. Zavisnost induktivnosti elektromagneta od jačine struje (EM sa teretom-čelična kugla prečnika 140 mm)

Struja (A)	50	100	150
Induktivnost (H)	16.52	15.70	13.18

VIII ZAKLJUČAK

U radu je izvršena analiza raspodele magnetne indukcije i privlačne sile elektromagneta koji je dimenzionisan za potrebe u jednom tipičnom sistemu za elektromagnetnu separaciju metalnih delova iz uglja na transportnoj traci za dopremu uglja. Analizirani su slučajevi za tri karakteristične struje namotaja elektromagneta (50 A, 100 A, 150 A) i za slučajeve kada je elektromagnet usamljen (odnosno bez tereta) i kada je elektromagnet sa teretom (čelični cilindar na rastojanju od 0,7 m i čelična kugla prečnika 140 m, takođe na rastojanju od 0,7 m). Na osnovu FEM analize za različita rastojanja određene su

vrednosti magnetne indukcije i selektovani su slučajevi koji se ukapaju u osnovni polazni tehnički zahtev za projektovanje elektromagneta separatora, da se na rastojanju 0,7 m od magneta imaju vrednosti magnetne indukcije od minimalno 80 mT. FEM simulacije i sprovedena analiza su bili od značaja za projektovanje i realizaciju realnog elektromagneta u sklopu sistema za elektromagnetnu separaciju metalnih delova iz uglja na transportnim trakama na dopremi uglja sa površinskog kopa „Drmno“ na blokove TE „Kostolac“.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Istraživanje u ovom radu je delom podržano od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija, Republike Srbije kroz u krovni projekat pod Ugovorom br. 451-03-47/2023-01/200103.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Andres, U. Magnetohydrodynamic and Magnetohydrostatic Methods of Mineral Separation, John Wiley and Sons, New York and Israel University Press, Jerusalem 1976.
- [2] Svoboda, J. Magnetic Techniques for the Treatment of Materials, Kluwer Academic Publishers, 2004.
- [3] Morgan, D.G. Magnetic separators for protection of process equipment, Powder Bulk Engineering, Vol. 2, No. 7, 1988.
- [4] Morgan, D.G, Bronkala, W.J. The selection and application of magnetic separation equipment. Part I, Magnetic and Electrical Separation, Vol. 3, No. 5, 1991. <https://doi.org/10.1155/1991/26791>
- [5] Andres, U., O'Reilly, W. Selectivity in the magnetic separation of minerals. Powder Technology, Vol. 79, No. 2, pp. 147-158, 1994. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(94\)02813-3](https://doi.org/10.1016/0032-5910(94)02813-3)
- [6] Industrial Electromagnetic Separators, www.imt-inc.com [pristupljeno 09.06.2023]
- [7] Suspended Magnets-Remove Tramp Metals form Conveyed Material, www.eriez.com [pristupljeno 09.06.2023]
- [8] Suspended Magnets-ERIEZ, <https://www.eriez.fr/Documents/Literature/Brochures/Products/Magnetic-Separation/SB-320-UK-Eriez-Europe-Suspended-Electromagnet.pdf> [pristupljeno 09.06.2023]
- [9] Birss, R.R., Parker, M.R., Wong, M.K. Modeling of fields in magnetic drum separators, IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 15, No. 5, pp. 1305-1309, 1979. <https://doi.org/10.1109/TMAG.1979.1060326>
- [10] Schimpf, P.H. A Detailed Explanation of Solenoid Force, International Journal on Recent Trends in Engineering and Technology, Vol. 8, No. 2, 2013. https://ia800307.us.archive.org/15/items/idescitation_gmail_25_201403/25.pdf [pristupljeno 09.06.2023]
- [11] Qawaqzeh, M.Z. Design and computation of a suspended magnetic separator for processing metallurgic slag, Przegląd Elektrotechniczny, R. 96 NR 4/2020. <https://doi.org/10.15199/48.2020.04.13>
- [12] Meeker, D. Finite Element Method Magnetics: OctaveFEMM Version 1.2 User's Manual, 2006.
- [13] Meeker, D. Finite Element Method Magnetics Version 4.2 User's Manual, 2009.

AUTORI/AUTHORS

dr Željko V. Despotović, Univerzitet u Beogradu, Institut "Mihajlo Pupin", zeljko.despotovic@pupin.rs, ORCID [0000-0003-2977-6710](https://orcid.org/0000-0003-2977-6710)
msr Đorđe M. Lekić, Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet, djordje.lekic@etf.unibl.org, ORCID [0000-0003-2543-1424](https://orcid.org/0000-0003-2543-1424)

Unapređivanje načina obračuna pristupa distributivnom sistemu električne energije

Improving the Way of Calculating Access to the Electricity Distribution System

Dunja Grujić*, Miloš Kuzman**, Željko Đurišić***

* Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Bulevar umetnosti 12, Novi Beograd

** Udruženje za pravo energetike Srbije, Pjarona De Mondezira 30, Beograd

*** Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Bulevar kralja Aleksandra 73, Beograd

Rezime - Način obračuna pristupa distributivnom sistemu električne energije je tema koja poslednjih godina privlači pažnju stručne javnosti u Republici Srbiji. Ovo pitanje se dodatno usložnjava priključenjem sve većeg broja novih korisnika na distributivni sistem električne energije kao što su na primer kupci-proizvođači odnosno punionice električnih vozila. Među brojnim izazovima sa kojima se operator distributivnog sistema električne energije suočava u svom radu su iznalaženje načina za smanjenje gubitaka električne energije u distributivnom sistemu i troškova vezanih za njih, kao i otežano upravljanje sistemom usled priključenja novih korisnika sistema. Još neke od izazova predstavljaju potreba za modernizacijom merne infrastrukture, potreba za automatizacijom elektroenergetске mreže i potreba za neophodnim investicijama u elektroenergetski sistem kako bi se omogućilo priključenje novih korisnika. U ovom radu će biti dati predlozi za unapređenje procesa očitavanja mernih uređaja i obračuna pristupa distributivnom sistemu električne energije. Biće analizirana i postojeća zakonska regulativa kako bi se omogućilo unapređenje regulatornog okvira u svrhu implementacije predloženih rešenja, uz navođenje primera iz referentne međunarodne prakse u ovoj oblasti. Dodatno će biti razmatrani podaci o potrošnji korisnika sistema na nivou jedne distributivne transformatorske stanice na satnom i mesečnom nivou za referentnu godinu. Na osnovu izvršene analize biće razvijen model za izmenu procesa očitavanja mernih uređaja električne energije i način obračuna pristupa distributivnom sistemu električne energije. U sklopu rada će biti prikazani i rezultati testiranja modela na nekoliko relevantnih primera, i uticaj modela na poslovanje operatora distributivnog sistema električne energije kao i na korisnike sistema i učesnike na tržištu električne energije.

Ključne reči - distributivni sistem električne energije, gubici električne energije, očitavanje mernih uređaja električne energije, pristup distributivnom sistemu

Abstract - The method of calculating access to the electricity distribution system is a topic that has attracted the attention of the experts in the Republic of Serbia in recent years. This issue is more complex by the connection of an increasing number of new

users to the electricity distribution system, such as prosumers or electric vehicle charging stations. Among the many challenges that the electricity distribution system operator faces in his work are finding ways to reduce electricity losses in the distribution system and the costs associated with them, as well as difficulties in system management due to the connection of new system users. Some of the challenges are the: need for the modernization of measuring infrastructure, the necessity for automation of the power grid and the need for necessary investments in the power system in order to enable the connection of new users. In this paper, proposals will be given for improving the process of collecting data from electricity meters and calculating access to the electricity distribution system. Existing legislation will also be analysed in order to enable the improvement of the regulatory framework for the purpose of implementing the proposed solutions. Examples from the reference international practice in this area shall be also presented. Additionally, data on the consumption of system users at the level of one distribution substation at the hourly and monthly level for the reference year will be considered. Based on the conducted analysis, a model will be developed for changing the process of collecting data from electricity meters and the method of calculating access to the electricity distribution system. The paper will also present the results of model testing on several relevant examples, and the impact of the model on the work of electricity distribution system operators as well as on system users and participants in the electricity market.

Index Terms - Electricity distribution system, Electricity losses, Collecting data from electricity meters, Access to the distribution system

I UVOD

Kontinuirano zagađenje životne sredine, ubrzane klimatske promene, modifikovane potrebe stanovništva i razvoj novih modernih tehnologija u industriji su neki od faktora koji su doveli do promene slike sveta kakvog poznajemo. Posledice globalnih promena su se odrazile i na tržišta električne energije, na kojima su između ostalog prisutne česte fluktuacije u cenama električne energije. Ni sami učesnici na tržištu više nemaju

tradicionalne uloge, pri čemu sve aktivniju ulogu preuzimaju novi instituti kao što su na primer agregatori odnosno skladišta električne energije.

Usled navedenih promena operator distributivnog (u daljem tekstu: ODS) i prenosnog (u daljem tekstu: OPS) sistema električne energije, suočavaju se sa novim izazovima u poslovanju. Ovo se pre svega odnosi na upravljanje distributivnim (u daljem tekstu: DEES) i prenosnim (u daljem tekstu: PEES) sistemom električne energije.

Kako bi se ODS i OPS uspešno nosili sa navedenim izazovima neophodno je omogućiti im dovoljno finansijskih i ljudskih resursa. U okviru ovog rada biće dat predlog reorganizacije očitavanja mernih uređaja, kao i predlog promene tarifnog sistema za garantovano snabdevanje i pristup DEES u cilju ušteda električne energije u DEES i povećanja fleksibilnosti DEES.

II KORISNICI DEES

Korisnik DEES je proizvođač električne energije, krajnji kupac čiji je objekat priključen na DEES, kupac-proizvođač, skladište električne energije, agregator, snabdevač i drugi operator sistema. Korisnici DEES su istovremeno i učesnici na tržištu električne energije. Za svako mesto primopredaje korisnika DEES postoji obaveza uređenja pristupa DEES i balansne odgovornosti. [1]

Pristup DEES se uređuje ugovorom o pristupu koji zaključuju ODS i korisnik DEES. Balansna odgovornost se uređuje zaključenjem ugovora o balansnoj odgovornosti sa OPS ili prenosom balansne odgovornosti na balansno odgovornu stranu (u daljem tekstu: BOS). [1,2]

Krajnji kupci mogu samostalno ili posredstvom snabdevača urediti pristup DEES i balansnu odgovornost. Sa snabdevačem mogu zaključiti ugovor o potpunom snabdevanju ili ugovor sa unapred određenim količinama električne energije. [1]

Za jedno mesto primopredaje, za svaki obračunski period tokom perioda snabdevanja, krajnji kupac može zaključiti više ugovora o snabdevanju sa unapred određenim količinama električne energije sa različitim snabdevačima. U ovom slučaju krajnji kupac je dužan da pre otpočinjanja snabdevanja uredi pristup DEES i balansnu odgovornost za svoje mesto primopredaje. [1]

Potpuno snabdevanje predstavlja prodaju električne energije kod koje njena količina za obračunski period nije utvrđena ugovorom o snabdevanju, već krajnji kupac ima pravo da odredi količinu, na osnovu ostvarene potrošnje električne energije na mestu primopredaje. Za jedno mesto primopredaje i za isti period snabdevanja može se zaključiti samo jedan ugovor o potpunom snabdevanju. Snabdevač je dužan da pre početka snabdevanja uredi pristup DEES i balansnu odgovornost za mesto primopredaje krajnjeg kupca sa kojim ima zaključen ugovor o potpunom snabdevanju. [1] Svi kupci-proizvođači imaju obavezu zaključenja ugovora o potpunom snabdevanju sa neto merenjem ili neto obračunom sa izabranim snabdevačem. S obzirom na to snabdevači imaju obavezu regulisanja pristupa DEES i balansne odgovornosti za sva mesta primopredaje kupaca-proizvođača koje snabdevaju. [3,4]

Proizvođači samostalno uređuju pristup DEES i balansnu odgovornost, kao i skladišta električne energije. Drugi operator sistema (OPS, susedni ODS ili zatvoreni ODS) sa ODS zaključuje ugovor o pristupu DEES. [5]

III TRENUTNI MODEL OBRAČUNA PRISTUPA DEES

ODS je dužan da omogući korisnicima DEES pristup DEES po regulisanim cenama na principu javnosti i nediskriminacije. [1] Cene pristupa DEES u Republici Srbiji su regulisane. Regulisanim cenama se, između ostalog, obezbeđuje pokrivanje opravdanih troškova poslovanja, održivi razvoj DEES, bezbednost rada DEES, podsticanje ekonomske i energetske efikasnosti, kao i nediskriminacija odnosno jednak položaj svih korisnika DEES. ODS donosi cenovnik pristupa DEES na koji Agencija za energetiku Republike Srbije daje saglasnost (u daljem tekstu: AERS). Prilikom određivanja cena pristupa DEES, između ostalog, određuje se maksimalna visina prihoda ODS, kao i elementi za obračun i način obračuna pristupa DEES. [1,6]

Obračun pristupa DEES se vrši na različite načine za različite vrste korisnika DEES, što će u nastavku rada biti detaljno objašnjeno.

Svi krajnji kupci mogu se podeliti u četiri kategorije:

- „potrošnja na srednjem naponu“,
- „potrošnja na niskom naponu“,
- „široka potrošnja“ (grupe „domaćinstvo“, „ostala komercijalna potrošnja“ i „javna i zajednička potrošnja“) i
- „javno osvetljenje“ (grupe „javno osvetljenje“ i „svetleće reklame“).

Prvoj i drugoj kategoriji se pristup DEES obračunava za aktivnu snagu, aktivnu i reaktivnu električnu energiju, trećoj za aktivnu snagu i aktivnu električnu energiju, a četvrtoj samo za aktivnu električnu energiju. Mesta primopredaje iz prve kategorije priključena su na srednji napon (35 kV, 20 kV ili 10 kV), a svih ostalih kategorija na niski napon (0,4 kV). [1,6]

ODS obračunava naknadu za pristup DEES direktno krajnjim kupcima koji sa snabdevačima imaju zaključene ugovore o snabdevanju sa unapred određenim količinama, kao i susednim operatorima sistema. ODS snabdevačima obračunava pristup DEES za mesta primopredaje krajnjih kupaca sa ugovorima o potpunom snabdevanju, uključujući i kupce-proizvođače za ukupnu električnu energiju isporučenu iz DEES. [1,4,6] Proizvođači električne energije i skladišta iste, prema trenutnoj regulativi, nemaju obavezu plaćanja pristupa DEES. [1,6]

Na DEES na kraju 2021. godine ukupno je bilo priključeno 3.725.529 mesta primopredaje krajnjih kupaca od čega 138 iz kategorije „potrošnja na srednjem naponu“ (35 kV) i 5.316 (10 kV i 20 kV), 42.284 „potrošnja na niskom naponu“, 348.189 „široka potrošnja“ grupe „ostala komercijalna potrošnja“ i „javna i zajednička potrošnja“, 3.306.173 „široka potrošnja“ grupa „domaćinstvo“ i 23.429 „javno osvetljenje“. [7]

Pored toga, na DEES trenutno je priključeno ukupno 360 proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora [8], kao i 1.324 kupca-proizvođača (od kojih su 982 domaćinstva, 1 stambena zajednica i 341 ostalih) [9]. Takođe, očekuje se

priključenje prvih skladišta električne energije, punionica električnih vozila i drugo. ODS kod navedenih korisnika DEES postavlja napredne merne sisteme [10] i svi oni se očitavaju daljinski.

Ugovor o pristupu DEES pored elemenata utvrđenih zakonom kojim se uređuju obligacioni odnosi, sadrži podatke o mestu primopredaje, snazi na mestu primopredaje, obračunskom periodu i načinu obračuna pristupa DEES, kao i druge elemente u zavisnosti od specifičnosti mesta primopredaje. [1]

Obračun pristupa DEES vrši se za svaki obračunski period, koji je po pravilu kalendarski mesec, za svako mesto primopredaje pojedinačno. [1,6] Kako bi obračun pristupa DEES mogao da vrši na mesečnom nivou, ODS je dužan da obezbedi podatke o potrošnji i proizvodnji električne energije na osnovu očitavanja brojlara, koje ispunjava propisane metrološke zahteve.[1,11] ODS navedene podatke prikuplja do dvanaestog u mesecu za prethodni mesec i u roku od tri dana ih dostavlja OPS, krajnjem kupcu, proizvođaču i snabdevaču. [1] Na osnovu prikupljenih podataka ODS obračunava pristup DEES za svako mesto primopredaje pojedinačno i priprema podatke za balansno tržište el. en. koje dostavlja OPS. [1,2,6]

Snabdevač na osnovu podataka dobijenih od ODS izdaje krajnjim kupcima i kupcima-proizvođačima, sa kojima ima ugovore o potpunom snabdevanju, račune za električnu energiju. U računu za prodatu električnu energiju snabdevač je dužan da, pored troškova, posebno istakne troškove pristupa DEES po regulisanim tarifama, kao i ostale poreze, naknade i takse.[1]

IV TRENUTNI MODEL OČITAVANJA MERNIH UREĐAJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Po trenutno važećim propisima ODS je dužan da svakog meseca prikupi (očita) podatke sa svih 3.725.529 mernih uređaja na mestima primopredaje. Na svega 3,78% mernih uređaja kod krajnjih kupaca ODS ima mogućnost daljinskog očitavanja,[7] i to uglavnom kod krajnjih kupaca iz kategorije „Potrošnja na srednjem naponu“. Na osnovu navedenog i obaveza ODS opisanih u poglavlju 3.3. ovog rada zaključuje se da je u prvih 12 dana svakog meseca potrebno „ručno“ prikupiti podatke sa ukupno 3.584.704 mernih uređaja i daljinski sa svih koji imaju tu mogućnost. Ukoliko se pretpostavi da je za „ručno“ očitavanje jednog mernog uređaja potrebno 5 minuta¹, i da u prvih 12 dana ima ukupno osam radnih dana, može se zaključiti da je za sprovođenje očitavanja potrebno ukupno oko 4.670 zaposlenih ODS². Imajući u vidu da je ukupan broj zaposlenih na kraju 2022. godine bio 8.709 [12] može se zaključiti da je gotovo u polovini meseca potrebno angažovati više od polovine zaposlenih samo na očitavanju mernih uređaja.

¹ Pretpostavka je da je u praksi potrebno i više (naročito u razućenim naseljima gde je veće rastojanje između mernih uređaja), ali je za potrebe jednostavnosti proračuna pretpostavljeno da je prosečno vreme 5 minuta.

² Vreme na raspolaganju za očitavanje je 8 dana po 8 sati što je ukupno 64 sata, odnosno 3.840 minuta. Ukoliko se pretpostavi da svaki od 4.670 zaposlenih ima na raspolaganju 3.840 minuta za očitavanje, ODS na raspolaganju ima ukupno 17.932.800 minuta. Pošto je pretpostavka da je za očitavanje jednog uređaja potrebno 5 min, može se zaključiti da je u raspoloživom vremenu ODS moguće očitati 3.586.560 mernih uređaja.

Nakon toga prikupljene podatke je neophodno uneti u baze podataka ODS (za šta je potrebno dodatno vreme i angažovanje zaposlenih). U bazama podataka vrši se provera prikupljenih podataka. Ukoliko se ustanovi da prikupljeni podaci nisu ispravni vrši se kontrola mernih mesta (kako bi se prikupili ispravni podaci, utvrdila neispravnost ili neovlašćena potrošnja).

Izazovi sa kojima se ODS suočava svakog meseca zbog očitavanja svih mernih uređaja su brojni.

Neki od najvećih izazova su prekomerno angažovanje ljudskih kapaciteta ODS (više od polovine zaposlenih gotovo polovinu svakog meseca) za očitavanje pri čemu se ostali procesi ODS obustavljaju u toku očitavanja, kontrola mernih mesta kao i zamena mernih uređaja. Redovno se vrše isključivo neodložne aktivnosti kao što je otklanjanje kvarova. Usled navedenih aktivnosti ODS po pravilu trpi štetne posledice (npr. smanjeno utvrđivanje neovlašćene potrošnje), ali i svi korisnici DEES (npr. odlaganje priključenja mernih mesta novih korisnika DEES, neispravni merni uređaji i uređaji sa isteklim rokom overe [11]).

Navedenim postupanjem, pored štetnih posledica sa kojima se ODS i korisnici DEES redovno suočavaju, ODS nije u mogućnosti da ispunjava sve svoje zakonske obaveze što ilustruju naredni primeri. ODS je dužan da sve merne uređaje održava u ispravnom stanju, u roku overe. Važno je napomenuti da na DEES trenutno veliki broj uređaja nema važeći žig Direkcije za mere i dragocene metale, te se prema Zakonu o metrologiji takvi uređaji smatraju neispravnim.[11] Takođe, ODS je dužan da redovnu kontrolu mernog mesta po pravilu vrši jedanput u šest meseci, a najduže na period od godinu dana. Vanrednu kontrolu mernog mesta ODS vrši u slučajevima kada za to postoji potreba. [1,5] U toku 2021. godine izvršeno je ukupno 385.169 redovnih i vanrednih kontrola. Dakle, kontrole su sprovedene na svega 10,3% mernih mesta. Od sprovedenih kontrola mernih mesta na ukupno 11,7% utvrđene su nepravilnosti (neispravno merenje, neovlašćena potrošnja i drugo). Ovi pokazatelji su alarmantni, veliki je procenat uočenih nepravilnosti na mernim uređajima, a pri tom ODS ne ispunjava svoju obavezu da sprovodi kontrolu svih mernih uređaja jednom godišnje. Potrebno je značajno unapređenje kontrole mernih uređaja, a broj uočenih nepravilnosti potvrđuje neophodnost njihove hitne zamene naprednim mernim sistemima. [1,7]

Pored angažovanja značajnog procenta zaposlenih u toku prve polovine meseca, što otežava funkcionisanje ostalih poslova ODS, ODS ima i značajne troškove za organizaciju mesečnog očitavanja u smislu angažovanja resursa - goriva, pripreme očitavanja, štampe i održavanja i razvoja softvera za prikupljanje i obradu podataka sa mernih uređaja. Troškovi za očitavanje mernih uređaja u 2022. godini su iznosili 1,6 milijardi dinara.[13] Na to je potrebno dodati održavanje postojećih i razvoj novih softvera, štampu lista mernih mesta za očitavanje, nabavku opreme za očitavanje, habanje voznog parka, utrošeno gorivo itd.

Takođe, određeni procenat mernih uređaja (za potrebe ovog rada pretpostavićemo oko 5% što je oko 186 hiljada mernih uređaja) svakog meseca ostane neočitani zbog nedostupnosti mernog mesta (uglavnom zatvoreni merni uređaji u privatnim objektima). Kada se predmetni merni uređaji očitaju (nakon jednog ili više meseci) korisnik DEES od snabdevača dobija redovan račun, ali i korekcije

prethodnih za period kada nije bio očit, sa obavezom plaćanja u jednom mesecu što je značajno finansijsko opterećenje za korisnika.

Pored svega navedenog tržište električne energije je ugroženo jer ODS, u skladu sa zakonom, predugo obrađuje podatke te OPS kasno (15. dana u mesecu za prethodni) dobija podatke za balansno tržište.

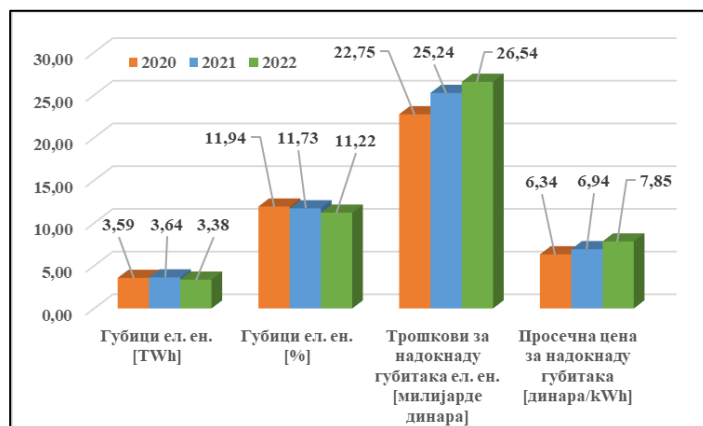
Sve prethodno opisano utiče na povećanje gubitaka ODS što predstavlja znatno finansijsko opterećenje za ODS. U okviru ovog rada biće dat predlog za unapređenje načina očitavanja mernih uređaja korisnika DEES u cilju ušteda ODS, ali i benefita za korisnike DEES i ostale učesnike na tržištu.

Jedan od najvećih izazova u funkcionisanju ODS su i gubici električne energije kako tehnički, tako i netehnički. Tehnički gubici su prirodna pojava usled protoka električne energije kroz elemente DEES, ali se ulaganjem u modernizaciju DEES mogu bitno smanjiti. Netehnički gubici izazvani su uglavnom neovlašćenom potrošnjom tj. krađom električne energije koja se otkriva kontrolama mernih mesta. Takođe, gubici nastaju i na neispravnim mernim uređajima (npr. ukočena brojila, neispravni displej, usporen rad, kvarovi, istekao žig).

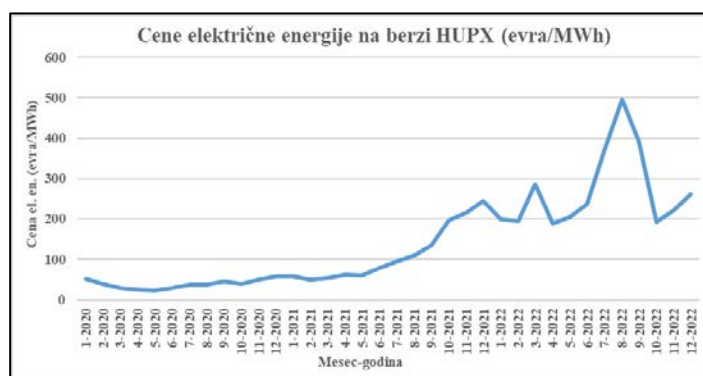
Dakle, smanjenje gubitaka u DEES može se postići isključivo ulaganjem u unapređenje, modernizaciju, automatizaciju i digitalizaciju mreže i merne infrastrukture, što zahteva povećanje raspoloživih finansijskih sredstava ODS. Predloženo bi se, na korist svih korisnika DEES (npr. bolja sigurnost snabdevanja i kvalitet električne energije) moglo sprovesti preusmeravanjem dela sredstava potrebnih za očitavanje svih mernih uređaja svakog meseca.

Pored toga, potrebno je i povećanje broja zaposlenih koji bi vršili kontrole mernih mesta (prilikom kojih se mogu utvrditi krađe električne energije i neispravni merni uređaji) i zamenu mernih uređaja. Ukoliko bi se zaposleni manje angažovali za očitavanje mernih uređaja ODS bi mogao da ispuni svoju zakonsku obavezu i izvrši kontrolu svih mernih mesta na godišnjem nivou, pri čemu bi u znatno većoj meri došlo do otkrivanja neovlašćene potrošnje električne energije i neispravnosti mernih uređaja, kao i zamene mernih uređaja koje je potrebno zameniti. Takođe, neočitani merni uređaji povećavaju netehničke gubitke ODS u mesecima kada merni uređaj nije očit, što potencijalno može izazvati obračun i plaćanje PDV na prekomerne gubitke u predmetnim mesecima.

Iako se procenat gubitaka u DEES poslednjih godina značajno smanjuje što se može videti na slici 1, troškovi za gubitke u poslednjim godinama značajno rastu. Sa slike 1 može se primetiti da je ODS u 2022. godini u odnosu na 2020. godinu značajno smanjio gubitke (za 0,72%), a u odnosu na 2017. godinu 1,71% što predstavlja zavidan rezultat. [14,15] Međutim troškovi za nadoknadu gubitaka drastično rastu zbog naglog i značajnog povećanja cene električne energije na njenom tržištu, koje nemaju tendenciju pada. [16] Na slici 2 prikazano je kretanje cena na berzi HUPX u periodu od 2020. do 2022. godine. [17] U budućnosti se čini se očekuje dalje povećanje troškova za nadoknadu gubitaka. S obzirom na navedeno, ODS još intenzivnije mora raditi na smanjenju gubitaka kako bi optimizovao svoje poslovanje.



Slika 1. Pregled gubitaka električne energije u DEES i troškova za nadoknadu gubitaka [14,15,16]



Slika 2. Cene električne energije na berzi HUPX u periodu 2020-2022. godina [17]

Potrebno je imati u vidu da se cena pristupa DEES nije menjala u periodu od 2016. do 2019. godine. Nakon 2019. godine promena cene pristupa DEES izvršena je 01.02.2021. godine (povećanje za 5,5%) [18] i 01.10.2021. godine (povećanje cena za 10%) [19]. Dakle, ukupno povećanje cena pristupa DEES u periodu od 2019. do 2022. godine iznosi 16,05%, dok je rast prosečne cene za nadoknadu gubitaka električne energije u posmatranom periodu 23,8% [16], pri čemu naravno ODS ima uvećanje i drugih troškova.

AERS prilikom davanja saglasnosti na regulisane cene, insistira na racionalizaciji u poslovanju energetskih preduzeća i priznavanju samo opravdanih troškova. Jedan od najvećih troškova su visoki gubici električne energije u DEES, koje AERS redovno priznaje u manjem iznosu od ostvarenih, a u skladu sa planom smanjivanja gubitaka. [7]

Dakle, za ODS je neophodno značajno smanjenje gubitaka električne energije naročito u svetlu značajnog povećanja njene cene. S obzirom na sve navedeno, u nastavku će biti dat predlog za izmenu načina očitavanja mernih uređaja koji će dovesti do značajnih ušteda i finansijskih i ljudskih resursa.

V PREDLOG IZMENE MODELA OČITAVANJA MERNIH UREĐAJA ELEKTRIČNE ENERGJE

Početni uslov razvoja tržišta jeste da se proizvođači, kupci-

proizvođači (kao i buduća skladišta i punionice električnih vozila) očitavaju svakog meseca, kao i svi krajnji kupci kategorije „Potrošnja na srednjem naponu“, „Potrošnja na niskom naponu“, „Javno osvetljenje“ i „Široka potrošnja“ koje ne snabdeva garantovani snabdevač koji je regulisan, uključujući i one koje snabdeva garantovani snabdevač ali imaju u upotrebi napredne merne sisteme. U daljem tekstu za sve merne uređaje koji se očitavaju svakog meseca koristiće se skraćenica: SMO.

U 2021. godini garantovani snabdevač snabdevao je ukupno 3.397.139 mernih mesta krajnjih kupaca (domaćinstava i malih kupaca).[20] Sledstveno, za oko 8,8% mernih mesta (328.390 mernih uređaja) krajnjih kupaca se u odnosu na trenutni sistem prikupljanja podataka sa mernih uređaja ne predlažu nikakve promene zbog značajne potrošnje, odnosno proizvodnje na mernim mestima i potreba tržišta električne energije. Takođe, sa pomenutih mernih uređaja podaci se prikupljaju daljinski ili će se ova funkcionalnost omogućiti u bliskoj budućnosti, pa za njihovo očitavanje nije potrebno angažovanje ljudskih resursa na terenu.

Promena načina očitavanja se predlaže za merne uređaje krajnjih kupaca kategorije „Široka potrošnja“, grupa „Domaćinstvo“, „Ostala komercijalna potrošnja“ i „Javna i zajednička potrošnja“ kod kojih se u trenutku očitavanja ne koriste napredni merni sistemi i čiji je snabdevač garantovano snabdevanje.³ U daljem tekstu pomenuta grupa biće označena skraćenicom: DMO. Pomenuta grupa predstavlja oko 91,2% ukupnog broja mernih mesta priključenih na DEES. Sledi da se novi model prikupljanja podataka predlaže za ukupno 3.397.139 mernih mesta krajnjih kupaca. Važno je napomenuti da se kod predmetne grupe detektuju najmanje potrošnje električne energije. Relativno male potrošnje energije na predmetnim mernim mestima su obezbeđene i ograničenjem priključenja isključivo na niski napon uz maksimalnu odobrenu snagu od 43,5 kW.⁴ [6,21]

Ukoliko bi se DMO očitavala u pravilnim periodima od šest meseci to znači da bi svako merno mesto bilo očitano dva puta godišnje. Shodno tome, potrebno je u toku jedne kalendarske godine izvršiti 6.794.278 „ručnih“ očitavanja mernih uređaja tj. 566.190 na mesečnom nivou umesto dosadašnjih 3.584.704.

Za SMO očitavanje će se vršiti kao i do sada. U prva tri dana meseca će se prikupljati podaci sa predmetnih mernih uređaja, pri čemu će se, gde god je to moguće, preuzimati stanja iz memorije mernog uređaja na prvi dan meseca u 00 h.

Kao što je već navedeno ODS ima zakonsku obavezu sprovođenja kontrola mernih mesta krajnjih kupaca najmanje jednom godišnje.[1] Za SMO potrebno je napraviti plan kontrole tako da se kontrola izvrši jednom u godinu dana. S obzirom na to da je takvih mernih mesta ukupno 328.390, a da je ODS u toku 2021. godine sproveo 385.169 kontrola [7], ovakav plan bi se sa

sigurnošću mogao sprovesti. Za SMO predlaže se kontrola nakon perioda očitavanja u cilju čuvanja ljudskih kapaciteta ODS kako bi mogla da se vrše „ručna“ očitavanja i kontrole DMO.

Što se tiče DMO, plan očitavanja i kontrola mernih mesta može se urediti tako da se polovina mernih mesta kod koji se očitavanje vrši „ručno“ samo očita, dok se za drugu polovinu izvrši kontrola mernog mesta. Naravno, kada se drugi put predmetna grupa mernih mesta bude „ručno“ očitavala, grupi za koju je u prvom očitavanju u toku kalendarske godine izvršena kontrola mernog mesta bi trebalo samo očitati, a za grupu koja je bila očitana izvršiti kontrolu. Naravno, prilikom izvođenja kontrole mernog mesta, između ostalog biće očitani i podaci sa mernog uređaja kao prilikom „ručnog“ očitavanja.

U skladu sa predloženim, svakog meseca bi se „ručno“ očitavanje sprovodilo na ukupno 283.095 mernih mesta za šta je potrebno 1.415.475 minuta⁵. Na preostalih 283.095 mernih mesta sproveda bi se kontrola mernog mesta, za šta je potrebno oko 11.323.800 minuta⁶. Dakle, ukupno vreme na mesečnom nivou, za predloženi model iznosi 12.739.275 minuta.

Ukoliko se pretpostavi da se isti broj zaposlenih angažuje kao što je to trenutno slučaj (4.670 zaposlenih) potrebno vreme za realizaciju opisanih kontrola i očitavanja je 5,7 radnih dana.

Ukoliko bi se opisano sprovodilo za osam radnih dana, kako je pretpostavljeno da je slučaj u trenutnom modelu, bilo bi potrebno ukupno oko 3.320 zaposlenih (za 1.350 manje nego trenutno pri čemu oni mogu vršiti druge poslove od značaja za ODS kao što su kontrole mernih mesta i zamene mernih uređaja). Prednost je takođe što se ovim modelom sprovodi kontrola svih mernih mesta, u skladu sa zakonskom obavezom ODS, dok se trenutnim modelom sa većim brojem zaposlenih vrši samo očitavanje.

Opisanim načinom očitavanja mernih uređaja ODS bi imao značajne finansijske uštede jer bi se na mesečnom nivou organizovalo „ručno“ očitavanje u obimu koji je za više od 80% manji od trenutnog. Takođe, angažovao bi se manji broj zaposlenih pri čemu bi ostali mogli da se bave drugim poslovima od značaja za ODS. Pored navedenog, očitavanje bi moglo da se završi u kraćem vremenskom periodu, pri čemu bi više vremena u ostatku meseca moglo da se iskoristi za sprovođenje drugih aktivnosti ODS. Takođe, ODS bi na opisan način mogao da izvrši svoju zakonsku obavezu kontrole svakog mernog mesta najmanje jednom godišnje. Navedena zakonska obaveza je od izuzetnog značaja i u zaštiti interesa ODS, ali i korisnika DEES. Redovnim sprovođenjem kontrola biće blagovremeno otkriveni neispravni merni uređaji, kao i neovlašćena potrošnja električne energije. Na taj način, ODS će blagovremeno reagovati i sprovesti zamenu neispravnog uređaja ispravnim i uraditi ispravke prethodnih obračuna za obračunske periode u kojima merenje nije bilo ispravno (ispravke mogu biti i na korist korisnika DEES i na korist ODS). Takođe, ODS će blagovremeno utvrditi neovlašćenu potrošnju električne energije i nad počiniocima sprovesti zakonske mere.[1] Sve navedeno će rezultovati bitnim smanjenjem gubitaka ODS, a samim tim i manjim troškovima ODS.

³ Za potrebe ovog rada pretpostavićemo da se u slučaju krajnjih kupaca iz kategorije „široka potrošnja“ koje snabdeva garantovani snabdevač ne koriste napredni merni sistemi. Svi proračuni biće sprovedeni nad podacima iz 2021. godine.

⁴ Svim ostalim krajnjim kupcima čiji je objekat priključen na mrežu napona do 1 kV (sa odobrenom snagom preko 43,5 kW) meri se aktivna energija, reaktivna energija i vršno opterećenje tj. ne mogu biti u kategoriji „široka potrošnja“ već „Potrošnja na niskom naponu“. Naravno, u kategoriji „potrošnja na niskom naponu“ korisnici mogu imati i odobrenu snagu manju od 43,5 kW i svi će se očitavati svakog meseca.

⁵ Ukoliko se pretpostavi da je potrebno 5 minuta po mernom mestu.

⁶ Ukoliko se pretpostavi da je potrebno 40 minuta po mernom mestu.

Imajući u vidu da će ODS predloženim modelom imati manje troškove očitavanja, kao i manje troškove nabavke energije za smanjenje gubitaka, imaće i manje maksimalno odobrene prihode [6] što će u konačnici rezultovati manjom cenom pristupa DEES što predstavlja krajnju korist za sve korisnike DEES.

VI NAČIN OBRAČUNA PRISTUPA DEES U SLUČAJU PREDLOŽENE IZMENE MODELA OČITAVANJA MERNIH UREĐAJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Postavlja se pitanje na koji način će se vršiti obračun pristupa DEES, obračun gubitaka električne energije, debalansa BOS, kao i kakva će finansijska zaduženja imati korisnici DEES i na koji način će dobijati račune za električnu energiju od svojih snabdevača u slučaju predložene izmene modela očitavanja mernih uređaja.[1,2,6,21]

Naravno, za SMO neće biti nikakvih promena u odnosu na trenutni model obračuna. Međutim, DMO, iako se ne očitavaju svakog meseca, račune za električnu energiju moraju svakako dobijati svakog meseca kako naplata iste, garantovanog snabdevača ne bi bila umanjena, i kako bi celokupan energetski sektor nesmetano radio.

Kako bi se održala sigurnost snabdevanja i stabilnost DEES neophodno je zadržati trenutni model tržišta električne energije po kom snabdevači kupuju električnu energiju od proizvođača, kupaca-proizvođača ili na veletržištu i prodaju je krajnjim kupcima koje snabdevaju. Snabdevači koriste DEES da bi električnu energiju doveli do krajnjih kupaca. ODS obračunava i naplaćuje korišćenje DEES (pristup DEES) i to je njegov osnovni izvor prihoda. Pri tom snabdevači imaju trošak kupovine električne energije kojom će snabdevati krajnje kupce. Takođe, BOS imaju trošak debalansa. [1,2,6]

Dakle, kako bi ODS mogao nesmetano da funkcioniše neophodno je da mu se obezbedi neprekidan izvor prihoda, odnosno obračun pristupa DEES na mesečnom nivou. Kako je ranije navedeno ODS pristup obračunava ili snabdevaču ili krajnjem kupcu u zavisnosti od kupčevog ugovora o snabdevanju. Sledstveno, snabdevač će na mesečnom nivou imati troškove kupovine električne energije i pristupa DEES, a BOS troškove debalansa.

Iz svega navedenog može se konstatovati da je neophodno da ODS na mesečnom nivou vrši obračun pristupa DEES za svako merno mesto pojedinačno i podatke dostavlja snabdevaču na osnovu kojih će on izdati račun krajnjem kupcu, kao i da dostavlja podatke OPS za potrebe balansnog tržišta.

Takođe, gubici električne energije, koji su jedan od većih finansijskih opterećenja za ODS, se obračunavaju na mesečnom nivou kao razlika između ukupne raspoložive električne energije u DEES i električne energije isporučene korisnicima DEES.

Na nivou petnaestominutnih intervala meri se količina električne energije koja je ušla u DEES (napredni merni sistemi nalaze se na svim ulazima električne energije u DEES - iz prenosne mreže, od proizvođača, od kupaca-proizvođača, susednih ODS, kao i u budućnosti od skladištara). Zbirom petnaestominutnih intervala dobijaju se podaci na nivou obračunskog perioda. Neophodno je shodno odrediti na mesečnom nivou i ukupnu isporučenu

električnu energiju korisnicima DEES.

ODS meri na petnaestominutnom nivou isporuku susednim ODS, injektiranu električnu energiju u prenosni sistem kao i SMO kod kojih se koriste napredni merni sistemi. Sabiranjem navedenih podataka ODS dobija podatke na nivou obračunskog perioda. Takođe, potrošnja SMO je poznata na nivou obračunskog perioda.

S obzirom na to da će ODS za DMO na godišnjem nivou imati samo dva očitavanja, u okviru ovog rada predstavimo nekoliko modela proračuna mesečnih podataka.

VI-1 Modeli proračuna mesečne potrošnje električne energije na osnovu istorijskih podataka

Prvi, najjednostavniji model proračuna zasniva se na istorijskim podacima o potrošnji svakog pojedinačnog mernog mesta. U tekućoj godini za predmetni obračunski period za posmatrano merno mesto mogu se obračunati identične količine električne energije kao u istom obračunskom periodu prethodne godine. U slučaju novih mernih mesta, kao i u slučaju mernih mesta za koje ne postoji obračun u istom obračunskom periodu prethodne godine (npr. merno mesto priključeno na DEES pre manje od godinu te nema odgovarajući istorijski period) obračun se može izvršiti na osnovu prosečne potrošnje mernih mesta odgovarajuće kategorije i grupe korisnika DEES u istom obračunskom periodu prethodne godine.

Međutim, s obzirom na to da ne postoje dva identična trenutka, te tako ni dva identična obračunska perioda, ovakvo rešenje se ne može jednoznačno primeniti. Predlaže se da se od ukupno raspoložive električne energije u DEES u posmatranom obračunskom periodu tekuće godine oduzme obračunata električna energija SMO. Razlika će predstavljati gubitke u DEES i isporuku DMO.

Prvi korak se sastoji u određivanju ukupno raspoložive električne energije u istom obračunskom periodu prethodne godine. Nakon toga, potrebno je odrediti prosečnu potrošnju za svaku kategoriju i grupu korisnika DEES. Potom je potrebno uporediti broj korisnika iz svake kategorije i grupe korisnika u posmatranom obračunskom periodu tekuće i prethodne godine. Na ukupnu raspoloživu električnu energiju iz odgovarajućeg obračunskog perioda prethodne godine potrebno je dodati, za svaku kategoriju i grupu korisnika DEES, proizvod prosečne potrošnje odgovarajuće kategorije i grupe korisnika DEES u posmatranom obračunskom periodu prethodne godine, kao i razlike broja korisnika DEES u posmatranom obračunskom periodu tekuće i prethodne godine. Na taj način će se trenutni broj korisnika reflektovati na obračunski period prethodne godine (praktično izračunaće se koliko bi bila preuzeta električna energija u obračunskom periodu prethodne godine da je tada bio priključen isti broj korisnika DEES kao u obračunskom periodu tekuće godine).

Drugi korak je da se od raspoložive električne energije u istom obračunskom periodu prethodne godine izračunate u prvom koraku oduzme količina električne energije koju su potrošili SMO. Potom se u dobijenoj razlici odredi procentualno učešće gubitaka i DMO. Zatim je potrebno to procentualno učešće preslikati na posmatrani obračunski period tekuće godine. Na taj način će biti određeni gubici električne energije u tekućem obračunskom periodu.

Nakon oduzimanja gubitaka ostaje samo podatak o potrošnji DMO u posmatranom obračunskom periodu tekuće godine. Kada se zbir izračunatih potrošnji DMO na osnovu istorijskih podataka i formule za merna mesta koja nemaju odgovarajući obračunski period u prethodnoj godini uporedi sa ranije izračunatim sumarnim podatkom o potrošnji DMO dobiće se odgovarajuća razlika (koja naravno može biti pozitivna ili negativna). Predmetnu razliku potrebno je raspodeliti na merna mesta proporcijalno njihovom učešću u ukupnoj potrošnji DMO koji je inicijalno izračunat samo na osnovu istorijskih podataka.

VI-2 Model proračuna mesečne potrošnje električne energije na osnovu kontrolnih merenja u distributivnim transformatorskim stanicama

Drugi model obračuna mesečnih utrošaka zasniva se na merenjima u transformatorskim stanicama (u daljem tekstu: TS) 20/0,4 i 10/0,4. Ukupan broj TS 10/0,4 je 26.622, instalisane snage 11.586 MVA, a TS 20/0,4 9.078, instalisane snage 4.525 MVA.[22]

Koncept koji će biti opisan u nastavku rada bazira se na prethodnom modelu s tim što se proračun vrši na mikrolokacijama te je samim tim tačniji. Pretpostavka je da svaka TS ima kontrolno merenje. Za svaku TS vrši se merenje ukupne isporučene električne energije korisnicima DEES. Nakon toga se od ukupno isporučene električne energije oduzima ona koja je isporučena SMO. Na dobijenu razliku dodaje se energija isporučena u DEES od proizvođača i kupaca-proizvođača koji su priključeni na tu TS. Za merna mesta koja nemaju odgovarajući obračun u prethodnoj kalendarskoj godini proračun potrošnje se vrši na identičan način kao u prethodnom modelu.

Nakon toga posmatra se isti obračunski period prethodne godine i ista TS. Početak obračuna se vrši kako je opisano u prethodnom modelu i za merna mesta koja imaju odgovarajući prethodni period, kao i za ona koja nemaju. Pored navedenog, raspoloživa električna energija će se prilagoditi trenutnom broju korisnika DEES koji se iz nje napajaju na osnovu procedure opisane u prethodnom modelu. Potom se računa koliko svako pojedinačno merno mesto procentualno učestvuje u raspoloživoj električnoj energiji na predmetnoj TS u istom obračunskom periodu prethodne godine i zatim se podela potrošnje u tekućem obračunskom periodu vrši u skladu sa datom procentualnom raspodelom. Od ukupne raspoložive električne energije na nivou TS se oduzimaju obračunate potrošnje pojedinačnih mernih mesta krajnjih kupaca i na taj način se dobijaju gubici na nivou TS. Kada se od ukupno raspoložive električne energije u DEES oduzmu obračunati utrošci energije za sva merna mesta dobijaju se ukupni gubici na nivou DEES.

U prvom modelu prvo se definišu gubici, dok se razlike raspoređuju na krajnje kupce, dok je u slučaju drugog modela situacija obrnuta - proračun se vrši na nivou mernog mesta krajnjeg kupca, a sve razlike se odražavaju na gubitke ODS.

U okviru ovog rada izvršena je analiza potrošnje na jednoj distributivnoj TS u kojoj postoji kontrolno merenje, i iz koje se napaja ukupno 233 krajnjih kupaca kategorije "široka potrošnja", grupe "domaćinstvo". Zbir potrošnje predmetnih 233 krajnjih kupaca na satnom nivou u toku 2022. godine upoređen je sa merenjima kontrolnog mernog uređaja u predmetnoj TS.

U 2022. godini određena su procentualna učešća svakog mernog mesta u ukupno raspoloživoj električnoj energiji na nivou posmatrane TS, kao i gubici u svakom mesecu. Nakon toga, na osnovu podataka o kontrolnim merenjima na predmetnoj TS i raspoloživih procentualnih učešća određeni su utrošci za svako pojedinačno merno mesto, kao i gubici na predmetnoj TS. Utrošci utvrđeni na ovaj način upoređeni su sa izmerenim utrošcima električne energije koji su dobijeni na osnovu očitavanja mernih uređaja. Utvrđena je greška od 2% do 60%. Ovakav rezultat je i očekivan. Model će i u budućnosti biti testiran nakon šest meseci 2023. godine kada će moći da se prover i predlog sprovođenja korekcija nakon šestomesečnog očitavanja.

Trenutno je relativno mali broj TS pokriven kontrolnim merenjima, tako da je preduslov za ovakav način proračuna investiranje u kontrolne napredne merne sisteme koji bi se koristili kao kontrolna merenja za svaku TS 10/0,4 i 20/0,4 kV.

VI-3 Model proračuna mesečne potrošnje električne energije na osnovu ukupne raspoložive električne energije u DEES

Analizama sprovedenim u drugom modelu primećeno je da gubici na nivou predmetne TS prate oblik krive opterećenja TS. S obzirom na navedeno u okviru ovog rada biće prikazan još jedan model za proračun mesečnih utrošaka koji se zasniva na pretpostavci da gubici ODS prate krivu opterećenja ODS (krivu ukupne raspoložive električne energije ODS).

Prvi korak je da se od ukupnog opterećenja oduzme potrošnja SMO. Potom se ukupno raspoloživa električna energija u istom obračunskom periodu prethodne godine prilagodi trenutnom broju korisnika kao u prvom modelu. Nakon toga se na osnovu procenata gubitaka iz istog obračunskog perioda prethodne godine procene gubici i oduzmu od prethodno dobijene razlike iz prvog koraka. Nakon toga, u istom obračunskom periodu prethodne godine odredi se procentualno učešće svakog krajnjeg kupca DMO u novodobijenoj razlici. Potom se ista razlika u obračunskom periodu tekuće godine podeli na potrošnju pojedinačnih mernih mesta krajnjih kupaca prema procentualnim učešćima u odnosu na isti obračunski period prethodne godine.

Autori će u narednom periodu sva tri modela testirati na realnim podacima i analizirati dobijene rezultate kako bi se ustanovilo koji je od predloženih modela najsvrsishodniji i najjednostavniji za sprovođenje.

VI-4 Način sprovođenja obračuna pristupa DEES

U predloženim modelima prikazan je način određivanja potrošnje na mesečnom nivou za DMO. Primećuje se da u mesecu očitavanja u predloženim modelima ne postoji prethodno stanje, već stanje očitano pre šest meseci, te se ni u tim periodima ne može uraditi odgovarajući mesečni obračun već se mora raditi procena na neki od opisanih načina.

Obračun pristupa DEES se u svakom od predloženih modela vrši za svaki mesec pojedinačno za sva merna mesta. Sledstveno, za SMO obračun se vrši na osnovu očitanih podataka, a za DMO na osnovu procenjenih po nekom od predloženih modela. Opisani podaci se dostavljaju snabdevaču i na osnovu njih snabdevač izdaje račun krajnjem kupcu. Važno je napomenuti da nakon instalacije naprednih mernih sistema kod DMO ona prelaze u

SMO. ODS će podatke za potrebe balansnog tržišta dostavljati OPS na osnovu izmerenih petnaestominutnih podataka odnosno profila potrošnje u slučaju da ne postoje petnaestominutni izmereni podaci. [5]

Naravno, svakog meseca, nakon osnovnog obračuna pristupa DEES, potrebno je obračunati električnu energiju za DMO koji su očitani u predmetnom obračunskom periodu. Pre svega potrebno je obračunati električnu energiju u periodu od prethodnog očitavanja (pre šest meseci) i trenutnog. Takav šestomesečni obračun potrebno je uporediti sa zbirom šest obračuna koji su urađeni na osnovu procene potrošnje. Svakom od takvih DMO potrebno je obračunati korekciju pristupa DEES za prethodni šestomesečni period u zavisnosti da li mu je obračunato manje ili više električne energije od stvarno isporučene po merenjima. ODS korekciju dostavlja snabdevaču na osnovu čega će snabdevač krajnjem kupcu izdati odobrenje ili zaduženje.

Korekcionni račun ODS je dužan da u svojim knjigama zavede u predmetnom mesecu i da zbir svih korekcija prikaže u elektroenergetskom bilansu za predmetni obračunski period kako bi se razlika između proračunate i stvarno isporučene električne energije odrazila i na gubitke u DEES.

VII PREDLOG ZA IZMENU TARIFNOG SISTEMA U REPUBLICI SRBIJI

Tarifni sistem Republike Srbije počiva na podsticanju štednje električne energije. Predloženim modelima izmene načina očitavanja moraju se izvršiti izvesne izmene i u samom tarifnom sistemu kako bi se njegova osnovna ideja zadržala. [23,24] Što se tiče SMO sve može ostati nepromenjeno u odnosu na trenutno stanje.

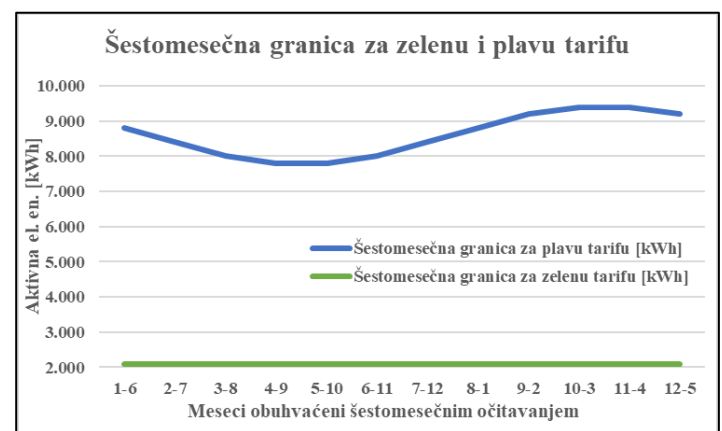
Međutim, za krajnje kupce kategorije „široka potrošnja“ koje snabdeva garantovani snabdevač propisana je „zelena tarifa“ za potrošnju električne energije manju od 350 kWh na mesečnom nivou, „plava tarifa“ za potrošnju električne energije od 350 do 1600 kWh, dok je za potrošnju veću od 1.600 kWh definisana najskuplja „crvena tarifa“. Očitavanjem dva puta godišnje bi opisani koncept bio obesmišljen jer će stvarni obračun moći da se uradi na svakih šest meseci pri čemu će pojedina merna mesta biti očitana npr. u aprilu pa u oktobru (u periodu kada nema grejanja) a potom ponovo narednog aprila (u periodu oktobar-april kada postoji grejanje), neka u prvih šest meseci i u zimskom i u prelaznom periodu. itd.

S obzirom na to predlaže se da se obračun na mesečnom nivou vrši na osnovu procene po nekom od predloženih modela i da se na mesečnom nivou obračunavaju tarife (zelena, plava i crvena) kako je to trenutno definisano. Pri tom neophodno je da se na šestomesečnom nivou definišu kriterijumi za tarife. Predlaže se da granica za „zelenu tarifu“ ostane nepromenjena - ukoliko je šestomesečna potrošnja manja od $350 \text{ kWh} \cdot 6 = 2100 \text{ kWh}$ obračunavaće se najniža „zelena tarifa“. Kod granice između „plave“ i „crvene tarife“ mora se više voditi računa. Ukoliko se primeni isti princip kao za „zelenu tarifu“, može se desiti da jedan deo električne energije bude obračunat u „plavoj“ umesto u „crvenoj tarifi“. Ako bi se i za šestomesečni obračun zadržale trenutno važeće granice za tarife (npr. $1600 \text{ kWh} \cdot 6$) tada ona domaćinstva koja se greju na električnu energiju, a npr. očitavaju

u januaru i junu ne bi imala obračun u „crvenoj tarifi“, jer bi imala značajno nižu potrošnju u aprilu i maju, čime se obesmišljava inicijalna zamisao „kaznene tarife“.

Kako bi se opisano izbeglo predlaže se da se godina podeli na zimski (od novembra do marta), letnji (od juna do avgusta) i prelazni period (april, maj, septembar i oktobar). U svakom od zimskih meseci predlaže se da granica za „plavu tarifu“ bude 1600 kWh, prelaznom bude 1400 kWh, a letnjem 1200 kWh. Ovo će dodatno podstaći štednju električne energije. Tako će se za svaki šestomesečni period odrediti granice „zelene“, „plave“ i „crvene tarife“ (slika 3) i one će se određivati na šestomesečnom nivou a potom prenositi na mesečni nivo. Date granice od 1.400 kWh i 1.200 kWh mogu biti dodatno pooštrene npr. na 1.200 kWh i 1.000 kWh ili čak 1.000 kWh i 800 kWh kako bi njihov uticaj na štednju električne energije bio još značajniji.

Snabdevač bi nakon prijema konačnih obračunskih podataka od ODS trebalo da sabere sve šestomesečne račune po tarifama i da ih uporedi na osnovu korigovanih podataka dobijenih od ODS. Tako će, pored korekcije prodate količine električne energije izvršiti i njenu preraspodelu po tarifama, ukoliko za tim bude bilo potrebe.

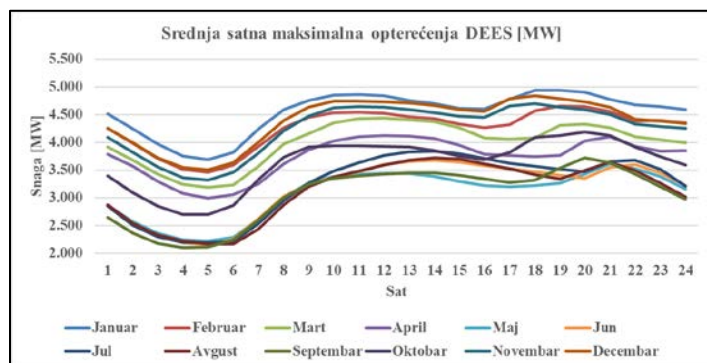


Slika 3. Šestomesečne granice za „zelenu“ i „plavu tarifu“

Na slici 3 sve ispod zelene linije je „zelena tarifa“, između zelene i plave „plava tarifa“, a iznad plave linije „crvena tarifa“.

Kako bi se poboljšala fleksibilnost DEES predlaže se izmena tarifnog sistema za pristup DEES. Trenutno su definisane samo dve tarife - viša, dnevna i niža, noćna tarifa. Na slici 4 data je kriva opterećenja DEES po mesecima. [14] Može se primetiti da je DEES najopterećeniji u periodu od 17-21h kada bi i tarifa bila najskuplja, a najmanje je opterećen u periodu 00-08h kada bi tarifa bila najjeftinija. U ostalim periodima dana, kada je DEES uobičajeno opterećen, mogle bi se primenjivati dve dodatne (među)tarife. [25,26] Na ovaj način bi korisnici DEES svoju potrošnju električne energije po pravilu „pomerali“ iz perioda viših cena u periode nižih cena. Na ovaj način će se doprineti fleksibilnosti DEES prirodnom reakcijom korisnika DEES na cenovne signale. Takođe, neophodno je uvesti i posebne tarife za proizvođače i kupce-proizvođače za električnu energiju isporučenu u DEES. Njena cena, isporučena u DEES u periodima velikog opterećenja DEES će biti viša, dok će cena električne energije isporučene u DEES u periodima kada je opterećenje malo biti značajno manja.

Dodatno, opterećenje DEES prate i cene električne energije na tržištu - u periodima većeg opterećenja DEES i cene na tržištu električne energije su više, i obrnuto tj. važi pravilo ponude i potražnje. Snabdevači mogu s kupcima ugovarati dinamičke cene električne energije i na taj način dodatno uticati na poboljšanje fleksibilnosti DEES. [27]



Slika 4. Srednja satna maksimalna opterećenja DEES

VIII UPOREDNA PRAKSA OČITAVANJA MERNIH UREĐAJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Prikupljanje podataka sa mernih uređaja električne energije se vrši na različite načine na globalnom nivou, u zavisnosti od brojnih faktora od kojih su neki stepen razvijenosti elektroenergetskog sistema i tržišta električne energije. U državama članicama Evropske Unije uočava se praksa očitavanja najvećeg broja mernih uređaja na polugodišnjem odnosno godišnjem nivou, u zavisnosti od kategorije kupca, dok je očitavanje na mesečnom nivou rezervisano samo za pojedine kategorije kupaca. U nastavku je dat primer Republike Hrvatske koji je prikazan u radu usled sličnosti načina ustanovljavanja i razvoja elektroenergetskog sistema sa sistemom u Republici Srbiji.

Relevantni propisi Republike Hrvatske na detaljan način regulišu način očitavanja mernih uređaja električne energije u zavisnosti od kategorije kupaca. Članom 53. Općih uvjeta za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom određeno je da obračunsko razdoblje može biti mjesečno ili polugodišnje. [28] Propisano je da se mjesečno obračunsko razdoblje odnosi se na kalendarski mjesec i primjenjuje se na:

- krajnjeg kupca iz kategorije kućanstvo s priključnom snagom do uključivo 22 kW s daljinskim očitanjem,
- krajnjeg kupca iz kategorije kućanstvo s priključnom snagom iznad 22 kW,
- krajnjeg kupca iz kategorije poduzetništvo,
- krajnjeg kupca iz kategorije kućanstvo s pravom na samoočitavanje stanja brojila,
- kupca s proizvodnim postrojenjem i
- proizvođače.

Takođe je propisano i da se polugodišnje obračunsko razdoblje odnosi na bilo kojih šest uzastopnih kalendarskih meseci i primjenjuje se na krajnje kupce iz kategorije domaćinstvo sa priključnom snagom do uključivo 22 kW bez daljinskog očitavanja i bez prava na samoočitavanje stanja brojila. Dalje je određeno i na koji način krajnji kupci mogu steći pravo na samoočitavanje stanja brojila, kao i na koji način ga mogu izgubiti. Ovim

propisom su vrlo precizno u nastavku propisani načini i uslovi očitavanja i samoočitavanja stanja brojila.

Iz navedenog propisa jasno je da je Republika Hrvatska na vrlo jasan i transparentan način uredila postupak očitavanja mernih mesta u skladu sa kategorijama krajnjih kupaca koje je odredila u skladu sa konkretnim potrebama sopstvenog sistema i tržišta električne energije. Naveden i slični primeri bi trebalo da posluže donosiocima propisa u Republici Srbiji kao primer načina budućeg uređenja načina i uslova očitavanja mernih uređaja električne energije.

Pre svega bi trebalo razmisliti o uvođenju instituta samoočitavanja mernih uređaja električne energije kako bi se rasteretili zaposleni u ODS i kako bi se postigla veća efikasnost DEES. U odnosu na određene kategorije krajnjih kupaca bi bilo celishodno odrediti duži period očitavanja od kalendarskog meseca kako bi se dodatno doprinelo efikasnosti DEES. Navedeni regionalni primer bi, uz modele date u radu, nadamo se trebalo da posluži zakonodavcu u Republici Srbiji prilikom naredne revizije sektorskih propisa, kako bi se elektroenergetski sistem dodatno unapredio u skladu sa dobrim regionalnim i globalnim praksama.

IX ZAKLJUČAK

ODS se razvojem tržišta električne energije nalazi pred brojnim izazovima. Pre svega su to izazovi održanja stabilnosti DEES, optimalnog upravljanja DEES, omogućavanja priključenja novih korisnika DEES, održivog poslovanja u finansijskom smislu, zadržavanja gubitaka električne energije u prihvatljivim okvirima, i razvoja, modernizacije, automatizacije i digitalizacije mreže i merne infrastrukture.

Kako bi navedeno bilo ostvarivo neophodno je da ODS smanji troškove poslovanja i optimalnije koristi raspoložive resurse. Kao logičan zaključak prva mera bi trebalo da bude reorganizacija procesa očitavanja mernih uređaja. Navedeno ima smisla u svetlu načina prikupljanja podataka sa mernih uređaja u razvijenijim evropskim zemljama. Brojne zemlje su uvele prepaid sistem naplate električne energije, prikupljanje podataka na šest meseci ili godinu dana i drugo. Čak i zemlje u regionu pristupaju sličnim rešenjima kao što je slučaj sa Republikom Hrvatskom.

U okviru ovog rada predložena su tri modela organizovanja prikupljanja podataka sa mernih uređaja, kao i načina obračuna potrošnje na mesečnom nivou, uz zadovoljenje svih tržišnih principa. Svaki od ovih modela doneo bi korist kako ODS, tako i krajnjim kupcima i svim drugim učesnicima na tržištu električne energije. Kao najjednostavniji i najbrže primenljiv model autori vide prvi i treći model. Drugi model, iako najtačniji, zahteva značajne investicije u mernu infrastrukturu i softverska rešenja za opisane proračune te je najkomplikovaniji za primenu. Da bi se prethodno realizovalo potrebno je značajno izmeniti zakonsku regulativu u Republici Srbiji - pre svega Zakon o energetici. Takođe potrebno je izvršiti izmenu i brojnih podzakonskih akata kao što su na primer Pravila o radu tržišta električne energije, Pravila o radu distributivnog sistema električne energije kao i Uredba o uslovima isporuke i uslovima snabdevanja iste. [2,5,21]

Sve prethodno navedeno dovodi do smanjenja troškova i optimizacije rada ODS. Takođe, izmenama tarifnog sistema

garantovanog snabdevanja i za pristup DEES kao i komercijalnih ugovora poboljšaće se fleksibilnost ODS što će značajno pomoći ODS u suočavanju sa prethodno navedenim izazovima.

Uštede na očitavanju konačno mogu doprineti smanjenju tarifa za korisnike DEES, a takođe i modernizaciji, digitalizaciji i automatizaciji mreže i merne infrastrukture bez čega ne može doći do daljeg razvoja tržišta električne energije.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Zakon o energetici ("Sl. glasnik RS", br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon i 40/2021) [Zakon o energetici \(paragraf.rs\)](#) [pristupljeno 12.05.2023]
- [2] Pravila o radu tržišta električne energije, <https://ems.rs/wp-content/uploads/2022/12/Pravila-o-radu-trzista-elektrcn-1.pdf> [pristupljeno 08.05.2023]
- [3] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Službeni glasnik RS", br. 40/21) <https://www.paragraf.rs/propisi/zakon-o-koriscenju-obnovljivih-izvora-energije.html> [pristupljeno 12.05.2023]
- [4] Uredba o kriterijumima, uslovima i načinu obračuna potraživanja i obaveza između kupca - proizvođača i snabdevača ("Službeni glasnik RS", br. 83/2021 od 27.8.2021. godine, 74/2022 od 01.07.2022.) <http://www.pravno-informacioni-sistem.rs/SlGlasnikPortal/eli/rep/sgrs/vlada/uredba/2021/83/1/reg> [pristupljeno 08.05.2023]
- [5] Pravila o radu distributivnog sistema, jul 2017. godine, http://aers.rs/FILES/AktiAERS/AERSDajeSaglasnost/2017-07-19_Pravila%20o%20radu%20ED-ODS%20EPS%20distr.pdf [pristupljeno 08.05.2023]
- [6] Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju prirodnog gasa "Službeni glasnik RS", br. 105 od 26. decembra 2016, 29 od 24. marta 2017, 78 od 13. jula 2022, 57 od 11. jula 2023 <http://www.pravno-informacioni-sistem.rs/SlGlasnikPortal/eli/rep/sgrs/drugidrzavnioranioranizacije/metodologija/2016/105/1> [pristupljeno 08.05.2023]
- [7] Izveštaj o radu Agencije za energetiku za 2021. godinu, <https://www.aers.rs/FILES/Izvestaji/Godisnji/Izvestaj%20Agencije%202021.pdf> [pristupljeno 07.04.2023]
- [8] Registar proizvođača, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd http://edbnabavke.edb.rs/registar_kupaca/ELEKTRANE/ELEKTRANE.pdf [pristupljeno 08.05.2023]
- [9] Registar kupaca-proizvođača, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd http://edbnabavke.edb.rs/registar_kupaca/DOMACINSTVA/DOMACINSTVA.pdf
http://edbnabavke.edb.rs/registar_kupaca/STAMBENA_ZAJEDNICA/STAMBENA_ZAJEDNICA.pdf,
http://edbnabavke.edb.rs/registar_kupaca/OSTALI_KP/OSTALI_KP.pdf [pristupljeno 08.05.2023]
- [10] Funkcionalni zahtevi i tehničke specifikacije AMI/MDM sistema, sveska 1, Tehničke specifikacije brojala električne energije i komunikacionih uređaja, https://elektrodistribucija.rs/interni_standardi/pravila/Specifikacija_verzija%204.0_Sveska_1_Usvajeno_na_TSS_EPSD_07022019_objaviti.pdf [pristupljeno 08.05.2023]
- [11] Zakon o metrologiji ("Sl. glasnik RS", br. 15/2016) <https://www.pravno-informacioni-sistem.rs/SlGlasnikPortal/eli/rep/sgrs/skupstina/zakon/2016/15/2> [pristupljeno 08.05.2023]
- [12] Trogodišnji program poslovanja ODS, https://elektrodistribucija.rs/o-nama/informacije/informacije_o_poslovanju/dokumenta/Trogodisnji%20program%20poslovanja%202023-2025.pdf [pristupljeno 08.05.2023]
- [13] Finansijski izveštaj ODS 2022. godina, https://elektrodistribucija.rs/o-nama/informacije/informacije_o_poslovanju/dokumenta/Finansijski_2022.pdf [pristupljeno 08.05.2023. godine]
- [14] Energetski podaci 2021, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, http://epsdistribucija.rs/pdf/GI_ODS_2021.pdf [pristupljeno 08.05.2023. godine]
- [15] Energetski podaci 2022, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, https://elektrodistribucija.rs/o-nama/informacije/dokumenta/GI_2022.pdf [pristupljeno 08.05.2023]
- [16] Finansijski izveštaji ODS - arhiva, https://elektrodistribucija.rs/o-nama/informacije/informacije_o_poslovanju/arhiva_godisnjih_finansijskih_izvestaja [pristupljeno 08.05.2023]
- [17] HUPX Historical data, <https://hupx.hu/en/market-data/dam/historical-data> [pristupljeno 08.05.2023]
- [18] Saglasnost AERS na Odluku o ceni el. en. za pristup distributivnom sistemu električne energije 01.02.2021. godine, <https://aers.rs/FILES/ObrazlozenjaSaglasnosti/EE/Distribucija/2021-02-01%20EPS%20ED%20Odluka%20i%20obrazlozenje%20za%20sajt.pdf> [pristupljeno 08.05.2023]
- [19] Saglasnost AERS na Odluku o ceni el. en. za pristup distributivnom sistemu električne energije 01.10.2021. godine, https://aers.rs/FILES/ObrazlozenjaSaglasnosti/EE/Distribucija/2021-10-01_Odluka%20i%20obrazlozenje%20-%20distribucija.pdf [pristupljeno 08.05.2023]
- [20] EPS godišnji izveštaj 2021. godina, https://www.eps.rs/cir/SiteAssets/Pages/tehnicki-izvestaji/TEH_Godisnjak2021_web_cir_Fin.pdf [pristupljeno 08.05.2023]
- [21] Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom, "Sl. glasnik RS", br. 63/2013 i 91/2018 https://www.paragraf.rs/propisi/uredba_o_uslovima_iskoruke_i_snabdevanja_elektricnom_energijom.html [pristupljeno 09.05.2023]
- [22] Tehnički podaci o konzumu ODS, <https://elektrodistribucija.rs/o-nama/tehnicki-podaci-o-konzumu> [pristupljeno 08.05.2023]
- [23] Metodologija za određivanje cene električne energije za javno snabdevanje <http://aers.rs/FILES/Metodologije/2014-08-Metodologija%20javno%20snabdevanje%20EE%20SG%2084-14.pdf> [pristupljeno 08.05.2023]
- [24] Cenovnik garantovanog snabdevača, https://aers.rs/FILES/Odluke/OCenama/20230317_Odluka%20o%20regulisanju%20ceni.pdf [pristupljeno 08.05.2023]
- [25] Kuzman, M., Grujić, D. Punionice električnih vozila na tržištu Republike Srbije, in Proc. 13. Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama sa regionalnim učešćem, CIREĐ 2022, Kopaonik, R- 4.06, 12-16. Septembar 2022. http://www.cired.rs/Radovi/KO2022/STK%204-R-4.06%20109_Milos%20Kuzman_Dunja%20Grujic_PUNIONICE%20ELEKTRICNIH%20VOZILA%20NA%20TRZISTU%20REPUBLIKE%20SRBIJE.pdf [pristupljeno 10.05.2023]
- [26] Grujić, D., Kuzman, M. Modeli funkcionisanja agregatora na tržištu električne energije, in Proc. 13. Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama sa regionalnim učešćem, CIREĐ 2022, Kopaonik, R- 6.09, 12-16. Septembar 2022. http://www.cired.rs/Radovi/KO2022/STK%206-R-6.09%20136_Dunja%20Grujic_Milos%20Kuzman_MODEL%20FUNKCIONISANJA%20AGREGATORA%20NA%20TRZISTU%20ELEKTRICNE%20ENERGIJE.pdf [pristupljeno 10.05.2023]
- [27] Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU ("Official Journal of the European Union", No. L 158/125). [DIRECTIVE \(EU\) 2019/ 944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 5 June 2019 - on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/ 27/ EU \(europa.eu\)](https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj) [pristupljeno 10.05.2023]
- [28] Opći uvjeti za korišćenje mreže i opskrbu električnom energijom ("Narodne novine", br. 104/20). https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2020_09_104_1954.html [pristupljeno 10.05.2023]

AUTORI/AUTHORS

Dunja Grujić - Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, dunja.grujic@ods.rs, ORCID [0000-0001-9298-6249](https://orcid.org/0000-0001-9298-6249)
Miloš Kuzman - Udruženje za pravo energetike Srbije, Beograd, milos.kuzman@upes.rs, ORCID [0000-0002-9769-9713](https://orcid.org/0000-0002-9769-9713)
dr Željko Đurišić - profesor, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, djurisic@etf.rs, ORCID [0000-0003-2048-0606](https://orcid.org/0000-0003-2048-0606)

Predviđanje proizvodnje termoelektrane pomoću neuralnih mreža

Neural Networks Modelling for Thermal Plants Production Planning

Sonja Knežević, Mileta Žarković

Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu

Rezime - Uz napredak elektroenergetskog sistema raste i njegova složenost, a samim tim i sve veća potreba za dobrom organizacijom proizvodnje i informacijama koje bi pomogle u planiranju. Kako su termoelektrane zadužene za pokriće baznog opterećenja predikcija proizvodnje termoelektrana se može znatno iskoristiti. Ovaj rad predstavlja upotrebu veštačkih neuralnih mreža za predikciju proizvodnje energije iz termoelektrana. Podaci koji su korišćeni za treniranje veštačke neuralne mreže su merenja proizvodnje energije iz termoelektrana u elektroenergetskom sistemu Srbije. Obučena neuralna mreža može da se koristi za predikciju proizvodnje na godišnjem nivou ili kraćim višednevnim ili dnevnim nivoima.

Ključne reči - veštačke neuralne mreže, modelovanje, predikcija proizvodnje, termoelektrane

Abstract - With the power systems progress, its complexity grows and there is a greater need for good production organization and the need for information that would help in power system planning. As thermal power plants are responsible for covering the base load, the prediction of its production can be used significantly for good power system organization. This paper represents the use of artificial neural networks for the prediction of thermal plants power production. The data used for neural networks training are measurements of thermal power plant production in power systems of Serbia. Trained neural network can be used for prediction of production on yearly basis or for shorter, hourly or daily prediction.

Index Terms - Artificial neural networks, Modelling, Production prediction, Thermal power plants

I UVOD

Za pravilno funkcionisanje društva potrebne su značajne količine električne energije, a sa razvojem i napretkom zahtevi za električnom energijom rastu. Kako bi se potražnja za električnom energijom zadovoljila elektrane moraju imati solidne sposobnosti. Najvažniji faktor je, pri zadovoljavanju potražnje za energijom, održati obećani nivo pouzdanosti i bezbednosti. Zbog svoje operativnosti i mogućnosti odziva na zahteve, za održavanje konstantnog opterećenja koriste se termoelektrane. Kako termoelektrane treba da pokriju bazno opterećenje sistema do njih moraju doći informacije neophodne kako bi se zahtevana snaga isporučila. Potrošnja električne energije je zavisna od mnogih socijalnih i ekonomskih faktora. Sve ove zavisnosti se

moraju uzeti u obzir pri planiranju rada sistema. Pošto u satnoj potražnji za električnom energijom postoji određena logičnost ponavljanja bilo bi korisno planiranje proizvodnje za duži period. Na osnovu planiranja proizvodnje termoelektrane može se odrediti i emisija CO₂ u budućnosti i shodno tome mere koje se trebaju preduzeti za smanjenje njegove količine [1].

U termoelektranama obično se koriste termodinamičke metode za analiziranje sistema. Ovakvi proračuni obrađuju veliki broj nelinearnih problema uz pretpostavke parametara i određenih vrednosti, komplikovani su i često im je potrebno značajno vreme kako bi se izvršili [2].

Problemi ovakvog tipa sa velikim brojem ulaza i izlaza su savršeni za primenu metoda mašinskog učenja. Kako iz prethodnih godina postoji znatna baza merenja ona se može primeniti za obrađivanje algoritama koji bi predviđali potrebe za proizvodnjom u budućem vremenskom periodu. Upotrebom veštačkih neuralnih mreža ovakvi problemi se mogu rešavati efikasno svođenjem na trenirane mreže koja se može stalno nadograđivati dodavanjem novih podataka dobijenih trenutnim i budućim merenjima.

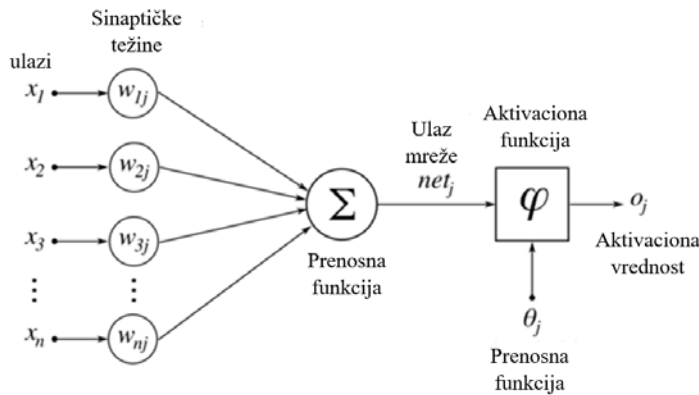
Ovaj rad predstavlja model neuralne mreže koji rešava problem predviđanja proizvodnje termoelektrane i emisije CO₂ na osnovu ulaznih podataka kao što su godišnje doba, doba dana, sat i dnevna temperatura pošto na ponašanje potrošača direktno utiču ovi parametri. Takođe je prikazana mogućnost nadogradnje neuralne mreže kako bi njene predikcije imale što veću tačnost. Ovakav model može biti korišćen za predikciju proizvodnje na godišnjem nivou ili kraćim vremenskim periodima koji mogu biti dan ili više dana radi lakše mogućnosti organizacije rada termoelektrane. Objašnjena je konstrukcija neuralne mreže, konkretna baza podataka koja se koristila i izmene koje povećavaju stepen tačnosti predikcije. Kompletan model veštačke neuralne mreže je urađen u softverskom alatu MATLAB.

II VEŠTAČKE NEURALNE MREŽE

Veštačke neuralne mreže (Artificial Neural Network - ANN) su grana mašinskog učenja koja je srž hijerarhijskog ili dubokog učenja baziranom na veštačkoj inteligenciji. Njihova logika i sam nastanak su bazirani na imitaciji ponašanja neurona u čovekovom mozgu [3]. Veštačke neuralne mreže se sastoje od velikog broja međusobno gusto povezanih procesorskih elemenata (neurona) koji su organizovani po određenim arhitekturama. Pokazuju

informaciono procesiranje koje ima osobinu učenja i generalizacije na osnovu podataka kojima se obučavaju. Primenjiva je na problemima koji nemaju jasno definisano funkciju povezanosti ulaznih i izlaznih podataka [4].

U ovom radu je posmatrana kako se veštačke neuralne mreže ponašaju u primeni na nadgledanom mašinskom učenju. U ovom tipu učenja izlaz y je već poznat i postoji mapiranje ulaza x sa izlazom y . Da bi se kreirao model, mašina se napaja velikim brojem ulaznih podataka za koje su izlazi poznati, kako bi se neuralna mreža obučila. Veliki broj podataka pomaže u povećanju nivoa tačnosti mreže, koja bi posle obuke napajana novim ulaznim podacima mogla da predviđa izlazne vrednosti [5].



Slika 1. Matematički model neurona neuralne mreže

Na slici 1 je prikazan matematički model neurona neuralne mreže. Svaki neuron ima svoje ulazne podatke sa kojima je povezan preko sinapsi. Sa x_i , gde je $i=1...n$, su prikazani ulazi koji mogu biti novi, neobrađeni ulazni podaci ili podaci koji se prosleđuju iz drugog neurona. Snaga veze između neurona i pojedinih ulaznih podataka je definisana sinaptičkim težinama. Ulazni podaci pomnoženi sa svojom sinaptičkom težinom ulaze u funkciju prenosa. Rezultat funkcije prenosa se poredi sa graničnom vrednošću. Na osnovu njihovog odnosa pokreće se aktivaciona funkcija koja daje rezultat 1 ako je vrednost funkcije prenosa veća od granične vrednosti i 0 u suprotnom. Ove vrednosti, 1 ili 0, su konačni izlaz neurona. Aktivaciona funkcija može biti linearna, sigmoidna, tangens-hiperbolička, relu i cureći relu. Najčešće se koristi sigmoidna aktivaciona funkcija [6].

Vrste aktivacionih funkcija:

1. Sigmoidna:

$$f(net) = \frac{1}{1 + e^{-net}} \quad (1)$$

2. Tangens-hiperbolička:

$$f(net) = \tanh(net) \quad (2)$$

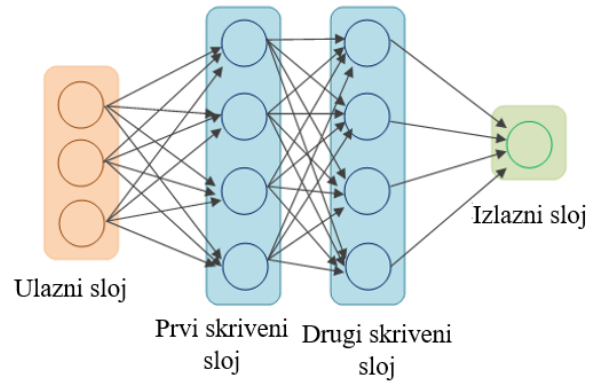
3. Relu:

$$f(net) = \max(0, net) \quad (3)$$

4. Cureći relu:

$$f(net) = \max(0.01net, net) \quad (4)$$

Od jednog neurona formira se sloj neurona, a od više slojeva čitava mreža njih. Jedan sloj čine neuroni formirani od istih ulaznih podataka, ali svaki sa svojom težinskim parametrima. Ovde će biti objašnjena *feedforward* neuralna mreža koja se sastoji od ulaznog sloja, skrivenih slojeva i izlaznog sloja koji su prikazani na slici 2. Ulazni sloj prima podatke dovedene neuralnoj mreži. Skriveni slojevi obrađuju podatke koje su dobili iz prethodnog sloja i njihov izlaz je ulaz za sledeći sloj neurona. Poslednji sloj u neuralnoj mreži je izlazni sloj i on treba da formira predikciju na osnovu podataka koji su mu dovedeni [7].



Slika 2. Matematički model neurona veštačke neuralne mreže

Kako bi neuralna mreža dala adekvatne izlaze sistema ona mora biti trenirana sa velikim brojem podataka koji se sastoje od ulaza sa svojim poznatim izlaznim vrednostima. Ovim se definiše njihova povezanost. Tačnost mreže se može povećati dodatnim podešavanjem broja skrivenih slojeva i broja neurona u skrivenim slojevima

Treniranje i testiranje neuralne mreže se vrši kroz tri faze. Ukoliko postoji dovoljno veliki broj podataka, u prvoj fazi se ulazna baza podataka podeli na obučavajući skup koji je 70% baze, testirajući skup koji je 15% baze i skup koji služi za validaciju i čini takođe 15% baze. Na validacionim podacima se uče najbolji parametri kao što su arhitektura mreže, tipovi aktivacionih funkcija, parametar regularizacije, optimalan trenutak za kraj obučavanja, i slično. Ukoliko broj podataka nije dovoljan da se podeli na tri skupa, deli se na dva, obučavajući skup koji je 70% baze i testirajući skup koji je 15% baze. Ovi skupovi se oforme nasumičnim izborom podataka kako se ne bi desile slučajne klasifikacije. Podaci se zatim normalizuju kako ne bi došlo do poređenja vrednosti koje su u različitim kategorijama.

Tačnost mreže se procenjuje kroz vrednost greške *MAPE* (*Mean Average Percentage Error*). Ukoliko je ona u prihvatljivim granicama za mrežu se može reći da će dobro proceniti izlaze za sledeći skup ulaznih podataka. *MAPE* se računa koristeći sledeći izraz:

$$MAPE(x, y) = MPE(x, y) = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{|y_i - x_i|}{x_i}}{N} \cdot 100\% \quad (5)$$

gde su N veličina dela baze podataka definisanog za testiranje, x_i ulazni podaci, a y_i predviđane vrednosti za ulaze x_i .

III PREDIKCIJA PROIZVODNJE TERMoeLEKTRANA

Proizvodnja termoelektrana je zavisna od velikog broja faktora koji utiču na potražnju za energijom i koji se moraju uzeti u obzir. Predikcijom proizvodnje za naredni dan moglo bi se predviđati i stanje u čitavom sistemu kao i zahtevi koje termoelektrane treba da ispune. Na osnovu predviđanja potrošnje može se odrediti i moguća emisija štetnih gasova za budući period. Ovo ima značaj u planiranju funkcionisanja sistema kao i proceni zagađenja na čije smanjenje bi se moglo uticati.

U ovom radu predviđanje potrošnje termoelektrane je izvršeno za teritoriju Republike Srbije. Baza podataka se sastoji iz ulaznih i izlaznih podataka. Izlazni podaci su oni čija se predikcija želi, i u ovoj simulaciji to je proizvodnja termoelektrana. Ulazni podaci za bazu podataka su sledeći:

- **Godišnje doba** - potrošnja električne energije se menja u zavisnosti od doba godine (da li je grejna sezona, da li je topao letnji period,...) pa se zaključuje ponovljivost u sličnim dobima godine;
- **Doba dana** - za doba dana se razlikuje podatak da li je dan ili noć;
- **Sat u danu** - sa satom dana primećuje se promena potrošnje energije u zavisnosti od toga da li je period dana kada su ljudi u kućama i koje potrebe u tom trenu imaju;
- **Prosečna dnevna temperatura** - temperatura ima značajan uticaj na potrošnju kao i na proizvodnju električne energije.

IV REZULTATI SIMULACIJA

Prvobitna simulacije imala je kao ulazne parametre četiri kolone definisane u poglavlju 3 koju su spoljašnji ulazi: godišnje doba, doba dana, sat u danu i temperature. Proračunom ovakvog tipa

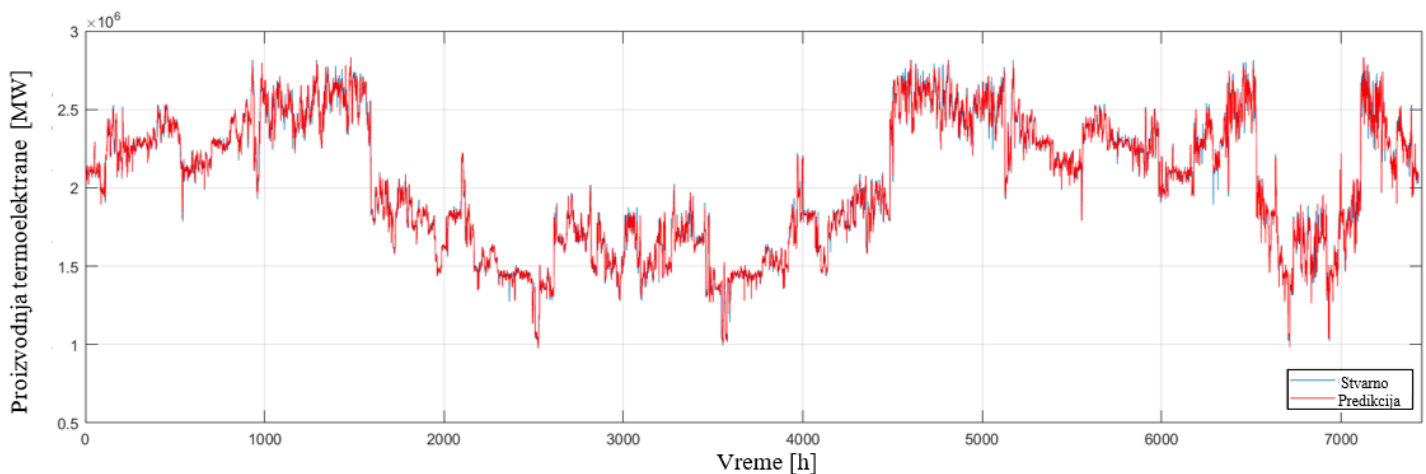
dobila se greška predikcije MAPE veličine reda 8%. Ovakva greška u radu neuralnih mreža nije drastična, ali izmenom baze podataka postoji mogućnost da se ona umanjuje što je uvek poželjno jer su potrebne što tačnije predikcije. Ideja je da se proširi broj podataka koji mreža obrađuje tako što se dodaje još jedan set ulaznih parametara.

Izmenom u kodu pri formiranju baze podataka uvršten je izlaz proizvodnje prethodnog dana, kao ulazni podatak za predikciju sledećeg dana. Tako se zapravo uvažava sličnost među danima i proširuje količina ulaznih podataka na kojima se trenira mreža. Rezultati predikcije ovakve neuralne mreže su daleko prihvatljiviji. Pri predikciji proizvodnje u ovoj neuralnoj mreži greška MAPE iznosi 1,388% što je sasvim zanemarljivo odstupanje od stvarnih vrednosti.

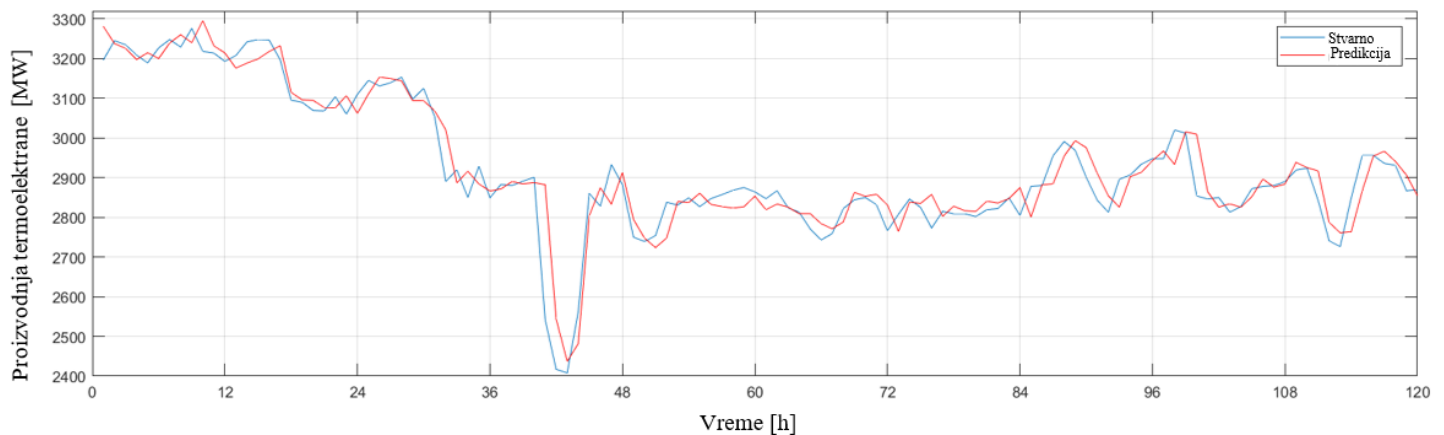
Tabela 1. Vrednosti grešaka MAPE za različito oformljene baze

Greška MAPE	Baza podataka sa 4 vrsta ulaznih podataka	Baza podataka sa 5 vrsta ulaznih podataka
MAPE _t [%] (trenirajućeg)	8,880%	1,388%
MAPE _o [%] (obučavajućeg)	8,215%	1,368%

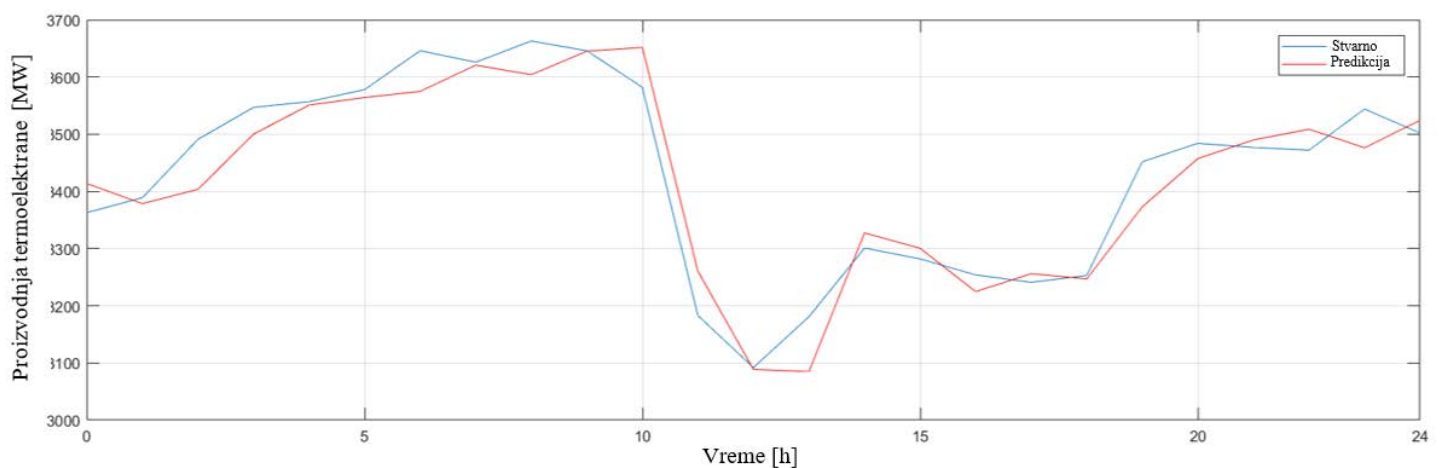
Na grafiku sa slike 3 je prikazano odstupanje stvarnih vrednosti izlaza i onih koji su nastali kao predikcija neuralne mreže za čitavu godinu. Na slici 4 je dat prikaz predikcije proizvodnje termoelektrane u nasumičnih pet dana. Ovakav prikaz je pregledniji kako bi se zaista videla odstupanja između krive koja predstavlja stvarne vrednosti (plava) i krive predikcije nastale iz rada neuralne mreže (crvena). Na grafiku na slici 5 je prikazana predikcija i stvarna vrednost za jedan nasumično izabran dan.



Slika 3. Predikcija proizvodnje termoelektrane na godišnjem nivou



Slika 4. Predikcija proizvodnje termoelektrane za pet dana



Slika 5. Predikcija proizvodnje termoelektrane za 24 sata

IV ZAKLJUČAK

Ovaj rad opisuje modelovanje neuralne mreže za predikciju proizvodnje termoelektrana. Uz dovoljnu količinu podataka za treniranje mreže i zadovoljavajuće izabranu strukturu može se oformiti neuralna mreža koja definiše predikcije proizvodnje koja u zanemarujućim vrednostima odstupa od stvarnih. Greške se mogu dodatno smanjiti proširivanjem baze podataka i njenom adekvatnom obradom.

Ovakve predikcije koje mogu da se oforme na višednevnom nivou su značajne za planiranje rada termoelektrane i mogu uticati na poboljšanje njihovog iskorišćenja. Uz dovoljnu količinu podataka za treniranje neuralne mreže ovakvi modeli mogu biti korišćeni za predikciju teže predvidivih izvora energije kao i za predikciju emisija CO₂ čijim bi se poznavanjem moglo uticati na njihovo smanjenje.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Ahamed Saleel, C. Forecasting the energy output from a combined cycle thermal power plant using deep learning models, Case Studies in Thermal

Engineering, Vol. 28, 101693, 2021.

<https://doi.org/10.1016/j.csite.2021.101693>

- [2] Kesgin, U., Heperkan, H. Simulation of thermodynamic systems using soft computing techniques, International Journal of Energy Research, Vol. 29, pp. 581-611, 2005. <https://doi.org/10.1002/er.1095>
- [3] Kotur, D., Žarković, M. Neural Network Models for Electricity Prices and Loads Short and Long-Term Prediction, in Proc. 4th International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA), Belgrade, Serbia, pp. 1-5, 14-16 September, 2016. <https://doi.org/10.1109/EFEA.2016.7748787>
- [4] Rojas, R. *Neural Network - A Systematic Introduction*, Springer, 1996.
- [5] Zhang, Y. (ed.) *New Advances in Machine learning*, IntechOpen 2010. <https://doi.org/10.5772/225>
- [6] Ongsakul, W., Dieu Ngoc, V. *Artificial intelligence in power system optimization*, CRC Press, Taylor & Francis, 2013. <https://doi.org/10.1201/b14906>
- [7] Gurney, K. *An Brief Introduction to Neural Networks*, UCL Press 1997.

AUTOR/AUTHORS

msr Sonja Knežević, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, sonjaknezevic98@gmail.com, ORCID [0000-0002-1886-243X](https://orcid.org/0000-0002-1886-243X)

dr Mileta Žarković - vanredni prof., Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, mileta@etf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0001-5855-6595](https://orcid.org/0000-0001-5855-6595)

Tehno-ekonomska analiza zamene električnog kotla toplotnom pumpom vazduh voda za zagrevanje stambenog prostora

Techno-Economic Analysis of Replacing an Electric Boiler with an Air-Water Heat Pump for Heating Residential Space

Mladen Josijević, Dušan Gordić, Vladimir Vukašinović, Jelena Nikolić, Dubravka Živković

Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu

Rezime - U radu je razmatrana implementacija toplotne pumpe tipa vazduh-voda za zagrevanje domaćinstva kao zamena za električni kotao. Predložena je metodologija za utvrđivanje potrošnje energije za zagrevanje objekta na osnovu prikupljenih podataka sa računa za električnu energiju i simulacija softverom za proračun gubitaka toplote na osnovu građevinske fizike objekta. Razvijena metodologija je analizirana na studiji slučaja. Rezultati su pokazali da je u slučaju analiziranog objekta moguće ostvariti uštedu u potrošnji električne energije od oko 60%. U finansijskom smislu, uzimajući u obzir tarifni sistem naplate moguće je očekivati smanjenje računa za električnu energiju i do 3 puta. Prost period povraćaja investicije je za analizirani slučaj oko 4 godine.

Ključne reči - toplotna pumpa, energija, energetska efikasnost, električni kotao, panelno grejanje

Abstract - This paper focuses on the implementation of air-water heat pumps used to provide heating for households instead of electric boilers. The paper proposes a methodology for determining the quantity of energy used for heating based on the data collected from electricity bills. In addition, the simulations conducted in a selected software can provide insight into the amount of energy loss based on the constructional characteristics of an object. The proposed methodology was tested through a case study. The results indicate that the selected household can save about 60% of electricity currently consumed. Financially speaking, it is reasonable to expect that the electricity costs can be reduced by three times and that the payback period of the investment would be about four years for this household.

Index Terms - Heat pump, Energy, Energy efficiency, Electric boiler, Panel heating

I UVOD

Potrošnja energije u zgradama uopšteno ima udeo od 23% u ukupnoj potrošnji primarne energije u svetu i oko 30% udela u potrošnji električne energije [1]. U Evropi, oko 28% finalne energije troši se u sektoru domaćinstava, pritom, najveći udeo u potrošnji energije u domaćinstvima čak 63% je za zagrevanje objekata [2]. Od ukupne potrošnje finalne energije u zgradama čak 33% se troši na zagrevanje [3]. Shodno tome, u

ovom sektoru postoji veliki potencijal za implementaciju mera energetske efikasnosti sa ciljem smanjenja potrošnje energije i smanjenjem emisija ugljen-dioksida u atmosferu [4-6]. Kao jedno od potencijalnih rešenja sve češće se razmatra primena toplotnih pumpi (TP) kao zamena za konvencionalne sisteme.

Pored toga, predviđeni globalni rast potražnje za klimatizacijom, pre svega hlađenjem, uslovljava veću potražnju za uređajima koji mogu da greju i hlade istovremeno, pa su projekcije da će u budućem periodu tržište toplotnih pumpi značajno da se poveća [7]. Na primer, prema trenutnoj nacionalnoj strategiji, Irska planira da do 2030. godine subvencionise zamenu oko 400.000 kotlova na fosilna goriva toplotnim pumpama [8]. Takođe, Evropska komisija je usvojila plan da do 2030. godine udeo obnovljivih izvora energije u ukupnoj potrošnji energije bude najmanje 40%, pa je prema akcionom planu u narednih pet godina neophodna zamena kotlova na fosilna goriva toplotnim pumpama sa udelom od 40% i 60% kod stambenih i komercijalnih objekata, respektivno [9, 10]. Da bi se ostvarili ovi ciljevi neophodno je da se broj instaliranih toplotnih pumpi u zemljama članicama Evropske unije u narednih deset godina poveća čak četiri puta [11].

Prema procenama, 2020. godine je na globalnom nivou za potrebe zagrevanja objekata bilo korišćeno oko 180 miliona različitih tipova toplotnih pumpi, sa udelom od čak 30% u Kini [12]. Prosečna godišnja stopa rasta broja instaliranih T je oko 10% u periodu od 2014. do 2020. godine [13]. U Evropi, prema procenama, broj instaliranih TP je 2020. godine iznosio oko 22 miliona, što predstavlja porast od 7,5% u odnosu na 2019. godinu, sa udelom od 1,8 miliona TP u domaćinstvima. Udeo TP u grejnim uređajima 2021. godine je bio čak 21,5% [14].

Postoji nekoliko tipova toplotnih pumpi, a klasifikacija se uglavnom odnosi na oblik izvora energije i toplotnog ponora kada je u pitanju režim grejanja. Tako se one mogu podeliti na: TP vazduh-voda, kada je izvor energije okolni vazduh, a toplotni ponor topla voda koja se predaje sistemu grejanja; TP voda-voda i TP zemlja voda [15, 16]. U osnovi, princip rada TP se zasniva na Karnoovom ciklusu. One preuzimaju toplotu od toplotnog izvora na nižoj temperaturi i predaju je toplotnom ponoru na višoj temperaturi. Efikasnost toplotnih pumpi se obično kvantifikuje koeficijentom performansi (COP) koji predstavlja

odnos dobijene toplotne energije i najčešće uložene električne energije u rad kompresora. Obzirom na to da efikasnost toplotne pumpe direktno zavisi od temperaturne razlike toplotnog ponora i izvora toplote, najčešća primena TP je kod niskotemperaturnih sistemima grejanja.

Iako na performanse TP tipa vazduh-voda značajno utiču spoljašnji uslovi, posebno u krajevima sa niskom prosečnom godišnjom temperaturom, u Evropi, je od trenutno instaliranih 42 miliona TP, čak 38 miliona TP ovog tipa [17]. Najveći broj instaliranih jedinica je u Italiji, Francuskoj i Španiji, 18 miliona, 9 miliona i 5 miliona, respektivno [18,19].

U poređenju sa toplotnim pumpama tipa vazduh-voda, toplotne pumpe zemlja-voda su u većini slučajeva efikasnije, ali su zbog značajno većih investicionih ulaganja često ekonomski neisplative [20-23].

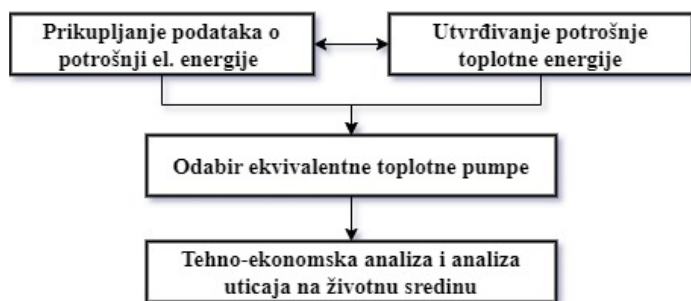
U mnogim radovima, razmatrane su finansijska ušteda i ušteda u emisijama CO₂ koje se ostvaruju zamenom tradicionalnih sistema grejanja toplotnom pompom [24-27]. Procenjeno je potencijalno smanjenje emisija CO₂ za 35-65%, zamenom kotla na gas toplotnom pompom [28] i ušteda energije od 40% [29].

Pregledom literature utvrđeno je da ne postoji dovoljan broj radova koji se bave efektima koji se ostvaruju zamenom elektro kotlova toplotnom pompom u Srbiji, posebno kada su efekti smanjenja emisija CO₂ u pitanju. Takođe, tarifni sistem naplate električne energije u Srbiji je takav da zahtevi za toplotom a time i za električnom energijom mogu značajno da utiču na prosečnu cenu toplotne energije koja se dobija iz toplotne pumpe.

Uzimajući u obzir sve prethodno navedene činjenice, u ovom radu će biti izvršena tehno-ekonomska analiza zamene elektro kotla toplotnom pompom tipa vazduh-voda, sa posebnim akcentom na sistem naplate el. energije i potencijalne uštede u emisijama ugljen-dioksida.

II METODOLOGIJA ZA UTVRĐIVANJE POTREBNE KOLIČINE TOPLOTNE ENERGIJE ZA ZAGREVANJE OBJEKTA

Predložena metodologija se sastoji iz tri faze prikazane na slici 1. U okviru prve faze, u zavisnosti od sistema grejanja, tj. u zavisnosti od toga koji se energent primarno koristio za zagrevanje objekta, moguće je na više načina utvrditi potrošnju toplotne energije.



Slika 1. Šematski prikaz predložene metodologije

S obzirom na to da je predložena metodologija opšta, a da je predmet rada zamena električnog kotla toplotnom pompom u

ovom radu biće više reči samo o tom vidu zamene sistema grejanja.

Kada je u pitanju potrošnja toplotne energije električnog kotla, ako se on koristi samo za potrebe zagrevanja objekta, a ne i za grejanje sanitarne tople vode, relativno je lako utvrditi potrošnju. Potrebno je izvršiti prikupljanje podataka o potrošnji električne energije za period od najmanje godinu dana. Detaljnom analizom mesečne potrošnje uz pretpostavku da se osim za sistem grejanja ništa značajno ne menja po mesecima kada je potrošnja električne energije u pitanju, može se odrediti udeo potrošnje električnog kotla u ukupnoj potrošnji električne energije. Pritom, neophodno je imati informacije o tome kada je počela i kada se završila sezona grejanja i da li je analizirana godina adekvatna, tj. da li letnje i zimske dnevne temperature odgovaraju prosečnim vrednostima temperature za tu geografsku lokaciju.

Ako se analizirani objekat leti hladi, ako se zagreva bazen ili ako postoji bilo kakvih promena u potrošnji el. energije po mesecima, ili sezonski, utvrđivanje potrošnje toplotne energije na prethodno opisan način je neadekvatno. U tom slučaju neophodno je izvršiti merenje potrošnje električnog kotla tokom cele grejne sezone, koja mora da bude prosečna sezona, sa prosečnim temperaturama, ili analitički utvrditi kolika je potrebna količina toplote za zagrevanje objekta.

Obzirom na to da je merenje potrošnje električnog kotla vremenski zahtevan posao, procena potrošnje toplotne energije se obično obavlja uporednom analizom prikupljenih računa za električnu energiju i analitički, proračunom potrebne količine toplotne energije za zagrevanje objekta.

Metodologija proračuna energetskeg bilansa definisana je Direktivom Evropske unije o energetskej efikasnosti zgrada. Pri proračunu se uzimaju u obzir uticaj karakteristika omotača zgrade, orijentacija, klimatski uslovi, zadate temperature prostora, osvetljenje i sistem grejanja, hlađenje i ventilacija [30, 31]. Proračun se najčešće obavlja prema standardu SRPS EN 12831-1:2017, koji je inkorporiran u mnoge komercijalno dostupne softvere za proračun toplotnog opterećenja objekata.

Nakon proračuna godišnjih potreba za zagrevanjem objekta i maksimalnog toplotnog opterećenja pristupa se odabiru TP čija bi grejna snaga mogla da zadovolji maksimalno toplotno opterećenje. U praksi, obično se usvaja nešto viša snaga (do 20%) od proračunom dobijene vrednosti, kako bi se i pri nižim temperaturama od projektnih temperatura za datu lokaciju objekat nesmetano zagrevao. Pri odabiru TP treba voditi računa o minimalnim spoljnim temperaturama za koje proizvođač garantuje nesmetani rad kao i o vrednostima koeficijenta performansi pri različitim spoljnim temperaturama. Takođe, cena TP iste snage može značajno da varira u zavisnosti od proizvođača, pa je bitno izvršiti pažljiv izbor i sagledati sve faktore koji utiču na odluku o izboru toplotne pumpe (COP, kvalitet, garantni rok, servisna podrška, cena, itd.). Ovo je značajno jer je poslednji korak predložene metodologije sprovođenje tehno-ekonomske analize, pri čemu je funkcija cilja najčešće minimizacija perioda otplate investicije, na koju utiče visina investicionih ulaganja (cena TP, troškovi montaže i puštanja u rad TP i dr.).

Pri sprovođenju tehno-ekonomske analize kada su domaćinstva u pitanju obično se vrši proračun prostog perioda povraćaja investicije (PB), koji prema jednačini 1. predstavlja odnos uložene investicije i ostvarene godišnje dobiti.

$$PB = Inv / NGD \quad (1)$$

gde su:

Inv [€] - vrednost investicije,

NGD [€/god.] - neto godišnja dobit.

Kada je u pitanju neto godišnja dobit ona se računa kao razlika potrošnje električne energije pre i posle zamene električnog kotla toplotnom pumpom. Pri proračunu potrošnje treba uzeti obzir tarifni sistem naplate električne energije, jer postoji mogućnost da će smanjenje potrošnje električne energije usloviti prelazak u niži tarifnu zonu i obrnuto, što direktno može uticati da smanjenje računa ne bude linearno sa smanjenjem potrošnje el. energije. U Srbiji, tarifni sistem je takav da se cena koju plaćaju domaćinstva menja u zavisnosti od mesečne potrošnje, pa je do 350 kWh mesečno, cena po isporučenom kWh za višu tarifu 7,584 RSD. Cena svakog potrošenog kWh u višoj tarifnoj zoni (plava zona) je 11,376 RSD, a u najvišoj crvenoj zoni 22,752 RSD/kWh [32]. Samim tim, zahtevi za toplotnom energijom koji direktno zavise od grejne zapremine i termičkih svojstava objekta mogu značajno uticati na period otplate investicije, jer prelazak u nižu tarifnu zonu može usloviti znatno kraći period otplate investicije.

III STUDIJA SLUČAJA

Predmet analize je prizemna kuća u kojoj stanuje četvoročlano domaćinstvo. Ukupna površina objekta je 190 m², dok je grejna površina 130 m². Objekat se nalazi u gradu Kragujevcu u normalno vetrovitom i izrazito otvorenom predelu. Projektna temperatura za tu lokaciju je -15 °C, a srednja temperatura grejnog period 5,5 °C [31]. Objekat je novoizgrađen i građevinska fizika objekata zadovoljava standarde energetske razreda „C“. Prema elaboratu energetske efikasnosti izrađenom u fazi dobijanja građevinske dozvole, koeficijenti prolaza toplote svih konstrukcija koje čine omotač objekta kao i međukonstrukcija između grejanih i negrejanih prostorija su zadovoljavajući, tj. niži od najvećih dozvoljenih vrednosti za nove objekte. Objekat je izgrađen 2018. godine, a prema zahtevima investitora predviđeno je zagrevanje objekta pomoću električnog kotla. Iskustveno je usvojen el. kotao nominalne snage 18 kW proizvođača Vaillant.

Sistem grejanja je izveden tako da se preko hidraulične skretnice vrši razmena toplote između primarnog i sekundarnog kruga grejanja. Bakarnim cevima se od hidraulične skretnice fluid vodi do dve razdelne kasete, svake sa po šest krugova grejanja iz kojih se preko balansnih ventila topla voda plastičnim cevima distribuira preko cevni zmija do svake od prostorija koje se greju (Slika 2).

Obzirom na to da je objekat izolovan polistirenom debljine 12 cm, da je ploča koja deli negrejani tavan od grejanog stambenog prostora izolovana mineralnom vunom debljine 20cm i da su prozori sa PVC ramovima zastakljeni troslojnim staklom ispunjenim argonom, toplotno opterećenje objekta je u svim

prostorijama manje od 60 W/m², pa je podno grejanje opravdano izabran sistem. Regulacija temperature se vrši pomoću jednog sobnog termostata, pozicioniranog u najvećoj prostoriji u centralnom delu kuće.



Slika 2. Prikaz sistema grejanja sa električnim kotlom i podnim razvodom

Prethodno opisan sistem grejanja korišćen je dve grejne sezone a potrošnja električne energije i cena po mesecima prikazani su u tabeli 1.

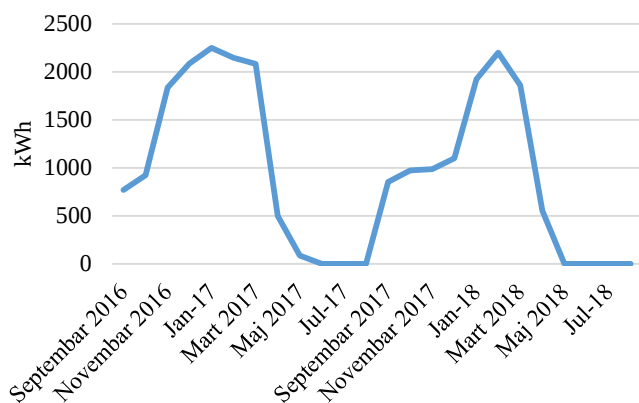
Tabela 1. Potrošnja električne energije i cena po mesecima za period septembar 2016. - avgust 2018. godine

	Mesec	Mesečna potrošnja el. energije [kWh]	Mesečna cena el. energije [RSD]
2016.	Septembar	1.207	11.085,54
	Oktobar	1.359	12.125,76
	Novembar	2.272	25.605,94
	Decembar	2.524	28.698,26
2017.	Januar	2.686	31.451,38
	Februar	2.584	30.469,06
	Mart	2.521	29.979,53
	April	938	8.467,42
	Maj	523	4.348,33
	Jun	359	2.970,2
	Jul	413	3.793,54
	Avgust	455	3.733,43
	Septembar	1.204	11.073,13
	Oktobar	1.325	11.926,22
	Novembar	1.337	12.019,6
	Decembar	1.450	12.791,81
2018.	Januar	2.272	23.369,86
	Februar	2.550	29.544,16
	Mart	2.211	24.971
	April	905	8.339,36
	Maj	520	4.314,94
	Jun	229	1.920,43
	Jul	245	2.304,84
	Avgust	261	2.404,97

Iz table se može zaključiti da je početak grejne sezone u obe analizirane godine septembar, a kraj u aprilu. U proseku, godišnja potrošnja električne energije analiziranog objekta je oko 16.000 kWh, a prosečna cena električne energije oko 10 RSD/kWh. U letnjim mesecima potrošnja električne energije je u

proseku oko 400 kWh, dok je u zimskim mesecima (decembar, januar i februar) potrošnja u proseku oko 2.500 kWh. Obavljen je intervju sa korisnicima objekta i utvrđeno je da ne postoji značajna razlika u potrošnji električne energije po mesecima kada su ostali električni aparati i uređaji u pitanju, pa je shodno tome utvrđeno da je razlika u potrošnji u zimskim i letnjim mesecima posledica potrošnje električnog kotla.

Na slici 3, prikazan je dijagram potrošnje električne energije po mesecima dobijen kao razlika stvarne mesečne potrošnje i prosečne potrošnje u letnjim mesecima.



Slika 3. Potrošnja električne energije elektro kotla



Slika 4. Prikaz toplotne pumpe i električnog kotla u kaskadi

Sa slike se može videti da je u najhladnijim zimskim mesecima potrošnja električnog kotla veća od 2.000 kWh, što nije slučaj u prelaznom periodu (oktoobar, novembar, april i maj) kada je potrošnja elektro kotla i više od dvostruko manja. Kao što je već bilo reči, uzimajući u obzir tarifni sistem naplate električne energije u Srbiji, potrošnja iznad 1.600 kWh mesečno značajno utiče na srednju cenu električne energije, pa je tako na primer srednja cena električne energije u letnjim mesecima u proseku oko 7 RSD/kWh, dok je u zimskim mesecima i do 12 RSD/kWh. Shodno tome, investiranje u sistem grejanja kojim bi se

omogućilo da mesečna potrošnja električne energije bude ispod ove granice je često isplativa investicija.

Zbog svega navedenog, izvršena je zamena električnog kotla toplotnom pumpom tipa vazduh-voda. Na osnovu podataka iz elaborata energetske efikasnosti proračunata je i dimenzionisana je toplotna pumpa. Usvojena je toplotna pumpa proizvođača Viessman, model Vitocal 100S, nominalne toplotne snage 8kW. Toplotna pumpa ima integrisan električni grejač koji u ekstremnim spoljašnjim uslovima (temperature niže od -25 °C), služi kao alternativni sistem grejanja. Toplotna pumpa je kaskadno spregnuta sa postojećim električnim kotlom koji u novom sistemu grejanja treba da predstavlja rezervu. Na slici 4 prikazana je kaskadna veza toplotne pumpe i električnog kotla.

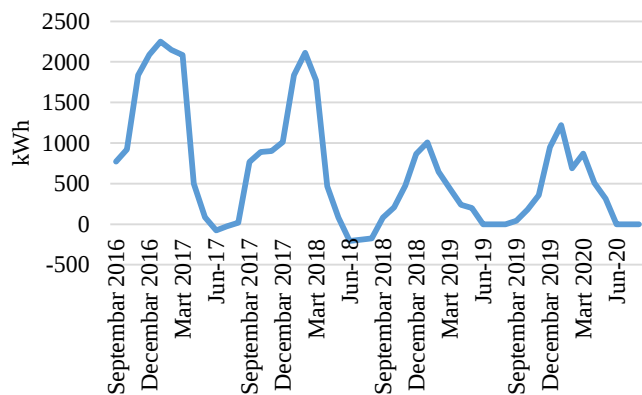
U tabeli 2, prikazani su podaci o potrošnji električne energije nakon ugradnje toplotne pumpe takođe za period od dve godine.

Tabela 2. Potrošnja električne energije i cena po mesecima za period od dve godine nakon ugradnje toplotne pumpe

	Mesec	Mesečna potrošnja el. energije [kWh]	Mesečna cena el. energije [din]
2018.	Septembar	452	3.711,74
	Oktoobar	576	4.760,4
	Novembar	844	6.018,35
	Decembar	1.237	8.450,54
2019.	Januar	1.378	8.492,34
	Februar	1.014	7.314,45
	Mart	810	4.965,3
	April	610	4.121,98
	Maj	568	4.345,46
	Jun	375	2.961,51
	Jul	303	2.318
	Avgust	430	3.202,52
	Septembar	392	2.783,61
	Oktoobar	528	3.608,54
	Novembar	709	4.719,23
	Decembar	1.300	7.886,27
2020.	Januar	1.571	10.328,66
	Februar	1.037	7.698,34
	Mart	1.221	8.788,56
	April	859	5.797,67
	Maj	664	5.088
	Jun	526	4.461,76
	Jul	548	4.561
	Avgust	435	3.673

Iz tabele se može zaključiti da je nakon zamene električnog kotla toplotnom pumpom potrošnja električne energije u zimskim mesecima niža u proseku za 30%, što je posebno izraženo u prelaznim mesecima (septembar, oktobar i april) kada se beleži smanjenje potrošnje električne energije od 50-70%. Zamenom je postignuta ušteda u potrošnji električne energije u proseku oko 7.000 kWh godišnje. Kako se sa grejanjem posredstvom toplotne pumpe potrošnja električne energije na mesečnom nivou značajno smanjila čime se izbeglo prekoračenje i ulazak u viši tarifni razred, u finansijskom smislu ostvarena je godišnja ušteda od 50 do 70%.

Na slici 5 prikazana je potrošnja električne energije pre i posle zamene kotla toplotnom pumpom. Obzirom na to da je smanjenje potrošnje električne energije dovoljno da se izbegne prekoračenje potrošnje izvan granica „plave zone“, srednja godišnja cena električne energije nakon zamene električnog kotla toplotnom pumpom je 7,32 RSD/kWh, što je u poređenju sa cenom pre zamene niže za oko 25%.



Slika 5. Potrošnja električne energije za periode pre i posle zamene električnog kotla toplotnom pumpom

VIII ZAKLJUČAK

Prikupljanjem i sistematizacijom podataka o potrošnji električne energije za analizirani objekat u slučaju zagrevanja putem električnog kotla, utvrđeno je da je godišnja potrošnja električne energije oko 15.000 kWh, od čega se oko 70% troši na potrebe zagrevanja objekta. U letnjim mesecima potrošnja električne energije je oko 400 kWh mesečno, dok je zimi u decembru, januaru i februaru prosečna mesečna potrošnja el. energije preko 2.500 kWh. Zbog prelaska u viši tarifni razred (tzv. crvena zona), prosečna godišnja cena električne energije je bila 10 RSD/kWh, a u najhladnijim mesecima kada su zahtevi za grejanjem bili najveći 12 RSD/kWh.

Zamenom električnog kotla toplotnom pumpom tipa vazduh-voda postignuta je ušteda u potrošnji električne energije za potrebe zagrevanja objekta od oko 7.000 kWh godišnje, u proseku. Procenjeno je da se na zagrevanje objekta prosečno trošilo oko 11.500 kWh, dok je nakon zamene sistema grejanja potrošnja oko 4.500 kWh što predstavlja uštedu od oko 60% električne energije. Pored toga, srednja cena električne energije je znatno niža i iznosi oko 7,3 RSD/kWh.

Ako se uzme u obzir faktor emisije elektro mreže iz [33], ušteda u potrošnji električne energije je ekvivalentna uštedi u emisijama CO₂ od oko 7t godišnje.

U finansijskom smislu ostvarena je godišnja ušteda od oko 62%, u proseku oko 105.000 RSD/god, pa se investicija od oko 400.000 dinara isplati za nepunih 4 godine. Obzirom na to da je garantovani period rada toplotne pumpe preko 10 godina, investicija u sistem zamene se može smatrati prihvatljivom. Pritom, treba naglasiti važnost faktora klime na lokaciji za koju se razmatra grejanje toplotnom pumpom ovog tipa, jer spoljna temperatura značajno utiče na koeficijent performansi toplotne

pumpe. Sa tim u vezi, fokus daljih istraživanja autora će biti na uključivanju klimatskih faktora pri analizi isplativosti ovakvih sistema.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] 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>
- [2] European commission, Eurostat, https://commission.europa.eu/index_en [pristupljeno 28.09.2023]
- [3] 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>
- [4] Zheng, Z., Zhou, J., Xu, F., Zhang, R., Deng, G. Integrated operation of PV assisted ground source heat pump and air source heat pump system: Performance analysis and economic optimization, *Energy Conversion and Management*, Vol. 269, 116091, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116091>
- [5] Mohammadzadeh Bina, S., Fujii H., Tsuya, S., Kosukegawa, H. Comparative study of hybrid ground source heat pump in cooling and heating dominant climates, *Energy Conversion and Management*, Vol. 252, pp. 115122, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.115122>
- [6] Zhou, K., Mao, J., Li, Y., Zhang, H., Li, C., Wang L. Effect of environmental thermal disturbance on effective thermal conductivity of ground source heat pump system, *Energy Conversion and Management*, Vol. 237, 114149, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114149>
- [7] Congedo, P.M., Baglivo, C., D'Agostino, D., Mazzeo, D. The impact of climate change on air source heat pumps, *Energy Conversion and Management*, Vol. 276, 116554, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116554>
- [8] Broin, E.Ó., Andrew Kelly, J., Santos, G.S., Grythe, H., Svendby, T., Solberg, S., Kelleher L., Clinch, P.J. Hitting the hotspots - Targeted deployment of air source heat pump technology to deliver clean air communities and climate progress: a case study of Ireland, *Atmospheric Environment: X*, Vol. 13, 100155, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.aeaoa.2022.100155>
- [9] REPowerEU Plan. COM(2022) 230 final. *EUR-Lex - 52022DC0230 - EN - EUR-Lex (europa.eu)* [pristupljeno 28.07.2023]
- [10] Accelerating the EU's shift towards natural refrigerant domestic heat pumps. <https://iifir.org/en/fridoc/accelerating-the-eu-s-shift-towards-natural-refrigerant-domestic-heat-145955> [pristupljeno 26.11.2022]
- [11] Carroll, P., Chesser, M., Lyons, P. Air source heat pumps field studies: a systematic literature review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 134, 110275, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110275>
- [12] Ni, L., Dong, J., Yao, Y., Shen, C., Qv, D., Zhang, X. A review of heat pump systems for heating and cooling of buildings in China in the last decade, *Renewable Energy*, Vol. 84, pp. 30-45, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.043>
- [13] Louise Jeffery, M., Wilson, R., Emmrich, J., Jones, C., Fekete, H., Höhne, N., Ramalope, D., Kachi, A. *Decarbonising buildings: achieving zero carbon heating and cooling*, 2022.
- [14] EHPA. European Heat Pump Market and Statistics Report 2021. <https://www.ehpa.org/market-data/> [pristupljeno 26.05.2023]
- [15] Leonzio, G., Fennell, P.S., Shah, N. Air-source heat pumps for water heating at a high temperature: state of the art, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 54, 102866, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102866>
- [16] IEA (2021). 'Heat Pumps' <https://www.iea.org/reports/heat-pumps> [pristupljeno 26.05. 2023]
- [17] Hegarty, R.O., Kinnane, O., Lennon, D., Colclough, S. The performance potential of domestic heat pumps in a temperate oceanic climate, in: Littlewood, J., Howlett, R.J., Jain, L.C. (Eds.), *Sustainability in Energy and Buildings 2020*, Springer, Singapore, pp. 29-41, 2021. https://doi.org/10.1007/978-981-15-8783-2_3
- [18] Zhang, Q., Zhang, L., Nie, J., Li, Y. Techno-economic analysis of air source heat pump applied for space heating in northern China, *Applied Energy*, Vol. 207, pp. 533-542, 2017.

- <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.083>
- [19] Esen, H., Inalli, M., Sengur, A., Esen, M. Forecasting of a ground-coupled heat pump performance using neural networks with statistical data weighting pre-processing, *International Journal of Thermal Science*, Vol. 47, No. 4, pp. 431-441, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2007.03.004>
- [20] Esen, H., Inalli, M., Sengur, A., Esen, M. Performance prediction of a ground-coupled heat pump system using artificial neural networks, *Expert Systems with Applications*, Vol. 35, No. 4, pp. 1940-1948, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2007.08.081>
- [21] Esen, H., Inalli, M., Sengur, A., Esen, M. Predicting performance of a ground-source heat pump system using fuzzy weighted pre-processing-based ANFIS, *Building and Environment*, Vol. 43, No. 12, pp. 2178-2187, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2008.01.002>
- [22] Živković, D., Končalović, D., Vukašinović, V., Josijević, M., Gordić, D. Integracija toplotnih pumpi u postojeći energetska sistem u malim i srednjim preduzećima, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 24, No. 3, pp. 32-38, 2022. <https://doi.org/10.46793/EEE22-3.32Z>
- [23] Savić, A., Šušteršič, V., Josijević, M., Nešović, A., Jurišević, N., Vukašinović, V. Numerička analiza toplotnih performansi geotermalne toplotne pumpe za potrebe grejanja i hlađenja stambene zgrade, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 3, pp. 60-64, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-3.60S>
- [24] Zhang, Y., Zhang, G., Zhang, A., Jin, Y., Ru, R., Tian, M. Frosting phenomenon and frost-free technology of outdoor air heat exchanger for an air-source heat pump system in China: an analysis and review, *Energies*, Vol. 11, No. 10, pp. 2642, 2018. <https://doi.org/10.3390/en11102642>
- [25] Le, K.X., Huang, M.J., Shah, N., Wilson, C., Artain, P.M., Byrne, R., Hewitt, N.J. High temperature air source heat pump coupled with thermal energy storage: comparative performances and retrofit analysis, *Energy Procedia*, Vol. 158, pp. 3878-3885, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.857>
- [26] Simendić, Z., Švenda, G., Latas, T., Mraović, D. Energetska efikasnost domaćinstva sa toplotnom pumpom i solarnom elektranom, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 3, pp. 30-38, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-3.30S>
- [27] Ma, G., Chai, Q., Jiang, Y. Experimental investigation of air-source heat pump for cold regions, *International Journal of Refrigeration*, Vol. 26, No. 1, pp. 12-18, 2003. [https://doi.org/10.1016/S0140-7007\(02\)00083-X](https://doi.org/10.1016/S0140-7007(02)00083-X)
- [28] Chen, Y.M., Lan, L.L. A fault detection technique for air-source heat pump water chiller/heaters, *Energy Buildings*, Vol. 41, No. 8, pp. 881-887, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2009.03.007>
- [29] Directive 2010/31/EU of the European parliament and of the council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast). Official Journal of the European Union L 153/13, 18/06/2010. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32010L0031> [pristupljeno 23.10.2023]
- [30] Ružić S., Opačić B. Metodologija za proračun korisne toplotne energije potrebne za intermitentno i parcijalno grejanje objekata, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 20, No. 1-2, pp. 222-235, 2018.
- [31] Pravilnik o energetska efikasnosti zgrada ("Sl. glasnik RS", br. 61/2011). https://www.paragraf.rs/propisi/pravilnik_o_energetskoj_efikasnosti_zgrada.html [pristupljeno 15.03.2023]
- [32] Elektroprivreda Srbije, <https://www.eps.rs/lat/snabdevanje/Stranice/cene.aspx> [pristupljeno 15.03.2023]
- [33] Gordic, D., Nikolic, J., Vukasinovic, V., Josijevic, M., Aleksic, A.D. Offsetting carbon emissions from household electricity consumption in Europe, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 175, 113154, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113154>

AUTORI/AUTHORS

dr Mladen Josijević - docent, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka, mladenjosijevic@gmail.com, ORCID [0000-0001-9619-0897](https://orcid.org/0000-0001-9619-0897)

dr Dušan Gordić - redovni profesor, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka, gordic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0002-1058-5810](https://orcid.org/0000-0002-1058-5810)

dr Vladimir Vukašinović - vanredni profesor, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka, vladimir.vukasinovic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0001-6489-2632](https://orcid.org/0000-0001-6489-2632)

msr Jelena Nikolić - istraživač saradnik, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka, jelena.nikolic@fink.rs, ORCID [0000-0001-6781-8059](https://orcid.org/0000-0001-6781-8059)

dr Dubravka Živković - docent, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka, dubravka@uni.kg.ac.rs, ORCID [0000-0002-0266-456X](https://orcid.org/0000-0002-0266-456X)

Statistička analiza procene vetropotencijala na teritoriji grada Kragujevca

Statistical analysis of the assessment of wind potential in the territory of the city of Kragujevac

Aleksandar Nešović*, Nikola Komatina*

* University of Kragujevac, Faculty of Engineering, Serbia

Rezime - Poznavanje vektorskih karakteristika vetra (pravac, smer i intenzitet) preduslov je za određivanje vetropotencijala neke lokacije. Na osnovu procene vetropotencijala, vrše se dalje analize i istraživanja. Tek kada se svi zahtevani uslovi ispune, prelazi se na poslednje dve faze: implementacija (fizička realizacija, tj. postavljanje) i eksploatacija (puštanje u rad i korišćenje) vetrogeneratora. U ovom radu primenjena je statistička metodologija da bi se ispitala mogućnost postavljanja i korišćenja, prvenstveno, vertikalnih vetrogeneratora. Na osnovu jednogodišnjeg vremenskog fajla (sa jednočasovnim vremenskim korakom) formirani su karakteristični dijagrami (histogram brzine vetra, ruža vetrova, funkcija gustine verovatnoće, funkcija kumulativne raspodele i visinski profil brzine vetra) za procenu vetropotencijala urbanog područja grada Kragujevca. Predložena metodologija može se koristiti za procenu vetropotencijala bilo koje lokacije, kako urbane, tako i ruralne.

Ključne reči - Vetrogenerator, Vetropotencijal, Energija vetra, OIE, Statistička analiza, Urbana sredina.

Abstract - Knowing the vector characteristics of the wind (direction, head, and intensity) is a prerequisite for determining the wind potential of a location. Based on the assessment of the wind potential, further analyses and research are carried out. Only when all the required conditions are met, the last two phases are reached: implementation (physical realization, i.e. installation) and exploitation (commissioning and use) of the wind generator. In this work, a statistical methodology was applied to examine the possibility of installing and using, primarily, vertical wind generators. Based on a one-year weather file (with a one-hour time step), characteristic diagrams (histogram of wind speed, wind rose, probability density function, cumulative distribution function, and height profile of wind speed) were formed for the assessment of the wind potential of the urban area of the city of Kragujevac. The proposed methodology can be used to assess the wind potential of any location, both urban and rural.

Index Terms - RES, Statistical analysis, Urban environment, Wind energy, Wind potential, Wind generator.

I UVOD

Vetar se može definisati kao strujanje vazduha koje nastaje kao posledica razlike u atmosferskim pritiscima [1, 2]. Razlika pritisaka stvara pogonsku silu koja vazdušne mase premešta iz zone višeg pritiska u zonu nižeg pritiska [1, 2].

Za energiju vetra može se reći da je transformisani oblik solarne energije, jer je za stvaranje razlike u vazдушnim pritiscima i kretanje vazдушnih masa direktno odgovorna toplotna interakcija (putem zračenja) između Sunca i Zemlje [3].

U vetrogeneratorima, energija vetra se, najpre, konvertuje u mehaničku, a potom, u električnu. Prema prostornom položaju vratila (ose rotacije) u odnosu na smer strujanja vazduha, u stručnoj i naučnoj praksi razvijena su dva osnovna tipa vetrogeneratora [4, 5] (slika 1): sa horizontalnim položajem vratila i sa vertikalnim položajem vratila.



Slika 1. Primeri horizontalnog (levo) i vertikalnog (desno) vetrogeneratora¹

Sa ciljem da se u lancu energetske transformacije maksimizira korišćenje kinetičke energije vetra, u literaturi su istraženi različiti koncepti, kako jednih, tako i drugih tipova vetrogeneratora.

Horizontalni vetrogeneratori bili su predmet istraživanja sledećih autora: dizajn (Rehman i ostali [6]), optimizacija efikasnosti ekstrakcije (Song i ostali [7]), procena performansi (Maalawi i

¹ Preuzeto sa: <https://www.vjetrolektrane.com/> [pristupljeno 10. 5. 2023].

Badawy [8]), optimizacija upotrebom genetskog algoritma (Diveux i ostali [9]), itd. Performanse vertikalnih vetrogeneratora analizirane su u sledećim radovima: dizajn (El-Samanoudy i ostali [10]), aerodinamičnost (Ke i ostali [11]), optimizacija (Han i ostali [12]), itd. Poređenje horizontalnih i vertikalnih vetrogeneratora, između ostalog, sprovedi su i: Dincer i ostali [13], Eriksson i ostali [14], Marten i ostali [15], Borg i Collu [16], Mohammadi i ostali [17], itd.

Odabir i implementacija vetrogeneratora na nekoj lokaciji najviše zavisi od klimatskih uslova, odnosno od vektorskih karakteristika brzine vetra. Vektorske karakteristike brzine vetra određuju se putem merenja, pri čemu merni uzorak ne bi smeo biti kraći od jedne godine. Merna oprema ima veoma bitnu ulogu, pa je potrebno da bude pouzdana. Nakon prikupljanja potrebnih podataka, pristupa se utvrđivanju vetropotencijala na nekoj lokaciji. Vetropotencijal usmerava dalji tok istraživanja, u energetskom, ekološkom i ekonomskom smislu.

Procenu vetropotencijala na prostoru Srbije (tada sa Crnom Gorom), među prvima (2006. godine), sprovedi su Mikić i ostali [18]. Perspektive razvoja vetroenergetskog sektora Republike Srbije (studija iz 2012) sa pregledom relevantnog regulatornog okvira razmatrali su Komarov i ostali [19]. Procena realnih opcija projektovanja vetroparkova u Srbiji izvršena je 2017. godine u [20]. Iste godine objavljen je rad [21] u kome je korišćen multikriterijumski model (na bazi GIS-DANP-MABAC) za određivanje pogodnih lokacija za izgradnju vetroparkova na teritoriji Vojvodine (severna Srbija). Procena tehničkog potencijala vetrogeneratora u Srbiji [22] izvršena je 2020. godine. Vetropotencijal za opštinu Knjaževac (2021. godina) određen je u radu dostupnom u [23]. Rekonstrukcija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetrogeneratora (u kombinaciji sa solarnim panelima) predstavljena je 2022. godine u [24]. Procena energetskog resursa vetra u južnom delu Banata bila je predmet izučavanja Đurišića i Mikulovića (2023. godina [25]). Za isto područje, Koprivica i Đurišić su u [26] procenili vetropotencijal na bazi veštačke inteligencije, a Radovanović i Đurišić su u [27] sprovedi istraživanje sa fokusom na optimalno planiranje balansne rezerve za pokrivanje debalansa u proizvodnji vetroelektrana.

U skladu sa navedenim, u ovom radu detaljno je predstavljena statistička metoda za procenu vetropotencijala, u ovom slučaju, grada Kragujevca (centralna Srbija). Na osnovu mernih podataka (na bazi jednogodišnjeg uzorka sa jednočasovnim korakom merenja) razrađeni su i prikazani glavni vetroindikatori: histogram brzine vetra, ruža vetrova, funkcija gustine verovatnoće, funkcija kumulativne raspodele i visinski profil brzine vetra. Cilj istraživanja bio je da se napravi podloga za sva (eventualna) buduća istraživanja u kojima će se razmatrati korišćenje energije vetra na pomenutoj lokaciji.

II PARAMETRI LOKACIJE

Kragujevac (44,02° severne geografske širine i 20,92° istočne geografske dužine) je grad u centralnom delu Srbije (slika 2). Kragujevac (sa vremenskom zonom +1 h) nalazi se na obali reke Lepenice i nadmorskoj visini od 209 m. Klima je umereno kontinentalna, sa izraženim godišnjim dobima. Leta su topla i vlažna (temperature do 37°C. Zime su hladne (temperature ispod

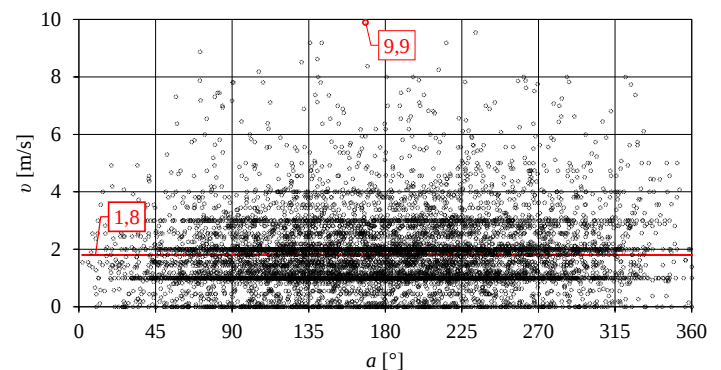
12°C) i sa snegom.



Slika 2. Šumadijski okrug i grad Kragujevac

III VEKTORSKE KARAKTERISTIKE BRZINE VETRA

Na narednom dijagramu (slika 3) prikazane su intenzitet i pravac brzine vetra (jednogodišnji uzorak sa jednočasovnim korakom) za analiziranu lokaciju (grad Kragujevac).



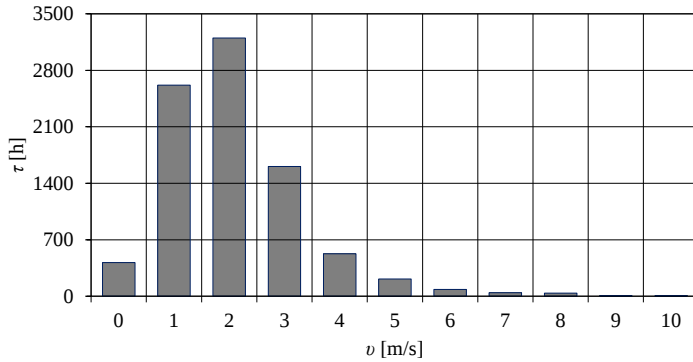
Slika 3. Intenzitet i pravac vetra za grad Kragujevac

Intenzitet brzine vetra v [m/s] prikazana je na ordinati, dok je pravac vetra a [°] prikazan na apscisnoj osi (slika 3). Dijagram pokazuje veću koncentraciju (gustinu) tačaka oko sledećih vrednosti brzine vetra: 1 m/s, 2 m/s i 3 m/s. Veća gustina tačaka može se uočiti i u oblastima delovanja jugoistočnog ($a=135^\circ$), južnog ($a=180^\circ$) i jugozapadnog ($a=225^\circ$) vetra. Uticaj severnog vetra je zanemarljiv. Prosečna godišnja brzina vetra za grad Kragujevac je 1,8 m/s. Najveću brzinu ($v=9,9$ m/s) dostizao je južni vetar 28. decembra, u 14:00 h (slika 3).

IV HISTOGRAM BRZINE VETRA

Histogram brzine vetra (slika 4) je jednostavan, ali veoma koristan dijagram za procenu vetropotencijala. Bazira se na klasiranju (sortiranju) intenziteta vetra prema, u ovom slučaju, časovnoj učestalosti tokom godine (8760 h) [28]. Histogram (slika 4) pokazuje da je vetar $v=1-2$ m/s najdominantniji tokom godine, što je u skladu sa prosečnom godišnjom brzinom vetra (slika 3). Na drugom mestu (2616 h) nalazi se vetar sa brzinama između 0-1 m/s. Vetar brzine $2 < v \leq 3$ m/s zauzima treće mesto sa udelom od 18,37% (1609 h). Periodi bez prisustva vetra (417 h) takođe se mogu uočiti na dijagramu (slika 4). Brzine vetra > 3 m/s ($3 < v \leq 4$ m/s, $4 < v \leq 5$ m/s, $5 < v \leq 6$ m/s, $6 < v \leq 7$ m/s, $7 < v \leq 8$ m/s, $8 < v \leq 9$ m/s i $9 < v \leq 10$ m/s) imaju udeo manji od 11%, jer je

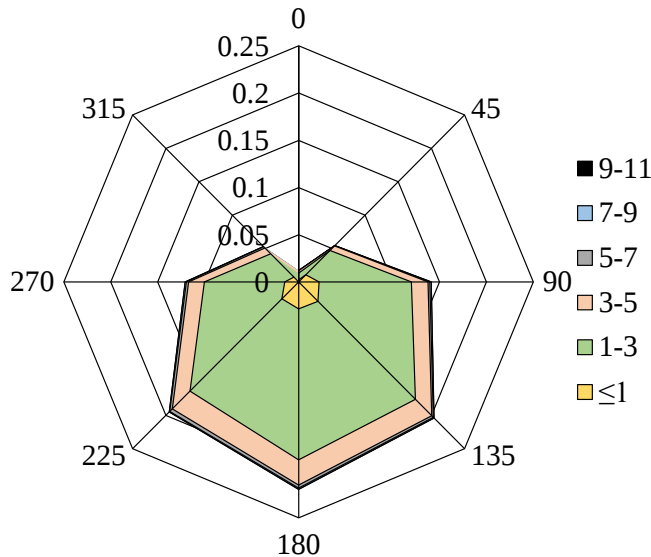
njihova zajednička godišnja učestalost 918 h.



Slika 4. Histogram brzine vetra za grad Kragujevac

V RUŽA VETROVA

Pored histograma (slika 4), veoma bitan faktor prilikom određivanja vetropotencijala, tj. projektovanja vetrogeneratora jeste dijagram distribucije vetra u različitim smerovima, tj. dijagram ruže vetrova (slika 5) [29].



Slika 5. Ruža vetrova za grad Kragujevac

Dužina svakog kraka direktno je proporcionalna frekvenciji vetra u određenom smeru (pravcu). Niža frekvencija odgovara krugovima manjeg prečnika, dok viša frekvencija odgovara krugovima većeg prečnika. Ruža vetrova za grad Kragujevac pokazuje zanemarljivo prisustvo severozapadnog, severnog i severoistočnog vetra, što je u skladu sa slikom 3. Takođe se može uočiti dominantan uticaj jugoistočnog, južnog i jugozapadnog vetra brzine $1 < v \leq 3$ m/s, što je u saglasnosti sa indikatorima vetra na slikama 3 i 4.

VI WEIBULL-OVA RASPODELA VEROVATNOĆE

Statistička metoda zauzima centralno mesto u analizama vetropotencijala. Statistička metoda zasniva se na određivanju verovatnoće raspodele brzine vetra. Verovatnoća raspodele, prema Weibull-u [30, 31], opisuje se funkcijom gustine verovatnoće (jednačina 1) i funkcijom kumulativne raspodele (jednačina 2):

$$FGV = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (1)$$

$$FKR = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (2)$$

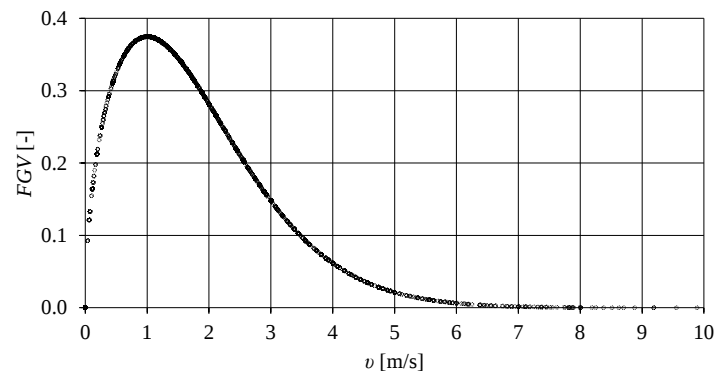
Kao što se može videti (Jednačina 1, Jednačina 2), Weibull-ova raspodela koristi dva parametra: parametar oblika k [-] (Jednačina 3), i parametar razmene c [-] (Jednačina 4) [30, 31]:

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_{SR}} \right)^{-1,086} \quad (3)$$

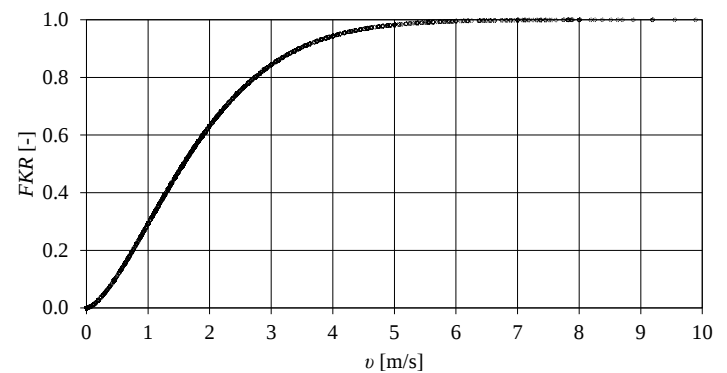
$$c = v_{SR} \left(0,568 + \frac{0,433}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (4)$$

gde su σ [-] - standardna devijacija i v_{SR} [m/s] - prosečna godišnja brzina vetra.

Dijagram funkcije gustine verovatnoće za grad Kragujevac prikazan je na slici 6, dok je dijagram funkcije kumulativne raspodele za istu lokaciju predstavljen na slici 7.



Slika 6. Funkcija gustine verovatnoće za grad Kragujevac



Slika 7. Funkcija kumulativne raspodele za grad Kragujevac

Najveća statistička verovatnoća ($FGV \geq 0,3$) na strani je vetra $0,5 < v \leq 1,85$ m/s. FGV veća je od 0,1 za brzine vazduha do 3,5 m/s. Isti zaključci mogu se izvući i na osnovu vrednosti FKR .

VII VISINSKI PROFIL BRZINE VETRA

Zbog postojanja spoljašnjih (u kontaktnom graničnom sloju

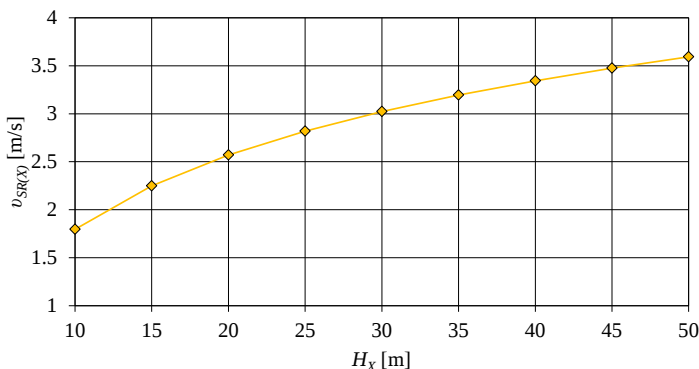
između delića vazdušnih masa i Zemlje - adhezione sile) i unutrašnjih (u kontaktnom graničnom sloju susednih delića vazdušnih masa - kohezione sile) privlačnih kapilarnih sila, trenje ima veći uticaj na brzinu vazduha u nižim, nego u višim slojevima. Zbog toga, sa porastom visine (po vertikali), raste i brzina vazduha. Ako se poznaje brzina vetra v [m/s] na nekoj referentnoj visini H [m] (slika 3), onda se može odrediti brzina vazduha v_{Hx} [m/s] na bilo kojoj drugoj visini H_x [m], i to upotrebom sledećeg obrasca (Jednačina 5) [1]:

$$v_{Hx} = v \frac{\ln \frac{H_x}{Z_0}}{\ln \frac{H}{Z_0}} \quad (5)$$

gde je Z_0 [-] - hrapavost Zemljine površine ($Z_0=2$ za urbane sredine [1]).

Ubrzana urbanizacija (sa prostornim planiranjem) gradova, savremena arhitektura i građevinarstvo dozvoljavaju izgradnju objekata različitih namena, oblika i dimenzija. Zbog toga, visina zgrada i gustina gradnje konačno oblikuju profil vetropotencijala neke gradske sredine. Stoga se oba pomenuta kriterijuma moraju uzeti u obzir. To su veoma kompleksna istraživanja koja podrazumevaju i korišćenje specijalno profilisanih softverskih alata (paketa).

Na narednom dijagramu (slika 8) prikazane su brzine vetra (za grad Kragujevac), ako se u obzir uzme prvi pomenuti kriterijum: promena visine, tj. postavljanje vertikalnog vetrogeneratora na različitim visinama.



Slika 8. Brzina vetra za grad Kragujevac u funkciji visinske razlike

Sa dijagrama (slika 8) jasno se može videti da prosečna godišnja brzina vetra raste sa porastom visine (sa 1,8 m/s za $H=H_x=10$ m, do 3,59 m/s za $H_x=50$ m), prema jednačini 5. Drugim rečima, sa porastom prosečne godišnje brzine vetra, raste i vetropotencijal grada Kragujevca.

Uticaj drugog pomenutog kriterijuma (gustine gradnje), u nekim slučajevima može pojačati efekte prvog kriterijuma, dok ih u nekim situacijama može redukovati. To zavisi od visine, oblika i rasporeda okolnih zgrada (prostorne organizacije urbanih sredina), njihovog međusobnog rastojanja, nadmorske visine na kojoj se gradi, mapiranja zelenih površina (parkova, drveća, šuma), konfiguracije terena, itd. Stoga se može zaključiti da se prilikom određivanja vetropotencijala neke lokacije u obzir

moraju uzeti specifičnosti koje ona sa sobom nosi.

VIII ZAKLJUČAK

U ovom radu, predmet istraživanja bio je potencijal korišćenja energije vetra na prostoru grada Kragujevca. Vetropotencijal pomenute lokacije analiziran je korišćenjem statističke metode. Njome su određeni svi bitni indikatori koji daju jasnu sliku o mogućnosti izgradnje vertikalnih vetrogeneratora: histogram brzine vetra, ruža vetrova, funkcija gustine verovatnoće, funkcija kumulativne raspodele i visinski profil brzine vetra. Analiza je sprovedena na osnovu jednogodišnje vremenske datoteke, sa jednočasovnim razmakom.

Rezultati su pokazali da višespratnice u urbanim sredinama mogu biti potencijalna mesta za ugradnju vertikalnih vetroturbina, ali da se implementiranje vertikalnih vetroturbina mora vršiti sistematično, uzimajući u obzir sve uticajne efekte parametara lokacije, kako prirodnih, tako i stvorenih.

Statistička metoda izložena u ovom radu može se koristiti za određivanje vetropotencijala bilo koje lokacije, kako urbanih sredina, tako i ruralnih.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGMENT

Ovaj rad predstavlja rezultate istraživanja nastalih u okviru projekta Ministarstva prosvete, nauke i tehnološkog razvoja Republike Srbije, broj TR33015. Zahvaljujemo se Ministarstvu na finansijskoj podršci tokom ovog istraživanja.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Despotović, M. *Obnovljivi izvori energije*, Fakultet inženjerskih nauka, Kragujevac, 2011.
- [2] Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L. *Wind energy explained: theory, design and application*, John Wiley & Sons, 2010. <https://doi.org/10.1002/9781119994367>
- [3] Lukić, N., Babić, M. *Solarna energija - Monografija*, Mašinski fakultet, Kragujevac, 2008.
- [4] Jain, P. *Wind energy engineering*, McGraw-Hill Education, 2016.
- [5] Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., Bossanyi, E. *Wind energy handbook*, John Wiley & Sons, 2011. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/9781119992714.fmatter> [pristupljeno 15.05.2023]
- [6] Rehman, S., Alam, M.M., Alhems, L.M., Rafique, M.M. Horizontal Axis Wind Turbine Blade Design Methodologies for Efficiency Enhancement - a Review, *Energies*, Vol. 11, No. 3, pp. 506, 2018. <https://doi.org/10.3390/en11030506>
- [7] Song, D., Fan, X., Yang, J., Liu, A., Chen, S., Joo, Y.H. Power extraction efficiency optimization of horizontal-axis wind turbines through optimizing control parameters of yaw control systems using an intelligent method, *Applied Energy*, Vol. 224, pp. 267-279, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.114>
- [8] Maalawi, K.Y., Badawy, M.T.S. A direct method for evaluating performance of horizontal axis wind turbines, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 5, No. 2, pp. 175-190, 2001. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(00\)00017-4](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(00)00017-4)
- [10] Diveux, T., Sebastian, P., Bernard, D., Puiggali, J. R., Grandidier, J. Y. Horizontal axis wind turbine systems: optimization using genetic algorithms, *Wind Energy*, Vol. 4, No. 4, pp. 151-171, 2001. <https://doi.org/10.1002/we.51>
- [11] El-Samanoudy, M., Ghorab, A.A.E., Youssef, Sh.Z. Effect of some design parameters on the performance of a Giromill vertical axis wind turbine, *Ain Shams Engineering Journal*, Vol. 1, No. 1, pp. 85-95, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2010.09.012>

- [13] Ke, S., Yu, W., Wang, T., Ge, Y. Aerodynamic performance and wind-induced effect of large-scale wind turbine system under yaw and wind-rain combination action, *Renewable Energy*, Vol. 136, pp. 235-253, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.123>
- [14] Han, Z., Chen, H., Chen, Y., Su, J., Yhou, D., Yhu, H., Xia, T., Tu, J. Aerodynamic performance optimization of vertical axis wind turbine with straight blades based on synergic control of pitch and flap, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 57, 103250, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103250>
- [15] Dincer, P.K.I., Naterer, G.F. Energy and exergy efficiency comparison of horizontal and vertical axis wind turbines, *Renewable Energy*, Vol. 35, No. 9, pp. 2102-2113, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.02.013>
- [16] Eriksson, S., Bernhoff, H., Leijon, M. Evaluation of different turbine concepts for wind power, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12, No. 5, pp. 1419-1434, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.05.017>
- [17] Marten, D., Wendler, J., Pechlivanoglou, G., Nayeri, C.N., Paschereit, C.O. QBLADE: an open source tool for design and simulation of horizontal and vertical axis wind turbines, *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, Vol. 3, No. 3, pp. 264-269, 2013. https://www.academia.edu/21366878/QBlade_an_Open_Source_Tool_for_Design_and_Simulation_of_Horizontal_and_Vertical_Axis_Wind_Turbines [pristupljeno 11.06.2023]
- [18] Borg, M., Collu, M. A comparison between the dynamics of horizontal and vertical axis offshore floating wind turbines, *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, Vol. 373, pp. 1-16, 2015. <https://doi.org/10.1098/rsta.2014.0076>
- [19] Mohammadi, E., Fadaeinedjad, R., Naji, H.R., Moschopoulos, G. Investigation of horizontal and vertical wind shear effects using a wind turbine emulator, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 10, No. 3, pp. 1206-1216, 2018. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2863941>
- [20] Mikić, D., Radićević, B., Đurišić, Ž. Wind energy potential in the world and in Serbia and Montenegro, *Facta Universitatis-series: Electronics and Energetics*, Vol. 19, No. 1, pp. 47-61, 2006. <https://doi.org/10.2298/FUEE0601047M>
- [21] Komarov, D., Stupar, S., Simonović, A., Stanojević, M. Prospects of wind energy sector development in Serbia with relevant regulatory framework overview, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 16, No. 5, pp. 2618-2630, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.067>
- [22] Lončar, D., Milovanović, I., Rakić, B., Randelović, T. Compound real options valuation of renewable energy projects: The case of a wind farm in Serbia, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 75, pp. 354-367, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.001>
- [23] Gigović, Lj., Pamučar, D., Božanić, D., Ljubojević, S. Application of the GIS-DANP-MABAC multi-criteria model for selecting the location of wind farms: A case study of Vojvodina, Serbia, *Renewable Energy*, Vol. 103, pp. 501-521, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.11.057>
- [24] Doljak, D., Stanojević, G., Miljanović, D. A GIS-MCDA based assessment for siting wind farms and estimation of the technical generation potential for wind power in Serbia, *International Journal of Green Energy*, Vol. 18, No. 4, pp. 363-380, 2021. <https://doi.org/10.1080/15435075.2020.1865363>
- [25] Protić, I., Joksimović, T., Milinčić, U., Kićović, D., Milinčić, M. Wind energy potential for the electricity production-Knjaževac Municipality case study (Serbia), *Energy Strategy Reviews*, Vol. 33, 100589, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100589>
- [26] Stojanović, B., Rajić, T., Šoškić, D. Rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetro generatora i solarnih panela, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 24, No. 4, pp. 12-21, 2022. <https://doi.org/10.46793/EEE22-4.12S>
- [27] Đurišić, Ž., Mikulović, J. Assessment of the wind energy resource in the South Banat region, Serbia, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 16, No. 5, pp. 3014-3023, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.026>
- [28] Koprivica, M., Đurišić, Ž. Poboljšanje predikcije proizvodnje vetroelektrana u Južnom Banatu kombinovanjem pojedinačnih prognoza pomoću modela veštačke inteligencije, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 23, No. 3, pp. 54-60, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-3.54K>
- [29] Radovanović, M., Đurišić, Ž. Optimalno planiranje balansne rezerve za pokrivanje debalansa u proizvodnji vetroelektrana u Južnom Banatu, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 24, No. 4, pp. 38-46, 2022. <https://doi.org/10.46793/EEE22-4.38R>
- [30] Ouarda, T.B.M.J., Charon, C., Chebana, F. Review of criteria for the selection of probability distributions for wind speed data and introduction of the moment and L-moment ratio diagram methods, with a case study, *Energy Conversion and Management*, Vol. 124, pp. 247-265, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.07.012>
- [31] Arteaga-López, E., Angeles-Camacho C. Innovative virtual computational domain based on wind rose diagrams for micro-siting small wind turbines, *Energy*, Vol. 220, 119701, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119701>
- [32] Bowden, G. J., Barker, P.R., Shestopal, V.O., Twidell, J.W. The Weibull distribution function and wind power statistics, *Wind Engineering*, Vol. 7, No. 2, pp. 85-98, 1983. <https://www.jstor.org/stable/43749036>
- [33] Islam, M. R., Saidur, R., Rahim, N.A. Assessment of wind energy potentiality at Kudat and Labuan, Malaysia using Weibull distribution function, *Energy*, Vol. 36, No. 2, pp. 985-992, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.12.011>

AUTORI/AUTHORS

msr Aleksandar Nešović - istraživač-saradnik, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka, aca.nesovic@gmail.com, ORCID [0000-0002-1690-2389](https://orcid.org/0000-0002-1690-2389)

msr Nikola Komatina - istraživač-saradnik, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet inženjerskih nauka, nkomatina@kg.ac.rs, ORCID [0000-0001-6964-5673](https://orcid.org/0000-0001-6964-5673)

Realizacija onlajn sistema monitoringa potrošnje i kontrole kvaliteta napajanja u kompaniji Gruner Serbian doo

Realization of the Online System for Consumption Monitoring and Power Quality Control in the Gruner Serbian Ltd Company

Bojan Simonović *, Miodrag Vuković **, Željko V. Despotović ***

* GRUNER Serbian d.o.o, Vlasotince

** CONSEKO d.o.o, Beograd

*** Institut „Mihajlo Pupin“, Univerzitet u Beogradu

Rezime - U radu je prikazana realizacija sistema za monitoring potrošnje električne energije i sistema za kontrolu kvaliteta napajanja u hali 4 kompanije GRUNER Serbian d.o.o u Vlasotincu. Motivacija za ustanovljenje pomenutih sistema su kvarovi na mašinama u garantnom roku za koje isporučioi mašina odbijaju da priznaju garanciju, zbog loših naponskih prilika i čestih propada napajanja u industrijskom pogonu. Problemi kvaliteta napajanja su izazvani spoljašnjim uticajima koji dolaze iz napojne elektroenergetske mreže. Iz ovih razloga je projektovan i realizovan sistem mrežnih analizatora od strane kompanije Conseko d.o.o., Beograd, kojim se monitorišu i beleže svi relevantni parametri kvaliteta električne energije (naponi, struje, aktivna i reaktivna snaga, faktor snage, sadržaj harmonika, THD) u ključnim delovima postrojenja hale 4 (kalupovanje-tzv. molding, klimatizacija, alatnica, trepezarija, laboratorija i sl.). Pored ovoga, sistem monitoringa obezbeđuje potpuni uvid u potrošnju i raspodelu potrošnje na zadatom vremenskom intervalu, što predstavlja izuzetnu pogodnost za optimalnu raspodelu interne potrošnje i finansijski obračun utroška električne energije svakog od podsistema, čime se direktno utiče na ekonomsku dobit. U sistemu je instaliran i Cloud podsistem kako bi se putem udaljenog računara ili posredstvom aplikacije na mobilnom telefonu mogli u realnom vremenu pratiti svi relevantni parametri.

Ključne reči - energija, ekonomika proizvodnje, merenje, monitoring, kvalitet napajanja, energetska efikasnost

Abstract - The paper presents the realization of the system for consumption monitoring and the system for power quality control in the hall 4 of the company GRUNER Serbian d.o.o. in Vlasotince, Serbia. The motivation for the establishment of the mentioned systems are machine failures within the warranty period for which the machine suppliers refuse to recognize the warranty, due to poor voltage conditions and frequent power sags within the industrial plant. Power quality problems are caused by external influences coming from the power supply network. For these reasons, a system of power network analysers was designed and implemented by the company Conseko d.o.o., Belgrade. This system monitors and records all relevant parameters of power

quality (voltages, currents, active and reactive power, power factor, harmonic content, THD, etc.) in key parts of the hall 4 (molding, air conditioning, tool room, dining room, laboratory, etc.). In addition to this, the monitoring system provides complete insight into consumption and distribution of consumption at a given time interval, which represents an exceptional convenience for optimal distribution of internal consumption and financial calculation of power consumption of each subsystem, which directly affects to the economic profit. The Cloud subsystem is also installed in the system, so that all relevant parameters can be monitored in real time via a remote computer or through an application on a mobile phone.

Index Terms - Energy, Production economy, Power measuring, Monitoring, Power quality, Energy efficiency

I UVOD

Potrošnja električne energije u proizvodnim objektima postala je jedan od bitnih parametara ne samo dobrog tehničkog upravljanja industrijskim objektima i ekonomike poslovanja, već i bitan aspekt primene ESG mera održivosti u kompanijama. Zelene i socijalno odgovorne investicije su postale jedan od glavnih trendova u modernoj ekonomiji [1-2]. Ciljevi ovog projekta su bili da se relativno jeftinim rešenjem omogući uvid u potrošnju električne energije i kvalitet napajanja električnom energijom u novoj fabrici GRUNER u Vlasotincu, radi racionalnog korišćenja električne energije, uvida u kvalitet napajanja [3] i otkrivanja dodatnih mogućnosti za uštede električne energije.

Takođe, cilj projekta je bio da se omogući da se podaci prikazuju na internet pretraživaču i na mobilnoj aplikaciji, kako bi menadžment kompanije u Srbiji i menadžment kompanije u Nemačkoj u svakom momentu imao uvid u potrošnju i kvalitet električne energije. Upravo ovaj deo projekta je trebao da bude inovativan, jer slično rešenje nije bilo dostupno za relativno niske troškove. Razvijeni sistem je prvo domaće rešenje za monitoring potrošnje električne energije, koje se prikazuje na IT platformi u oblaku (tzv Cloud-u).

Realizaciju rešenja su izvele domaće firme Conseko doo Beograd i Decode doo Beograd, uz stručne savete i konsultacije inženjera

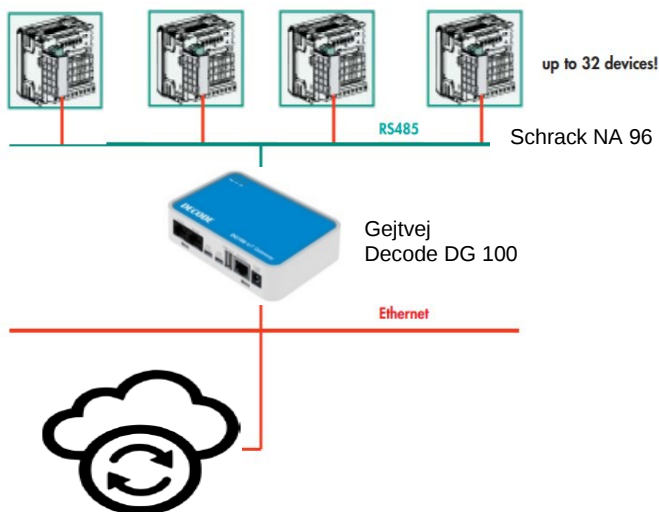
dr Željka Despotovića iz Instituta Mihajlo Pupin.

Kompanija GRUNER Serbian doo u Vlasotincu, koja je želela da bude prvi korisnik gde će rešenje realizovano, već je ranije pokazala svoju opredeljenost za korišćenje obnovljivih izvora energije kroz izgrađenu solarnu elektranu od 560 kWp [4-5], kao i primenjena druga rešenja za racionalno ophođenje sa energijom.

Projekat je realizovan u periodu od juna do decembra 2022. godine, pri čemu je u prvom delu projekta bila izvedena ugradnja strujnih mernih transformatora i mrežnih analizatora na glavni razvodni orman proizvodne hale (hardverski deo rešenja), dok je u novembru i decembru 2022. godine realizovan softverski deo rešenja, zajedno sa parametriranjem uređaja i povezivanjem u jedinstveni informacioni sistem u oblaku.

II OPIS TEHNIČKOG REŠENJA

Radi omogućavanja uvida u potrošnju električne energije predviđeno je postavljanje mrežnih analizatora sa strujnim mernim transformatorima na svaki od električnih razvoda u novoj fabrici. Blok šema komunikacionog dijagrama sistema je prikazana na Slici 1.



Slika 1. Komunikacioni dijagram sistema monitoringa potrošnje i kvaliteta u fabrici Gruner

Akviziciju podataka sa mrežnih analizatora Schrack NA96 [6] vrši se putem MODBUS komunikacije, za šta je potrebno za mrežni analizator obezbediti zaseban MODBUS modul. Nakon toga, mrežni analizatori su sposobni da ostvaruju komunikaciju sa centralnim uređajem IoT Gateway DG100 firme Decode. Analiza energije na 5 mrežnih analizatora treba da obuhvati sledeće podatke o električnim veličinama:

- fazni i međufazni naponi
- struje po fazi
- faktor snage
- energije: aktivna, prividna i reaktivna.

Sa Gateway uređaja podaci se šalju na Cloud sistem AEOS koji je razvila firma Decode iz Beograda. Pre puštanja u rad bilo je

neophodno izvršiti parametriranje sistema, po pitanju MODBUS adresa uređaja, adresa tipova podataka koji se prikupljaju i drugih relevantnih elemenata i modula.

III IMPLEMENTACIJA I REALIZACIJA SISTEMA

Kao što je prikazano na Slici 1, pet mrežnih analizatora postavljeni su u glavni razvodni orman fabričke hale. Praktično, na svaki izvod sa vodovima ka odeljenjima proizvodne hale, postavljen je po jedan mrežni analizator i strujni merni transformatori za merenje odgovarajuće jačine struje po svakom provodniku. Uvidom u projektnu dokumentaciju nove fabrike, strujni merni transformatori su bili odabrani tako da mogu da mere maksimalne struje koje će proticati provodnicima ka potrošačima u fabrici. Uspostavljanje praćenja potrošnje električne energije i drugih električnih veličina predviđeno je na 5 ključnih potrošača:

- alatnica,
- klimatizacija,
- laboratorija,
- kalupovanje (molding),
- trpezarija.

Na Slici 2 je dat prikaz ugrađenih mrežnih analizatora na GRO fabričke hale. Sa 5 mrežnih analizatora prikuplja se po 16 podataka, dakle 80 podataka ukupno. Podaci koji će se prikupljati sa uređaja definisani su kroz tabelu registara. U tabeli registara je takođe definisano koji će podaci biti prikazivani na dnevnom /nedeljnom /mesečnom nivou.

Parametri po uređajima su dodeljeni na sledeći način:

- GRO-T, 400A (Modbus adresa 1),
- GRO-L, 350A (Modbus adresa 2),
- UPS, 350A (Modbus adresa 3),
- GRO-M, 250A (Modbus adresa 4),
- RO-TR, 50A (Modbus adresa 5).

Prenos podataka dalje ostvaren je kroz MODBUS signal preko RS485 veze na Gateway uređaj, odakle je putem izvedenog lokalnog SFTP kabla Gateway j DG100 postao deo lokalne LAN mreže. Zatim su ustanovljeni IP adresa uređaja, subnet mask, gateway, radi pristupa uređaju sa Cloud servera, putem bezbedne veze, preko glavnog rutera u mreži, sve do Gateway uređaja. Nakon usaglašavanja tabele registara između članova projektnog tima firme Conseko d.o.o., tima klijenta i kompanije Decode [7-8], izvršeno je parametriranje Gateway uređaja.



Slika 2. Prikaz mrežnih analizatora na GRO fabričke hale Gruner

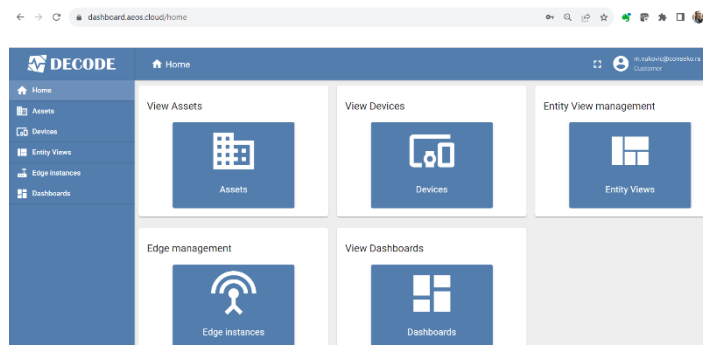


Slika 3. Sumarni prikaz rezultata sa svih mrežnih analizatora

IV OSTVARIVANJE VIZUELNOG PRIKAZA PODATAKA

Vizuelni prikaz podataka (takozvani GUI) predstavljao je jedan od bitnih zahteva projektnog zadatka. Između ostalog, bilo je bitno da se uporedno prikazuju podaci sa svih mesta merenja na jednom ekranu. Sa druge strane, izvedba rešenja je takva da korisnik može sam da bira i prilagođava način prikaza izveštaja, poput izbora pojedinih ekrana (tzv. „dash board“), izbora perioda za izveštavanje, na primer na nivou 7 dana ili 30 dana.

Na Slici 3 su prikazani trenutni podaci o vrednostima napona i struja na sabirnicama glavnog razvodnog ormana, kao i zbirni (sumarni) podaci o aktivnoj, reaktivnoj i prividnoj snazi, kao i potrošnji električne energije u prethodnih 7 dana.



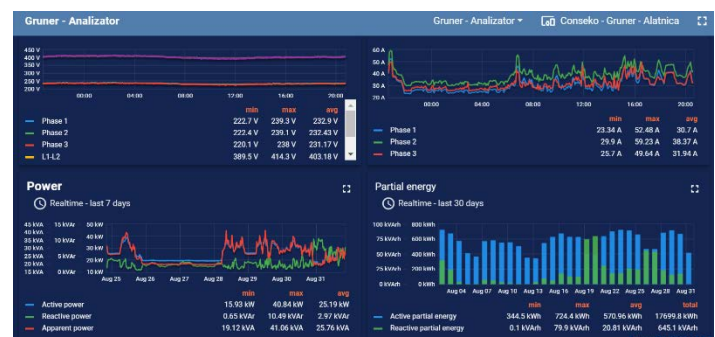
Slika 4. Osnovni prikaz ekrana prilikom prijavljivanja na klaud sistem

Na Slici 4 je dat osnovni prikaz radnog ekrana nakon prijavljivanja korisnika na Cloud sistem. U okviru ovog ekrana korisnik može da bira jedan od 5 pripremljenih „dash board“-a, kao i izveštavanje koje ga interesuje. Na Slici 5 prikazani su

rezultati trenutnih očitavanja vrednosti faznih i međufaznih napona, struja, aktivne i reaktivne snage. Na prikazu na slici 6, na jednom od 5 postavljenih mrežnih analizatora, prikazuje se kretanje potrošnje električne energije u poslednjih 7 dana, u obliku aktivne, reaktivne i prividne snage. Na drugom, desnom dijagramu prikazuje se utrošena električna energija po danima, za period od poslednjih 7 dana, ili 30 dana, prema izboru korisnika.



Slika 5. Očitane trenutne vrednosti napona, međufaznog napona, struja, aktivne i reaktivne snage sa mrežnog analizatora



Slika 6. Prikaz podataka sa analizatora „Alatnica“

V ZAŠTITA PODATAKA NA SISTEMU

U sklopu sistema je implementirano više softverskih kontrolnih modula, koje obezbeđuju zaštitu informacija korisnika na ovom onlajn sistemu: (1) pre svega enkriptovan je SSL protokol prilikom „https“ pristupa sajtu, koji omogućuje zaštićen prenos podataka između Cloud sistema i korisnika, (2) definisane su grupe korisnika na sistemu sa prilagođenim ekranima za grupe korisnika, (3) obezbeđeno je prijavljivanje svakog korisnika sa korisničkim imenom i lozinkom, (4) obezbeđena je visoka dostupnost podataka, koju obezbeđuje robusni Cloud sistem, u pogledu sigurnosti veza, redundantnosti servera, neprekidnog napajanja uređaja i sl.

Aktivacija korisničkog naloga za novog korisnika se vrši tako što sam korisnik nakon dobijanja aktivacionog linka dodeljuje šifru za pristup svom korisničkom nalogu.

VI OSTVARENE KORISTI OD REALIZACIJE PROJEKTA

Tokom nekoliko meseci od početka primene on-line sistema monitoringa potrošnje i kvaliteta napajanja u kompaniji GRUNER, uočeno je nekoliko koristi od uspostavljanja sistema praćenja potrošnje električne energije i drugih električnih parametara u fabrici.

Nekoliko stvari koje su zapažene tokom uvida u parametre potrošnje ukazalo je na sledeće veoma bitne činjenice:

- ustanovljeno je menjanje napona na glavnim sabirnicama tokom dana, što je bio i jedan od ciljeva projekta, kako bi se utvrdio uticaj stabilnosti napona na rad mašina u proizvodnji
- u određenim periodima dana faktor snage se kretao od 0.80-0.90, što ukazuje na potrebu uvođenja kompenzacije reaktivne energije
- profil ukupne potrošnje električne energije ukazuje da postoji jedna bazna potrošnja električne energije koja se vikendom kreće oko 100kW, dok je ona radnim danima iznad 200kW, što daje mogućnost da se postavljanjem fotonaponskih panela može obezbediti deo energije za baznu potrošnju električne energije, bez preteranih vraćanja viškova električne energije u mrežu (videti prikaz na Slici 3 koji se odnosi na ovu konstataciju).

VII ZAKLJUČAK

U radu su prikazani rezultati projekta ostvarenog uz pomoć

„domaće pameti“, gde je multidisciplinarni tim uz IT znanja, specifična znanja o potrebama merenja električnih veličina u industrijskim procesima, uspešno ostvario pilot projekat merenja, akvizicije i „on-line“ prikaza podataka i dodatno sa prikazom podataka u „oblaku“ tzv. Cloud prikaz, o potrošnji električne energije i kvaliteta napajanja električnom energijom proizvodnog procesa u fabrici GRUNER u Vlasotincu. Rešenje koje je zajednički implementirano od strane firme Conseko doo i Decode doo iz Beograda, pokazalo se kao pouzdano i relativno jeftino rešenje koje omogućuje uvid u električne veličine i trenutnu i istoriju potrošnje električne energije. Rešenje koje je ovde primenjeno, moguće je primeniti na drugim mestima, poput merenja na izvodima na niskonaponskom razvodu transformatorskih stanica.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Egorova A., Grishunina S., Karminsky A. The Impact of ESG factors on the performance of Information Technology Companies, *Procedia Computer Science* Vol. 199, pp. 339-345, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2022.01.041>
- [2] Statistical Review of World Energy, <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> [pristupljeno 06.04.2023]
- [3] Primary and final energy consumption in Europe <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/primary-and-final-energy-consumption> [pristupljeno 24.10.2023]
- [4] Vukovic, M., Despotovic, Z.V., Simonovic, B. Iskustva u izvođenju i eksploataciji solarne fotonaponske elektrane instalisane snage 500kW u fabrici „Gruner“ d.o.o-Vlasotince, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 24, No. 4, pp. 57-67, 2022. <https://doi.org/10.46793/EEE22-4.57V>
- [5] Vuković, M. Uticaj solarnih elektrana i monitoringa energije na svest o uštedama energije, in *Proc. 4. Savetovanje sa međunarodnim učešćem, Održiva energetika i zaštita životne sredine*, Novi Sad, 2019.
- [6] <https://www.schrack.rs/prodavnica/mreznj-analizator-na96-i-p-q-s-e-t-cosf-f-sa-displejom-mgf39000.html> [pristupljeno 12.08.2023]
- [7] CONSECO, <https://www.conseco.rs/> [pristupljeno 10.08.2023]
- [8] DECODE, <https://decode.rs/sr/product/dg100/> [pristupljeno 10.08.2023]

AUTORI/AUTHORS

msr Bojan Simonović, GRUNER Serbian d.o.o., Vlasotince, bojan.simonovic@gruner.de, ORCID [0000-0001-5138-8082](https://orcid.org/0000-0001-5138-8082)

dr Miodrag Vuković, CONSECO d.o.o, Beograd, m.vukovic@conseco.rs, ORCID [0000-0003-0158-192X](https://orcid.org/0000-0003-0158-192X)

dr Željko V. Despotović, Univerzitet u Beogradu, Institut “Mihajlo Pupin”, zeljko.despotovic@pupin.rs, ORCID [0000-0003-2977-6710](https://orcid.org/0000-0003-2977-6710)

Detekcija i otklanjanje uzroka nestabilnog rada sistema

Detection and Elimination of the Causes of Unstable System Operation

Bojan Ivanović

Elektro distribucija Srbije, Beograd

Rezime - Stabilnost na male poremećaje, koja se još naziva statička stabilnost ili modalna analiza, se bavi stabilnošću sistema u slučaju malih poremećaja kao što su promene u potrošnji ili proizvodnji na satnom i dnevnom nivou. Prednost ove vrste analize je njegov globalni karakter jer daje sve sopstvene vrednosti matrice stanja sistema, odnosno polove, u okviru jednog sistemskog proračuna. Postojanje samo jednog pola sistema sa pozitivnim realnim delom ukazuje na nestabilan sistem. Mera relativnog učešća određene promenljive stanja, vezane za određeni generator, i određenog pola sistema dobija se računanjem faktora učešća. Sortiranjem faktora učešća za sve polove sistema u opadajući redosled i uspostavljanje korelacije sa tačno određenom promenljivom stanja nekog generatora dobija se povratna spreza do generatora koji su dominantni uzročnici postojanja polova sistema sa pozitivnim realnim delom. U radu se prikazuje izračunavanje sopstvenih vrednosti sistema i uspostavljanje korisničke povratne sprege do generatora uzročnika pojave nestabilnog pola. Uspostavljanje ove povratne sprege i eliminacija nestabilnog pola sistema promenom parametara generatora je demonstrirana na primeru realnog distributivnog sistema ogranka Leskovac sa preko 2500 čvorova i priključenih više od 40 sinhronih generatora.

KLjučne reči - Stabilnost na male poremećaje, Sopstvena vrednost, Pol sistema, Faktori učešća, Povratna spreza

Abstract - Small-signal stability, which is also called static stability or modal analysis, deals with system stability in case of small disturbances such as consumption and production variations on hourly and daily basis. Advantage of this type of analysis is its global character because it provides all system state matrix eigenvalues, i.e. system poles, within single system calculation. Existence of single system pole with positive real part indicates unstable system. Measure of relative participation of a particular state variable, which is correlated to particular generator, and particular system pole is provided by calculating participation factors. Sorting of participation factors for all system poles in descending order and establishing a correlation to certain state variable of particular generator provides feedback to generators that are dominant causes of existence of system poles with positive real part. The paper presents calculation of system eigenvalues and establishment of user feedback to generator causing appearance of unstable pole. The establishment of this feedback and elimination of unstable system pole by

changing generator parameters is demonstrated on the example of the real distribution system of Leskovac branch with over 2500 nodes and more than 40 synchronous generators connected.

Index Terms - Small-signal stability, Eigenvalue, System pole, Participation factors, Feedback

I UVOD

Stabilnost na male poremećaje ili statička stabilnost spada u grupu ugaone stabilnosti. Predstavlja sposobnost sistema da ostane u sinhronom radu kod pojave malih poremećaja. Pod malim poremećajima se podrazumevaju oni poremećaji kod čije pojave se sistem može linearizovati u okolini mirne radne tačke tako što se jednačine sistema razvijaju u Tejlorov red pri čemu se zanemaruju svi njegovi viši članovi. Primer ovakvih malih poremećaja su: 1) dnevne promene angažovanja generatora u skladu sa voznim redovima; 2) uključenja opterećenja manjih snaga, na primer manjih od jednog promila snage sistema; 3) isključenja slaboopterećenih vodova i transformatora; 4) sinhronizacija generatorskih jedinica, itd. Ova vrsta stabilnosti je detaljno obrađena u literaturi [1-4] i značajna je jer daje informacije o svojstvenim osobinama sistema koje su ključne za njegovo planiranje i dimenzionisanje. Operatori sistema u svojim planovima razvoja često ne analiziraju sistem na male poremećaje iako se na taj način dobija uvid u statičku stabilnost sistema kao celine.

Analiza stabilnosti na male poremećaje se svodi na određivanje sopstvenih vrednosti ili polova sistema. Sistem se predstavlja matricom stanja čiji se polovi određuju. Matrica stanja sistema se naziva još i pogonska matrica dok se analiza sistema na male poremećaje naziva još i modalna analiza.

Uzroci nastanka nestabilnih polova mogu biti: a) pojedini parametri generatora i njegovih regulacionih sistema, b) položaj mirne radne tačke generatora, c) konfiguracija mreže, d) položaji otecepa transformatora, itd.

Matrica stanja je matrica realnih brojeva ali njeni polovi mogu biti realni ili kompleksni. Kompleksni polovi se uvek javljaju kao konjugovano-kompleksni parovi. Mnogi komercijalni softveri za analizu sistema svode proračun stabilnosti na male poremećaje isključivo na proračun polova sistema. Međutim, izračunavanje polova sistema je polovina posla. Ukoliko postoje polovi sistema sa pozitivnim realnim delovima, odnosno ako je sistem

nestabilan, neophodno je identifikovati uzroke pojave ovih nestabilnih polova, odnosno one generatore koji izazivaju pojavu ovakvih polova. Često više generatora utiče na vrednost jednog pola različitim težinskim koeficijentima koji se nazivaju participacioni faktori.

Detekciona šema uzroka nastanka nestabilnih polova sastoji se u izračunavanju participacionih faktora za sve polove sistema, njihovom sortiranju u opadajući redosled i povezivanju sa određenim veličinama svakog generatora. U radu je prikazana implementacija ove detekcione šeme u okviru softvera CASE koja direktno povezuje svaki participacioni faktor jednog pola sa odgovarajućim generatorom.

II MODEL SISTEMA U PROSTORU STANJA

EES se može predstaviti sa n diferencijalnih jednačina prvog reda u sledećoj formi:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (1)$$

gde je x vektor promenljivih stanja čije je broj n , dok je u vektor sistemskih ulaznih promenljivih čiji je broj r . Pri tome se podrazumeva da je sistem autonoman, odnosno da izvodi promenljivih stanja nisu eksplicitna funkcija vremena.

Od interesa su izlazne promenljive koje se mogu izraziti u funkciji promenljivih stanja i ulaznih promenljivih:

$$y = g(x, u) \quad (2)$$

gde je y vektor sistemskih izlaznih promenljivih čiji je broj m .

Linearizacijom prethodna dva sistema jednačine dobija se:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (3)$$

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u \quad (4)$$

gde je:

$A = \partial f / \partial x$ - matrica stanja dimenzija $n \times n$

$B = \partial f / \partial u$ - ulazna ili upravljačka matrica stanja dimenzija $n \times r$

$C = \partial g / \partial x$ - izlazna matrica dimenzija $m \times n$

$D = \partial g / \partial u$ - matrica uticaja ulaza direktno na izlaz $m \times r$

Laplasovom transformacijom jednačina (3) i (4) dobijaju se oblici ovih jednačina u frekventnom domenu.

$$s \Delta x(s) - \Delta x(0) = A \Delta x(s) + B \Delta u(s) \quad (5)$$

$$\Delta y(s) = C \Delta x(s) + D \Delta u(s) \quad (6)$$

Nakon sređivanja dobijaju se rešenja prethodna dva sistema jednačina po Δx i Δy su:

$$\Delta x(s) = \frac{\text{adj}(A - \lambda I)}{\det(A - \lambda I)} [\Delta x(0) + B \Delta u(s)] \quad (7)$$

$$\Delta y(s) = C \frac{\text{adj}(A - \lambda I)}{\det(A - \lambda I)} [\Delta x(0) + B \Delta u(s)] + D \Delta u(s) \quad (8)$$

Polovi prethodna dva sistema jednačina su rešenja jednačine:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (9)$$

Vrednosti λ za koje je zadovoljena prethodna jednačina se nazivaju sopstvene vrednosti matrice A .

Prema prvom metodu Ljapunova stabilnost u malom ili lokalna stabilnost nelinearnog sistema je određena korenima jednačine (9), odnosno polovima matrice A na sledeći način: 1) ukoliko svi polovi imaju negativne realne delove, sistem je asimptotski stabilan; 2) kada postoji samo jedan pol koji ima pozitivan realni deo, sistem je nestabilan; 3) ukoliko postoje polovi sa realnim delovima jednakim nuli, nije moguće izvesti zaključak o stabilnosti sistema.

Elementi matrice stanja sistema A su parcijalni izvodi linearizovanih diferencijalnih jednačina generatora po promenljivama stanja Δx u mirnoj radnoj tački sistema za koju se analizira mali poremećaj. Promenljive stanja su promene generatorskih promenljivih: 1) $\Delta \delta$ - promena ugla rotora; 2) $\Delta \omega$ - promena brzine rotora; 3) $\Delta E_q'$ - promena tranzijentne elektromotorne sile (EMS) u q osi 4) $\Delta E_d'$ - promena tranzijentne EMS-e u d osi 5) $\Delta E_q''$ - promena suptranzijentne EMS-e u q osi 6) $\Delta E_d''$ - promena suptranzijentne EMS-e u d osi, itd. Dakle, svakom generatoru se pridružuje najmanje 6 promenljivih stanja. Treba napomenuti da izbor promenljivih stanja nije jedinstven u literaturi. Ono što je isto kod svih autora su promena ugla ($\Delta \delta$) i brzine rotora ($\Delta \omega$). Promenljive stanja u [1] su onakve kakve su prethodno navedene uz nekoliko pomoćnih promenljivih modela pobudnog sistema, s tim da je izuzeta promena tranzijentne EMS-e u d osi. U [4] su promenljive stanja, osim $\Delta \delta$ i $\Delta \omega$, promene flukseva od kojih je jedna od promenljivih stanja promena pobudnog fluksa ($\Delta \Psi_d$).

III SOPSTVENI VEKTORI I PARTICIPACIONI FAKTORI

Svakom polu sistema λ_i ($i=1, \dots, n$) odgovara jedan kolonalni vektor w_i dimenzije n , koji se naziva desni sopstveni vektor jer množi matricu A sa desne strane, tako da je zadovoljena relacija:

$$A w_i = \lambda_i w_i \quad (10)$$

odnosno:

$$(A - \lambda_i I) w_i = 0 \quad (11)$$

Analogno, svakom polu sistema λ_i odgovara jedan redni vektor u_i dimenzije n , koji se naziva levi sopstveni vektor, tako da je zadovoljena relacija:

$$u_i A = \lambda_i u_i \quad (12)$$

odnosno:

$$u_i (A - \lambda_i I) = 0 \quad (13)$$

Članovi vektora u_i i w_i se dobijaju rešavanjem matričnih jednačina (11) i (13). Pri čemu važi relacija $u_i w_i = 1$. Množenjem relacije (12) vektorom w_i sa desne strane dobija se:

$$\lambda_i = u_i A w_i \quad (14)$$

Nakon primene parcijalnog izvoda po dijagonalnom elementu a_{kk} matrice A na relaciju (14) i njenog sređivanja dobija se:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}} = u_{ik} w_{ki} \quad (15)$$

Koeficijenti $p_{ki} = u_{ik} w_{ki}$ se nazivaju *participacioni faktori*. Svaki participacioni faktor je proizvod k -tog elementa i -tog levog i i -tog desnog vektora sopstvenih vrednosti. Participacioni faktor p_{ki}

kvantifikuje osetljivost i -tog pola λ_i na k -ti dijagonalni element matrice stanja A .

IV IMPLEMENTACIJA U SOFTVERU CASE

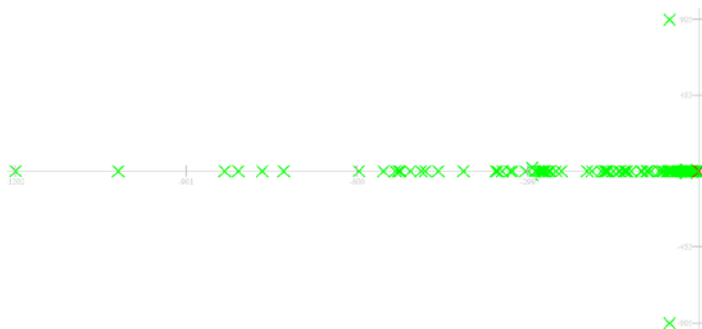
Softverska implementacija participacionih faktora za detekciju uzroka nastajanja nestabilnih polova biće prikazana na simulacionom modelu realnog prenosno-distributivnog sistema koji sadrži kompletan distributivni ogranak Leskovac i deo prenosne 400 kV mreže: TS „Vranje 4“ - TS „Leskovac 2“ - TS „Niš 2“ - TS „Bor 2“ - HE „Đerdap 1“ - TE „Drmno“. Pri tom su u potpunosti modelovane sve male MHE na teritoriji ED „Leskovac“, HE „Vrla 1 - 4“, HE „Đerdap 1“ i i TE „Drmno“. Osnovne karakteristike simulacionog modela su date u narednoj tabeli.

Tabela 1. Karakteristike simulacionog modela

Broj čvorova	Broj vodova	Broj generatora	Broj transformatora
2537	2558	52	117

Potrebno je napomenuti da je prethodno navedeni simulacioni model zapravo model sistema u režimu maksimalnog opterećenja. Osim toga, ovaj model je veoma netipičan jer obuhvata naponske nivoe od 10 kV do 400 kV i elektrana čije su instalisane snage reda 100 kW do onih čije su instalisane snage 1000 MW.

Na slici 1. su prikazani svi polovi sistema. Zeleno su obeleženi stabilni, a crveno nestabilni polovi koji se nalaze uz desnu ivicu slike.

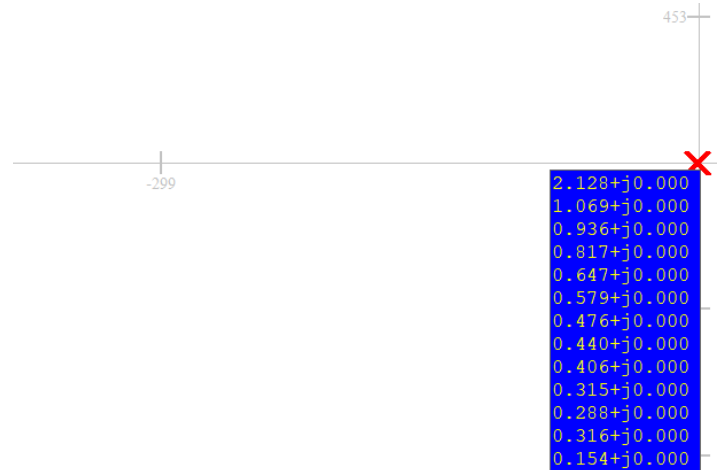


Slika 1. Polovi sistema

Imajući u vidu da u modelu ima 52 generatora i da je broj promenljivih stanja po generatoru 7, ukupan broj polova je $52 \times 7 = 364$.

Pošto je od interesa eliminacija nestabilnih polova, odnosno njihovo prevođenje u stabilne, CASE ima mogućnost prikaza samo nestabilnih polova. Kada korisnik nanese miš iznad skupa nestabilnih polova pojavljuje se prozor u kom su prikazani ovi polovi sortirani u opadajućem redosledu kao što je prikazano na slici 2. Sa slike se vidi da postoji 13 nestabilnih polova i prvi pol ima najveći realni deo čija je vrednost 2,128. U ovom konkretnom slučaju svi nestabilni polovi imaju imaginarni deo jednak nuli.

Kada korisnik nanese miš na prvi pol na listi otvara se drugi prozor u kom su sortirani u opadajućem redosled participacioni faktori tog pola kao što je prikazano na slici 3.



Slika 2. Nestabilni polovi sistema



Slika 3. Participacioni faktori pola sistema

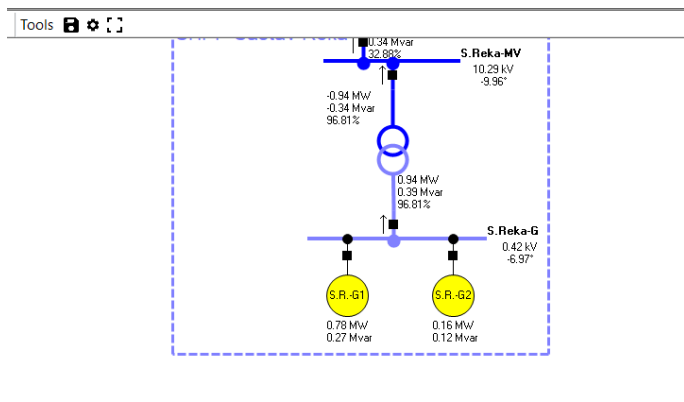
V OTKLANJANJE NESTABILNIH POLOVA

U ovom delu je prikazano kako se redom otklanjaju nestabilni polovi počevši od pola sa najvećom realnom vrednošću. Biće otklonjena prva tri nestabilna pola sa najvećim vrednostima realnog dela.

Svi participacioni faktori su povezani sa određenim generatorima, odnosno veličinama tog generatora. Tako se, na primer, prvi participacioni faktor odnosi na generator S.R.-G2, što je skraćeni naziv od generatora broj 2 u MHE „Suva Reka“. Kada korisnik nanese miš na ovaj participacioni faktor pojavljuje se hiperlink na čiji se klik korisnik dovodi do generatora na interaktivnoj jednodopolnoj šemi kao što je prikazano na slici 4.

Generator S.R.-G2 je angažovan snagom 0,16/0,12 MW/MVAr. Duplim klikom na generator na jednodopolnoj šemi otvara se dijalog prozor sa njegovim parametrima. Već na prvoj kartici, na kojoj su parametri za proračun tokova snaga i naponskih prilika, kao što je prikazano na slici 5, vidi se da se je angažovanje

generatora po reaktivnoj snazi na njegovoj gornjoj granici za zadati napon od 0,42 kV. Da bi se angažovanje generatora po reaktivnoj snazi snizilo, potrebno je sniziti zadati napon generatora na, na primer, 0,41 kV. Pošto su generatori S.R.-G1 i S.R.-G2 priključeni na isti sistem sabirnica moraju imati iste zadate napone. Stoga je potrebno smanjiti zadati napon i generatoru S.R.-G1 na istu vrednost od 0,41 kV.

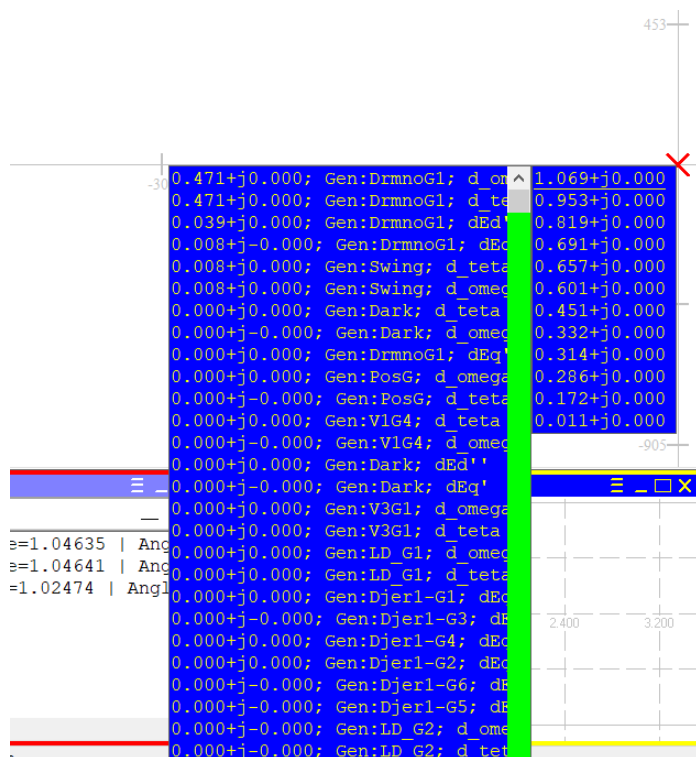


Slika 4. Generator S.R.-G2 koji je glavni uzročnik pola sa najvećim pozitivnim realnim delom

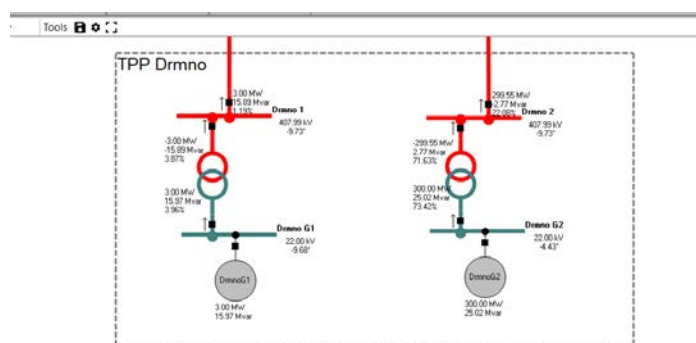
Slika 5. Parametri generatora S.R.-G2 za proračun tokova snaga i naponskih prilika

Nakon promene zadatog napona angažovanje generatora S.R.-G2 po reaktivnoj snazi se smanjuje na 0,01 MVar. Drugim rečima, generator S.R.-G2 se značajno udaljava od gornje granične vrednosti po reaktivnoj snazi. Nakon ponovo urađenog proračuna stabilnosti na male poremećaje polovi sistema su prikazani na slici 6.

Sa prethodne slike se vidi da sada postoji 12 nestabilnih polova, odnosno da je nestabilni pol sa najvećom vrednošću realnog dela, koja je bila 2.128, eliminisan i da je sada na prvom mestu pol sa vrednošću realnog dela od 1.069. Glavni uzročnik ovog pola je generator DrmnoG1. Klikom na hiperlink, kao i u prethodnom slučaju, aplikacija vodi korisnika na mesto na jednodopolnoj šemi gde je generator DrmnoG1, kao što je prikazana na slici 7.



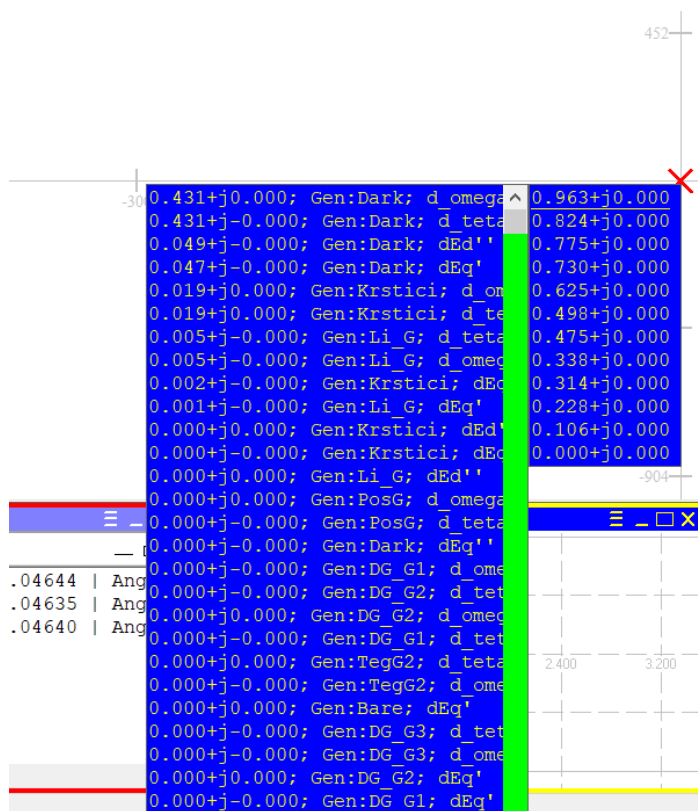
Slika 6. Lista nestabilnih polova sistema nakon promene zadatog napona generatora G1 i G2 u MHE „Suva Reka“



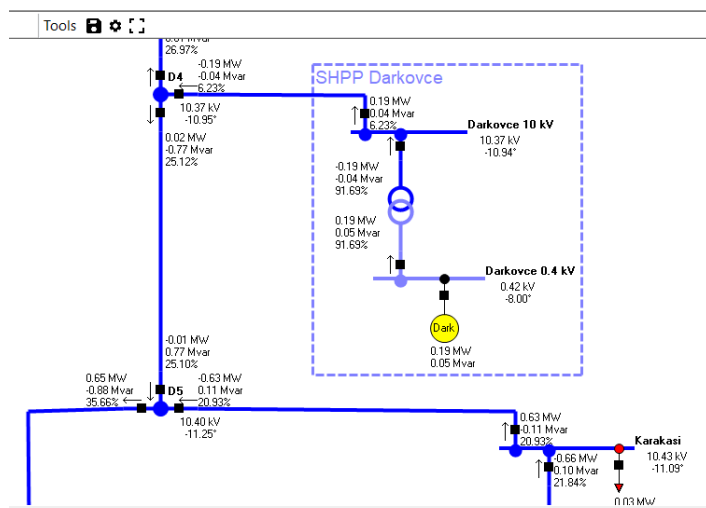
Slika 7. Generator G1 u TE Drmno koji je glavni uzročnik pola sa najvećim realnim delom

Sa slike se vidi da je aktivna snaga angažovanja generatora G1 u TE „Drmno“ samo 3 MW, što je greška u unosu parametara jer ova mašina ne može raditi sa tako malom snagom. Dovoljno je da se snaga angažovanja ovog generatora podigne na 300 MW, kao i kod G2, i ovaj nestabilni pol će biti otklonjen. Nova lista nestabilnih polova je prikazana na slici 7.

Sledeći nestabilni pol po veličini realnog dela ima vrednost 0,963 i ovo je poslednji pol koji se otklanja. Najveći participacioni faktor ovog pola vezan za generator u MHE „Darkovce“ koja je prikazana na slici 8. Ovo je MHE male instalisane snage od 190 kW.



Slika 7. Lista nestabilnih polova sistema posle promene angažovanja generatora G1 u TE „Drmmo“



Slika 8. MHE „Darkovce“ - elektrana koja izaziva nestabilni pol

Proverom parametara generatora u MHE „Darkovce“ ustanovljeno je da uneta konstanta inercije ima vrednost 0.3 s, što je nerealno mala vrednost. Povećanjem ove vrednosti na 0.6 s i nakon ponovnog proračuna stabilnosti na male poremećaje

otklanja se ovaj nestabilni pol sistema kao što je prikazano na narednoj slici. Sa slike se vidi da je prvi naredni nestabilni pol za otklanjanje onaj sa vrednošću realnog dela od 0.824 koji je izazvan generatorom u MHE „Poštica“. On je na prethodnoj slici bio drugi po veličini realnog dela. Međutim, u ovom radu se ne prikazuje njegova eliminacija.



Slika 9. Lista nestabilnih polova nakon eliminacije pola izazvanog generatorom u MHE „Darkovce“

Da bi se eliminisali nestabilni polovi potrebno je ići od generatora do generatora čiji su participacioni faktori najveći za određeni nestabilni pol i izvršiti promenu njihovih parametara. Međutim, ovo ne znači da će biti moguće eliminisati baš sve nestabilne polove na ovaj način. Kao što je ranije napomenuto uzroci nekih nestabilnih polova mogu biti položaji otecepa na transformatorima bilo da su u pitanju blok ili mrežni transformatori, topologija mreže pa i položaj mirne radne tačke nekih elemenata sistema. Zbog toga je u nekim slučajevima potrebno izvršiti intervenciju na sistemu u električnoj blizini generatora a ne na parametrima samog generatoru.

VIII ZAKLJUČAK

U prvom delu rada su ukratko prikazane teorijske osnove stabilnosti na male poremećaje. Ova vrsta stabilnosti se često zanemaruje od strane operatora sistema u dugoročnim planovima razvoja iako se na osnovu rezultata jednog proračuna stiče uvid u stabilnost kompletnog sistema.

Objašnjen je način detekcije uzroka nestabilnih polova preko participacionih faktora i prikazana implementacija veze participacionog faktora sa odgovarajućim generatorima. Demonstrirano je kako se postupno, idući od nestabilnog pola do nestabilnog pola, promenom parametara generatora otklanja taj nestabilni pol. Demonstracija je urađena na realnom prenosno-distributivnom modelu koji obuhvata kompletan distributivni

ogranak ED Leskovac, kao ogranak sa najvećim brojem MHE u Srbiji, i deo 400 kV prenosne mreže u istočnoj Srbiji na koju su priključene velike elektrane HE „Đerdap 1“ i TE „Drmno“.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Machowski, J., Lubosny Z., Bialek J.W., Bumby J.R. *Power System Dynamics Stability and Control*, Wiley, Hoboken - New Jersey, USA, 2020.
- [2] Vittal V., McCalley J.D., Anderson P.M., Fouad A.A. *Power System Control and Stability*, Hoboken - New Jersey, USA, 2020.

- [3] Sauer P.W., Pai M.A. *Power System Dynamics and Stability*, Wiley, Prentice Hall, Upper Saddle River - New Jersey, USA, 1998.
- [4] Kundur P. *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, USA, 2009.

AUTORI/AUTHORS

dr Bojan Ivanović, Elektrodistribucija Srbije,
bojanivanovics@gmail.com, ORCID [0009-0008-4743-8559](https://orcid.org/0009-0008-4743-8559)

Uticaj kvaliteta uglja na ostvarenu snagu generatora termoelektrane nazivne snage 300 MW

The Impact of Coal Quality on the Generator's Achieved Power of the 300 MW Thermal Power Plant

Nikola Miljković*, Nikola Jovanović*, Aca Jovanović**

* Institut za rudarstvo i metalurgiju - Bor, Zeleni bulevar 35, 19210 Bor, Srbija

** Fakultet za projektni i inovacioni menadžment „Prof.Dr. Petar Jovanović“, Bože Jankovića 14, 11000 Beograd, Srbija

** GLOBAL Innovation Projects d.o.o, Dušana Vukasovića 37, 11070 Novi Beograd

Apstrakt - Ovaj rad razmatra rezultate monitoringa rada parno-turbinskog bloka termoelektrane snage 300 MW u periodu od 2 meseca. Tokom monitoringa su uzimani uzorci uglja ispred mlina-ventilatora (3 uzorka/dan) i prikupljeni podaci o opterećenju kotla gorivom, temperaturama u kotlu, temperaturama izlaznih gasova, sadržini polutanata u izlaznim gasovima i ostvarenoj bruto snazi na generatoru. Na osnovu rezultata tehničkih analiza uglja i prikupljenih podataka o radu bloka, uspostavljene su direktne zavisnosti između kvaliteta uglja iskazanog preko vrednosti donje toplotne moći, i ostvarene bruto električne snage na generatoru, potrošnje uglja i sadržaja polutanata u izlaznim gasovima termoelektrane.

Ključne reči - Kvalitet uglja, Ostvarena snaga generatora, Stepen korisnog dejstva parnog kotla

Abstract - This paper discusses the results of monitoring the operation of the steam-turbine unit of the 300 MW thermal power plant over a period of 2 months. During the monitoring, coal samples were taken in front of the mill-fan (3 samples/day) and data were collected on the fuel load of the boiler, temperatures in the boiler, temperatures of flue gases, content of pollutants in flue gases and realized gross power on the generator. Based on the results of technical analyses of coal and collected data on the operation of the block, direct dependencies were established between the quality of coal expressed through the Lower Thermal Power (DTM) value, and the realized gross electric power on the generator, coal consumption and the content of pollutants in the flue gases of the thermal power plant.

Key Words - Coal quality, Realized power of the generator, Steam boiler efficiency

I UVOD I OPIS ISTRAŽIVANJA

Proizvodnja električne energije sagorevanjem domaćeg lignita ima udeo veći od 60 % u ukupno proizvedenoj električnoj energiji u na području Republike Srbije i Republike Srpske (Bosna i Hercegovina). Takođe je bitna činjenica da su proizvodni kapaciteti u pomenutim područjima stari 30 do 40 godina, sa niskim ukupnim stepenom korisnog dejstva i emisijom

štetnih polutanata koji su iznad gornje granice emisije (GVE). Veliki deo problema u samoj proizvodnji električne energije, kao i niska efikasnost i visoka emisija štetnih polutanata potiče od sagorevanja uglja niskog kvaliteta, odnosno uglja sa sadržajem neorganiskih primesa, što se očitava kroz nisku vrednost gornje toplotne moći (DTM) uglja

Od samog početka rada razmatranog bloka termoelektrane javljao se poseban problem nedovoljnog kvaliteta uglja, odnosno, raspoloživi ugalj nije imao minimalnu zahtevanu DTM i to iz rezervi uglja Centralnog eksploatacionog polja i rezervi uglja krovinske ugljene serije. Raspoloživi ugalj je imao i ima visoki sadržaj pepela koji prvenstveno potiče od nečistoća i primesa u uglju, a koje se sastoje od laporca, ugljevitte gline i gline.



Slika 1. Uzorkovanje uglja

Posledice sagorevanja uglja sa visokim sadržajem pepela, odnosno sa sadržajem nečistoće su [1]:

- povećana emisija gasovitih polutanata u vidu SO_x i NO_x u vrednostima iznad GVE,
- povećana emisija prašastih polutanata u vazduh, sa vrednostima iznad GVE,
- povećana količina šljake i pepela,

- povećano zašljakivanje kotlovskih ekrana.
- smanjenje stepama korisnog dejstva kotla i samim tim smanjenje električne snage na pragu termoelektrane i smanjenje proizvodnje električne energije,
- povećana potrošnja dodatnog goriva - mazuta, radi održavanja potrebne temperature u vatrenoj kugli u kotlu.

Pre obavljanja laboratorijskih istraživanja vršena su uzorkovanja uglja (lignita) sa bloka u radu. Uzorkovanje je vršeno u periodu od decembra 2022. god. do februara 2023. god., kao što je prikazano na slici 1 [2]. Uzorkovanje je vršeno tri puta na dan, pri čemu su za iste vremenske periode beleženi glavni parametri rada parno-turbinskog bloka, kao što su: ostvarena bruto snaga na generatoru, temperature u ložištu kotla, opterećenje kotla gorivom i broj gorionika na dodatno gorivo u radu.

Svi uzorci pakovani su u zaštitne džakove od po maksimalnih 5 kg, kao što je prikazano na slici 2. Uzorci su obeležavani su po principu *U-aa.bb/c-d* gde je:

- *U* - Materijal koji se uzorkuje *U* = Ugalj
- *aa* - dan u mesecu
- *bb* - mesec u godini
- *c* - oznaka broja uzorka u toku dana (I, II, III)
- *d* - broj džaka pri jednom uzorkovanju (1 i 2).



Slika 2. Primer uzorkovanog uglja

Uzorci koji su mestu *d* imali redni broj „1“ drobljeni su, homogenizovani i sortirani na licu mesta i oni su pri laboratorijskim istraživanjima korišćeni za tehničku analizu, dok su uzorci sa brojem „2“ korišćeni za granulacijsku analizu i oni su direktno sa uzorkovanja ispred mlina-ventilatora pakovani u džakove. Uporedo sa uzorkovanjem uglja vršeno je merenje emisije gasovitih i praškastih polutanata sa propratnom temperaturom izlaznih gasova na dimnom kanalu, odnosno vazduhovodu između elektrostatičkog filtera i dimnjaka.

Za približna vremena uzorkovanja prikupljani su podaci o stanju kotla i to:

1. Snage generatora
2. Očitane temperature sa monitoringa plamena u (°C)
3. Broj gorionika dodatnog goriva u radu
4. Potrošnja dodatnog goriva (mazuta) na dnevnom nivou
5. Opterećenja dodavača uglja u procentima što odgovara kapacitetu dodavača.

Laboratorijska ispitivanja uzoraka uglja izvedena su u prostorijama „Instituta za rudarstvo i metalurgiju - Bor“. Ispitivanje uglja sa dozatora sprovedeno je akreditovanim standardnim metodama za ispitivanje uglja datim u tabeli 1.

Tabela 1. Pregled standardnih metoda ispitivanja uglja

Red. broj	Oznake metode	Naziv metode
1.	ISO 589:2008	Priprema-određivanje grube i ukupne vlage
2.	ASTM D3173:2017	Određivanje sadržaja vlage u analitičkom uzorku
3.	ASTM D3174:2012	Određivanje sadržaja pepela u analitičkom uzorku
4.	ASTM D5373:2016	Određivanje ukupnog ugljenika, vodonika i azota u analitičkom uzorku (instrumentalna metoda)
5.	ASTM D4239:2018	Određivanje sumpora (ukupnog) korišćenjem visokotemperaturne peći za žarenje-Metoda B
6.	ASTM D5865:2019	Određivanje gornje kalorične vrednosti uglja i koksa
7.	ISO 19028:2016	Određivanje gornje kalorične vrednosti po metodi kalorimetrijske bombe i izračunavanje donje kalorične vrednosti

II REZULTATI LABORATORIJSKIH ISPITIVANJA

Rezultati laboratorijskih analiza uglja prikazane su u tabeli 2.

Tabela 2. Rezultati laboratorijskih analiza uglja

Redni broj	Uzorak	Nasip masa (t/m ³)	Gustina (g/cm ³)	Uk. vlaga (%)	Sadržaj pepela (%)	DTM (kJ/kg)	Potroš. uglja (t/h)
05.12-1	U-05.12/I-1	0,7576	1,395	38,54	21,02	8060	368
05.12-2	U-05.12/II-1	0,7823	1,384	38,09	24,84	8792	375
05.12-3	U-05.12/III-1	0,7971	1,586	38,49	20,32	9056	374
06.12-1	U-06.12/I-1	0,7795	1,635	38,51	20,4	8875	380
06.12-2	U-06.12/II-1	0,7243	1,452	39,98	19,92	8083	367
06.12-3	U-06.12/III-1	0,7673	1,676	39,48	18,66	8925	356
07.12-1	U-07.12/I-1	0,7538	1,564	41,16	14,78	9995	352
07.12-2	U-07.12/II-1	0,7267	1,768	41,6	12,31	10535	361
07.12-3	U-07.12/III-1	0,7440	1,812	41,36	14,67	9885	351
08.12-1	U-08.12/I-1	0,7905	1,926	38,16	23,95	7014	369
08.12-2	U-08.12/II-1	0,7445	1,651	39,25	21,44	8280	360
08.12-3	U-08.12/III-1	0,7870	1,454	38,82	22,3	7749	366
09.12-1	U-09.12/I-1	0,7668	1,333	40,39	17,87	9211	369
09.12-2	U-09.12/II-1	0,7013	1,742	41,46	15,35	9680	361
09.12-3	U-09.12/III-1	0,6554	1,791	41,24	15,33	9920	360
15.12-1	U-15.12/I-1	0,8249	1,425	35,1	22,63	8581	386
15.12-2	U-15.12/II-1	0,7767	1,425	37	22,35	8253	380
15.12-3	U-15.12/III-1	0,8042	1,345	38,48	24,60	7012	377
16.12-1	U-16.12/I-1	0,7219	1,261	39,26	24,51	7152	378
16.12-2	U-16.12/II-1	0,7110	1,1242	38,56	25,00	7332	353
16.12-3	U-16.12/III-1	0,7914	1,322	35,85	24,77	8089	351
17.12-1	U-17.12/I-1	0,8152	1,2563	42,12	21,80	7504	355
17.12-2	U-17.12/II-1	0,7853	1,2911	37,52	26,28	7428	372
17.12-3	U-17.12/III-1	0,8109	1,9873	38,98	21,08	8973	379

Redni broj	Uzorak	Nasip masa (t/m ³)	Gustina (g/cm ³)	Uk. vlaga (%)	Sadržaj pepela (%)	DTM (kJ/kg)	Potroš. uglja (t/h)
18.12-1	U-18.12/I-1	0,7686	1,326	34,59	21,23	9747	371
18.12-2	U-18.12/II-1	0,7392	1,2672	34,20	18,62	10116	365
18.12-3	U-18.12/III-1	0,7343	1,687	33,90	21,64	10223	365
19.12-1	U-19.12/I-1	0,7831	1,3452	35,64	17,47	10371	336
19.12-2	U-19.12/II-1	0,7633	1,428	40,21	19,45	8225	378
19.12-3	U-19.12/III-1	0,7344	1,2672	36,76	20,40	9496	382
28.12-1	U-28.12/I-1	0,7159	1,8275	34,91	30,61	7344	365
28.12-2	U-28.12/II-1	0,8895	1,791	36,34	20,92	9604	365
28.12-3	U-28.12/III-1	0,7910	1,3245	32,97	21,63	9974	364

Kao što je navedeno, paralelno su mereni gasoviti i praškasti polutanati u izlaznom gasu, kao i njegova temperatura na dimnom kanalu. Rezultati merenja prikazani su u tabeli 3.

Tabela 3. Rezultati merenja otpadnih gasova na dimnom kanalu

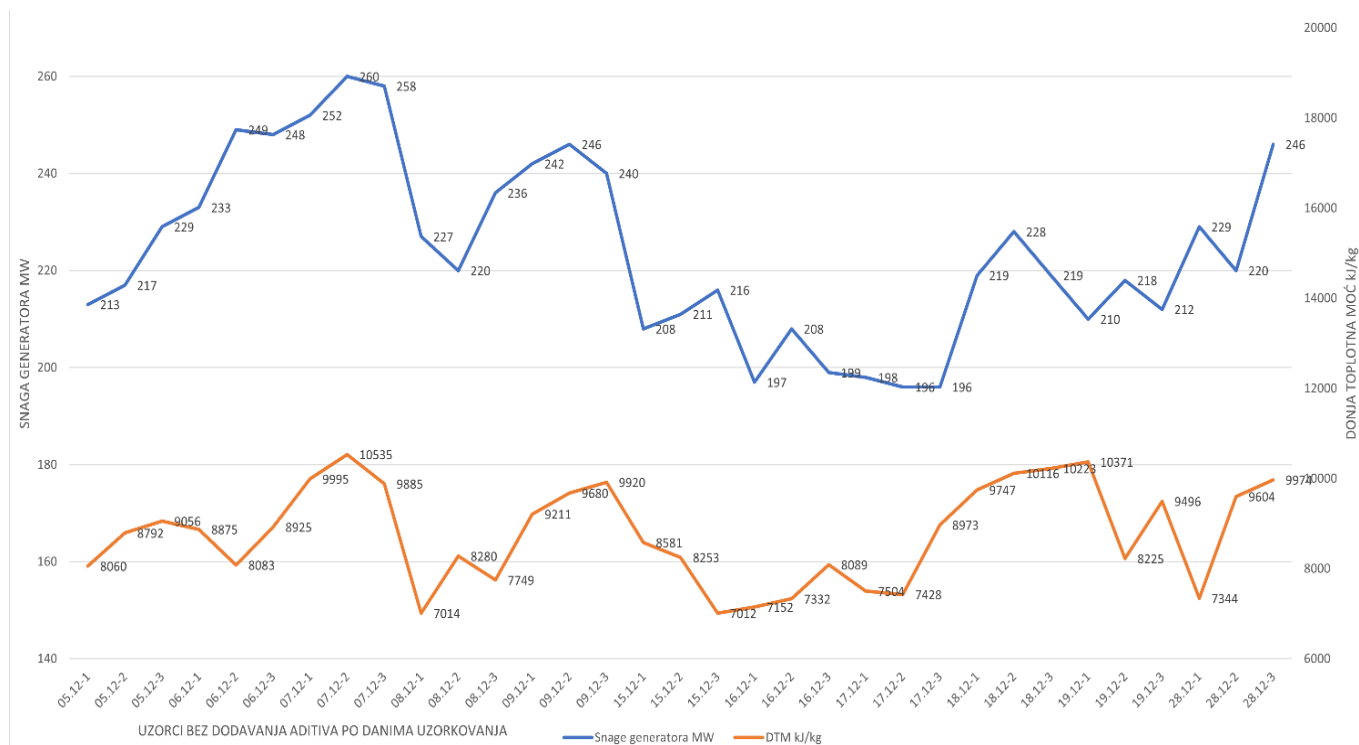
Redni broj	DTM (kJ/kg)	Temp gasa (°C)	Sr. brzina gasa (m/s)	Protok suvog otpadnog gasa (m ³ /h)	Oksidi NO _x izraženi kao NO ₂ (mg/m ³)	Oksidi sumpora izraženi kao SO ₂ (mg/m ³)	Koncentr. prašastih materija (mg/m ³)
05.12-1	8060	73,8	18,12	300045	255,2	3855	465,36
05.12-2	8792	96,02	16,6	258286	259,8	3884	446,01
05.12-3	9056	72,28	15,5	257771	274,4	4019	400,74
06.12-1	8875	55,98	15,98	264582	259,9	3621	531,1
06.12-2	8083	58,32	20,19	331716	273,5	3552	437
06.12-3	8925	60,07	50,57	335797	301,5	3835	437,1

Redni broj	DTM (kJ/kg)	Temp gasa (°C)	Sr. brzina gasa (m/s)	Protok suvog otpadnog gasa (m ³ /h)	Oksidi NO _x izraženi kao NO ₂ (mg/m ³)	Oksidi sumpora izraženi kao SO ₂ (mg/m ³)	Koncentr. prašastih materija (mg/m ³)
07.12-1	9995	145,76	26,01	324833	259,8	3850	154,3
07.12-2	10535	153,73	24,89	304839	277,0	3583	154,2
07.12-3	9885	155,48	17,95	218579	270,5	3512	117,1
08.12-1	7014	163,66	20,17	238345	265	3885	113,5
08.12-2	8280	162,82	16,97	200714	257,3	4045	162,3
08.12-3	7749	161,72	17,93	212490	225,1	4101	158,9
09.12-1	9211	159,38	21,45	269863	238,3	4117	194,4
09.12-2	9680	159,76	24,79	311517	227,3	3703	163,8
09.12-3	9920	160,33	22,85	286606	251	4097	162,5

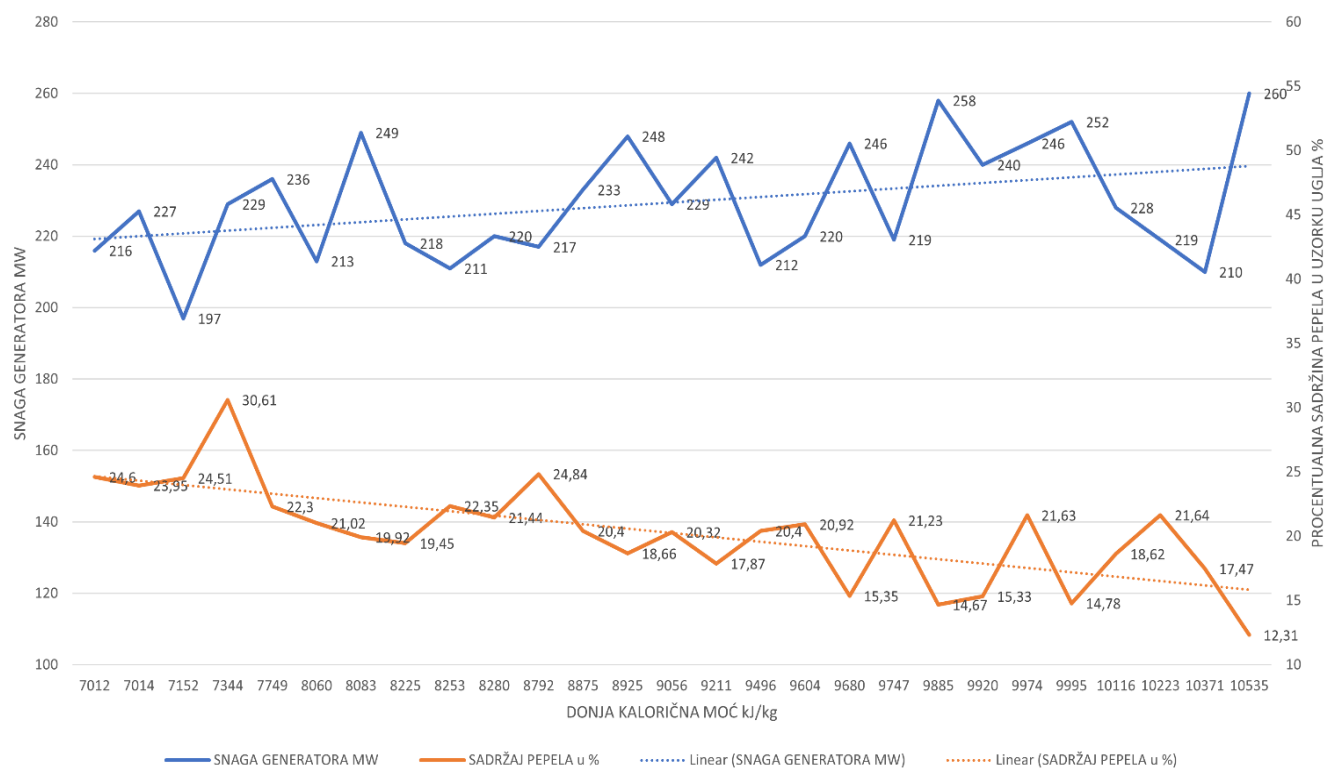
III ANALIZA DOBIJENIH REZULTATA

Analiza i upoređivanje dobijenih rezultata sa praćenjem stanja kotla vršeno je u softverskom paketu Excel gde su se kao proizvod dobili različiti dijagrami uporedne zavisnosti prikazani u nastavku.

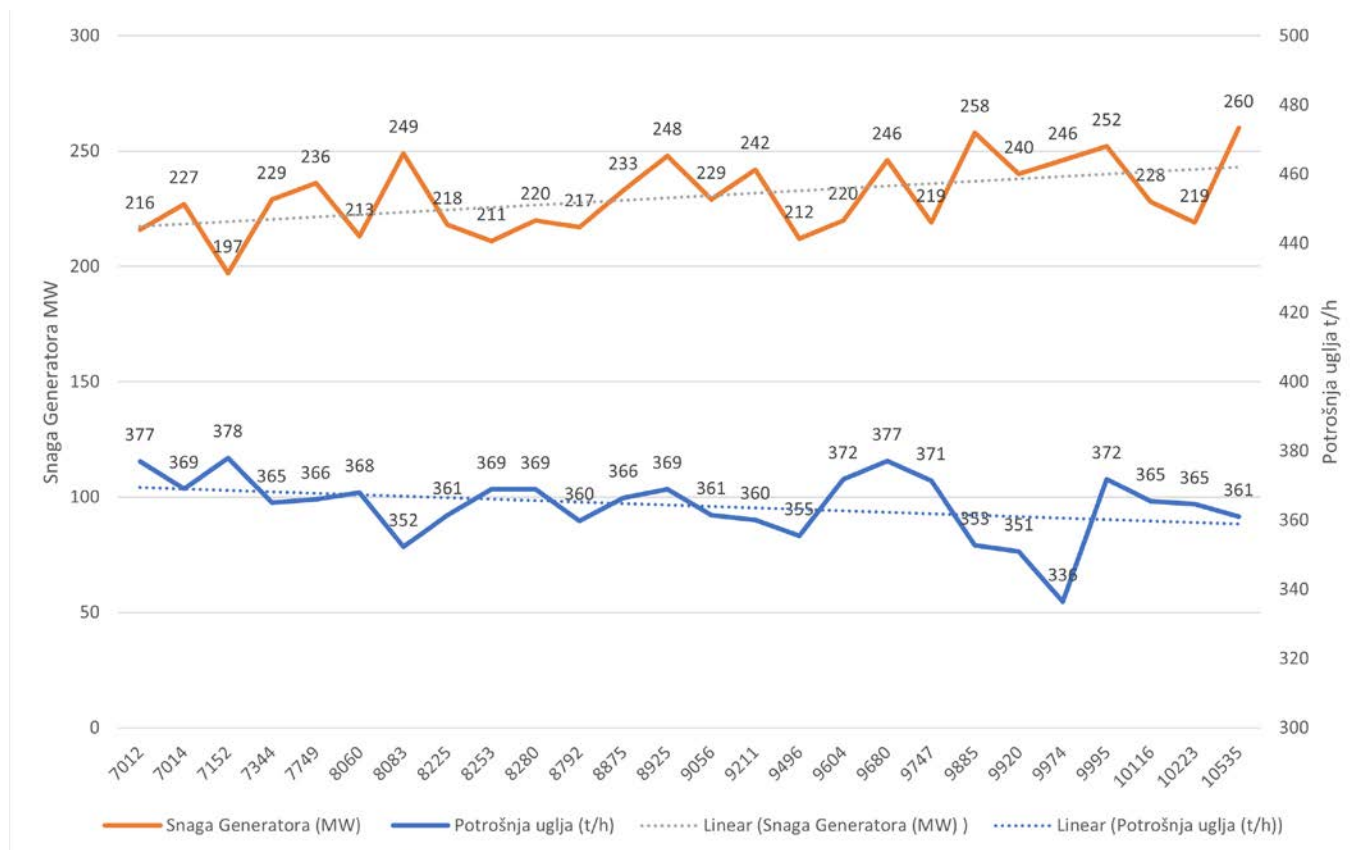
Na slici 3 je prikazan dijagram sa uporednim prikazom ostvarene snage na generatoru i donje toplotne moći uglja tokom monitoringa rada bloka. Na dijagramu su prikazani svi rezultati i u periodima kada nije bilo sagorevanja dodatnog goriva i sa sagorevanjem dodatnog goriva. Narandžastom bojom prikazan je dijagram donje toplotne moći po uzorcima na dnevnom nivou, dok je plavom bojom obeležena snaga generatora u MW u trenucima uzimanja uzoraka na dnevnom nivou.



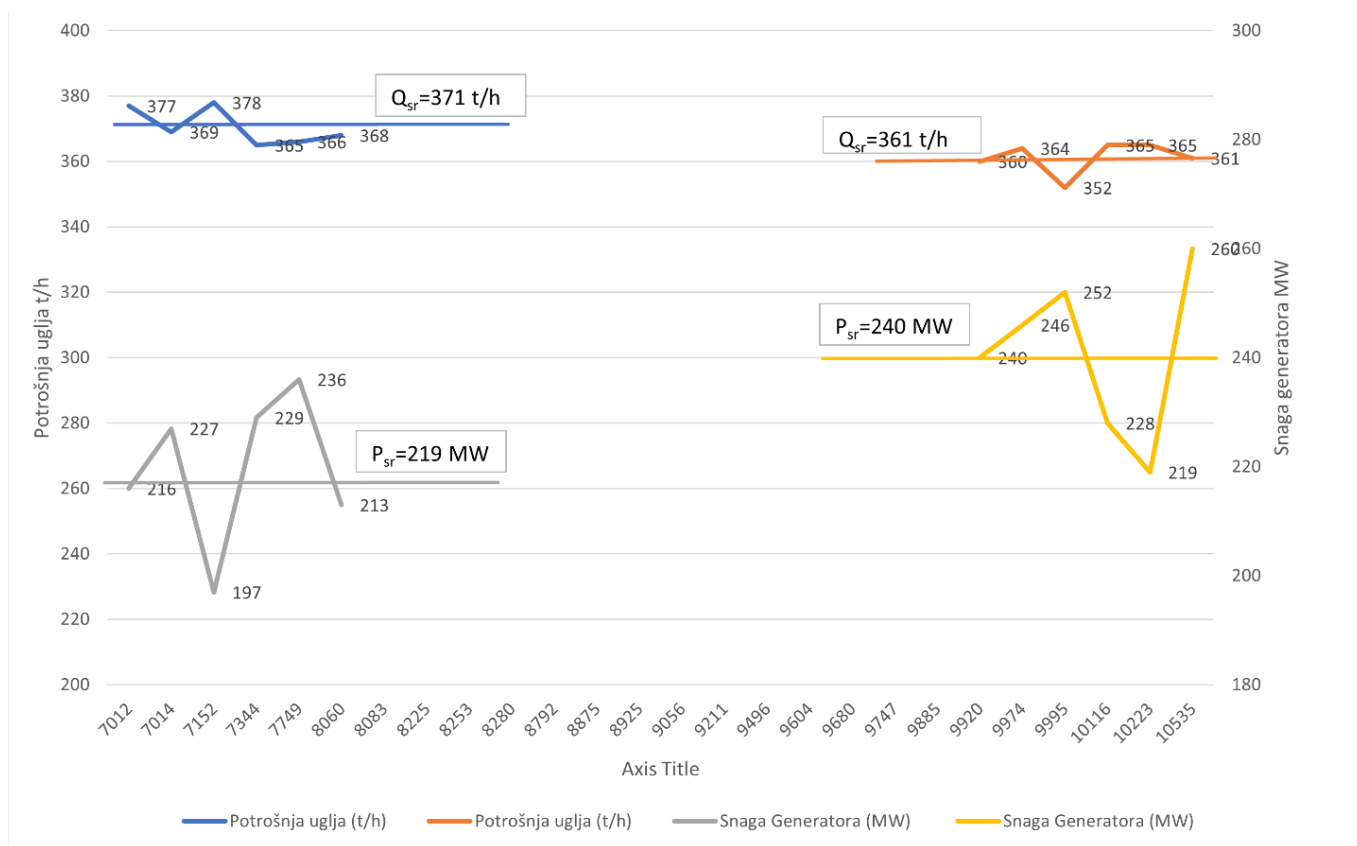
Slika 3. Uporedni prikaz ostvarene snage na generatoru i donje toplotne moći uglja



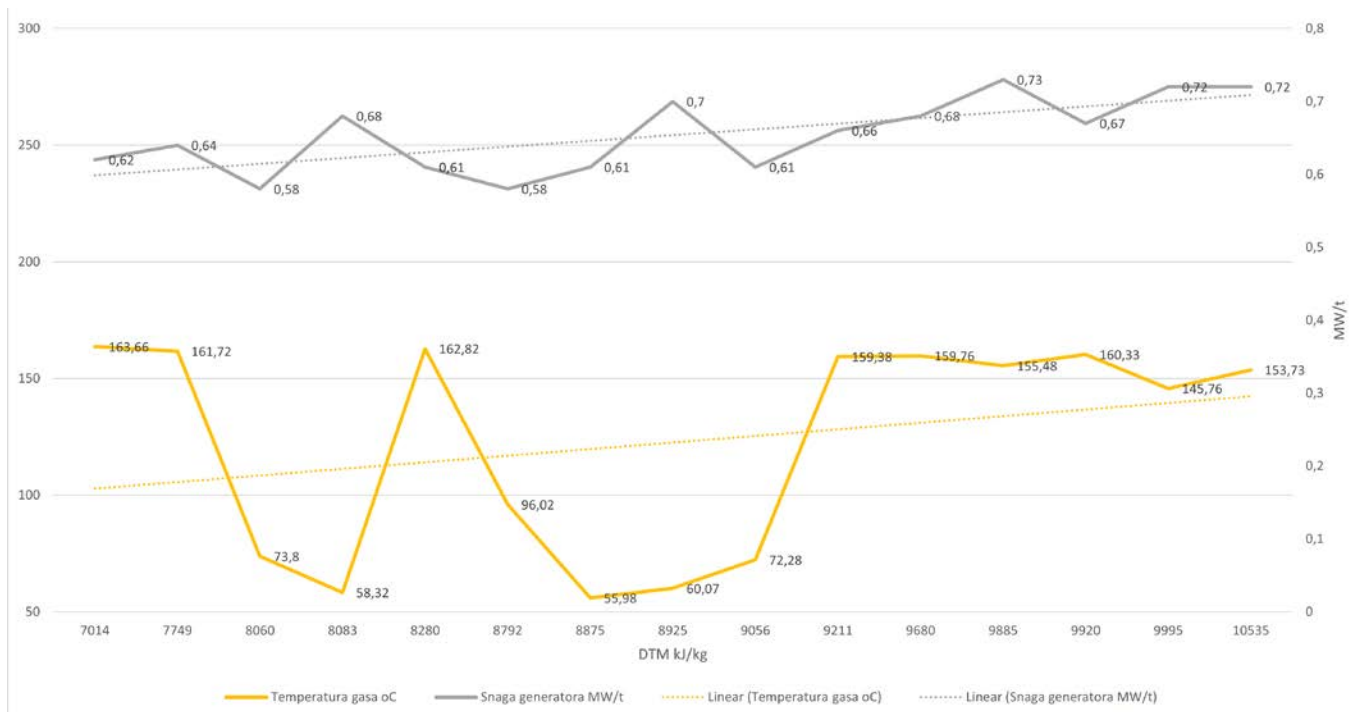
Slika 4. Uporedni prikaz snage generatora i sadržaja pepela u odnosu na donju toplotnu moć uglja



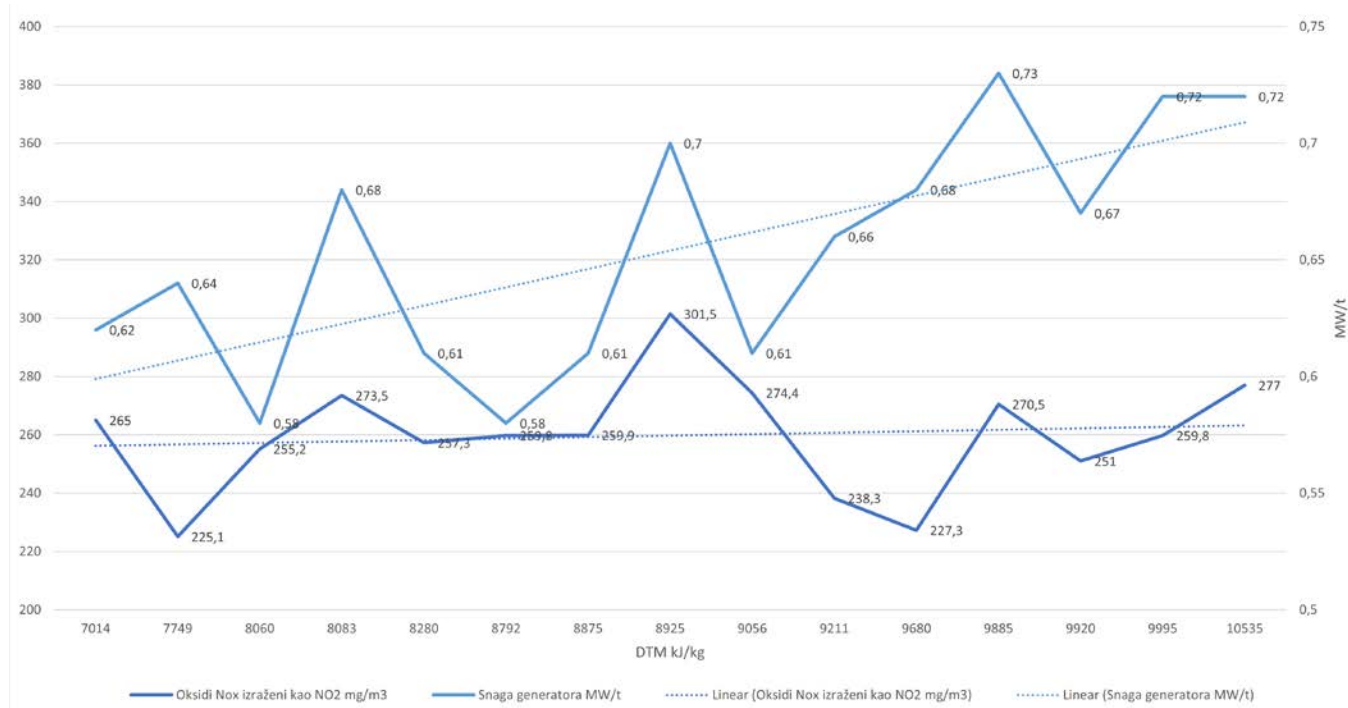
Slika 5. Prikaz ukupne snage generatora i potrošnje uglja u odnosu na donju toplotnu moć uglja



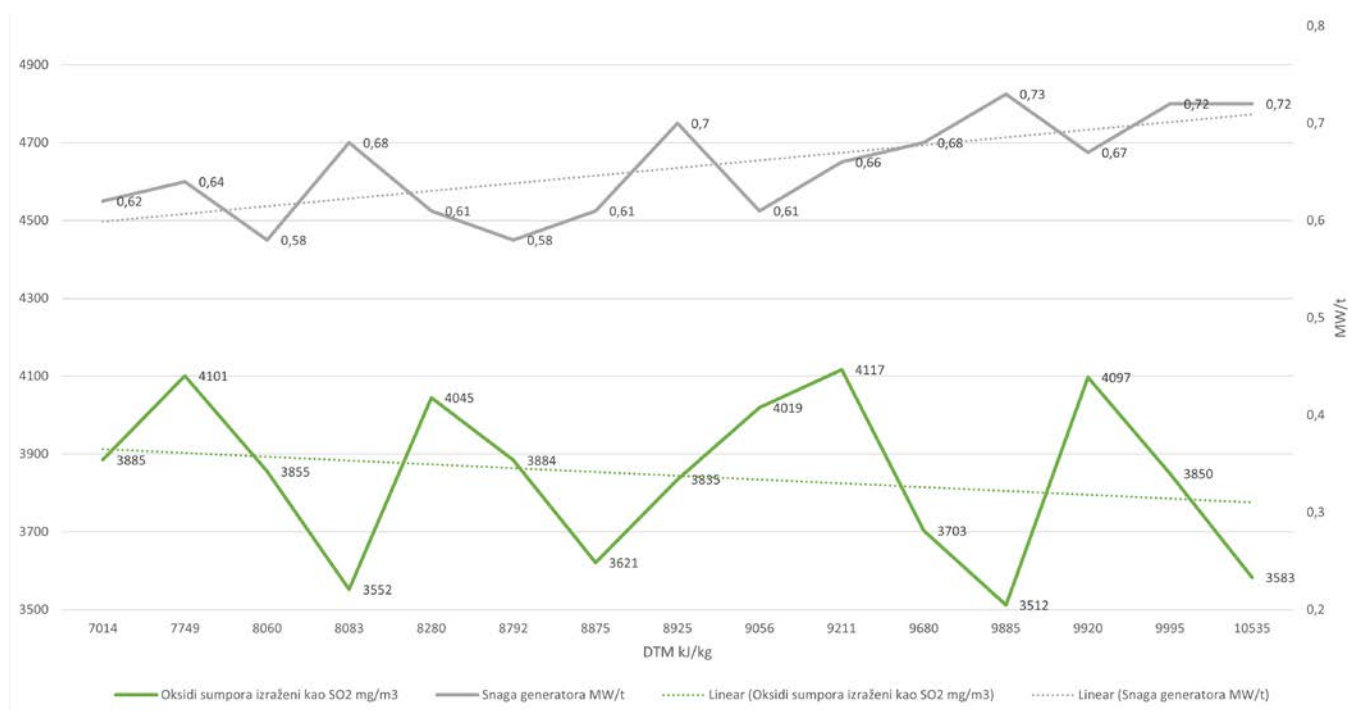
Slika 6. Zavisnost graničnih snaga generatora i potrošnje uglja u odnosu na donju toplotnu moć uglja



Slika 7. Temperatura otpadnih gasova i snaga na generatoru u odnosu na donju toplotnu moć uglja



Slika 8. Oksidi NO₂ i snaga na generatoru u odnosu na donju toplotnu moć uglja



Slika 9. Oksidi SO₂ i snaga na generatoru u odnosu na donju toplotnu moć uglja

Na slici 4 prikazana je snaga generatora u odnosu na donju toplotnu moć sa paralelnim prikazom procentualne sadržine pepela u uzorkovanom uglju. Kao što je navedeno, odstranjeni su uzorci za vreme čijeg uzorkovanja su radili gorionici mazuta. Narandžastom bojom prikazan je procenat pepela u uglju, dok je plavom prikazana snaga generatora u odnosu na donju toplotnu moć. Kao što se može videti dobija se trend rasta snage generatora i on je srazmeran povećanju donje toplotne moći

uglja, dok procenat pepela u uglju opada.

Na Slici 5 prikazana je snaga generatora u odnosu na donju toplotnu moć sa paralelnim prikazom potrošnje uglja. U ovom dijagramu takođe su odstranjeni uzorci koji su uzorkovani za vreme rada gorionika dodatnih goriva. Narandžastom bojom prikazana je snaga generatora u MW, dok je plavom prikazana potrošnja uglja u t/h. Sa dijagrama se može zaključiti da

potrošnja uglja opada u odnosu na povećanje donje toplotne moći. Ovaj dijagram na sebi sadrži sve vrednosti bez dodatnih goriva i služi kao osnov za dijagram u kome se vidi upoređivanje graničnih vrednosti toplotnih moći uglja (Slika 6).

Izdvojene su granične vrednosti DTM uglja i to u opsegu od 7.000 do 8.000 kJ/kg i u opsegu od 9.800 do 10.500 kJ/kg. Za opseg od 7.000 do 8.000 kJ/kg sivom bojom prikazana je snaga generatora, dok je plavom prikazana potrošnja uglja, a za opseg od 9.800 do 10.500 kJ/kg tamno žutom bojom prikazana je snaga generatora a narandžastom potrošnja uglja.

Uočava se:

- znatno povećanje snage generatora (oko 10 %),
- smanjenje potrošnje uglja (oko 3%).

Ovo ukazuje na povećanje stepena korisnog dejstva kotla i veću proizvodnost električne energije po jedinici mase uglja.

Radi utvrđivanja tačne korelacije dobijenih podataka iz merenja emisija praškastih i gasovitih polutanata sa stanjem u kotlu, na sledećim dijagramima upoređuju se dobijeni rezultati (temperatura gasa, oksidi NO_2 , oksidi SO_2 i koncentracije praškastih materija) sa donjom toplotnom moći uglja. Kao realna slika uporedo sa rezultatima prikazana je i dobijena snaga generatora u MW po potrošenoj toni uglja u trenutku merenja.

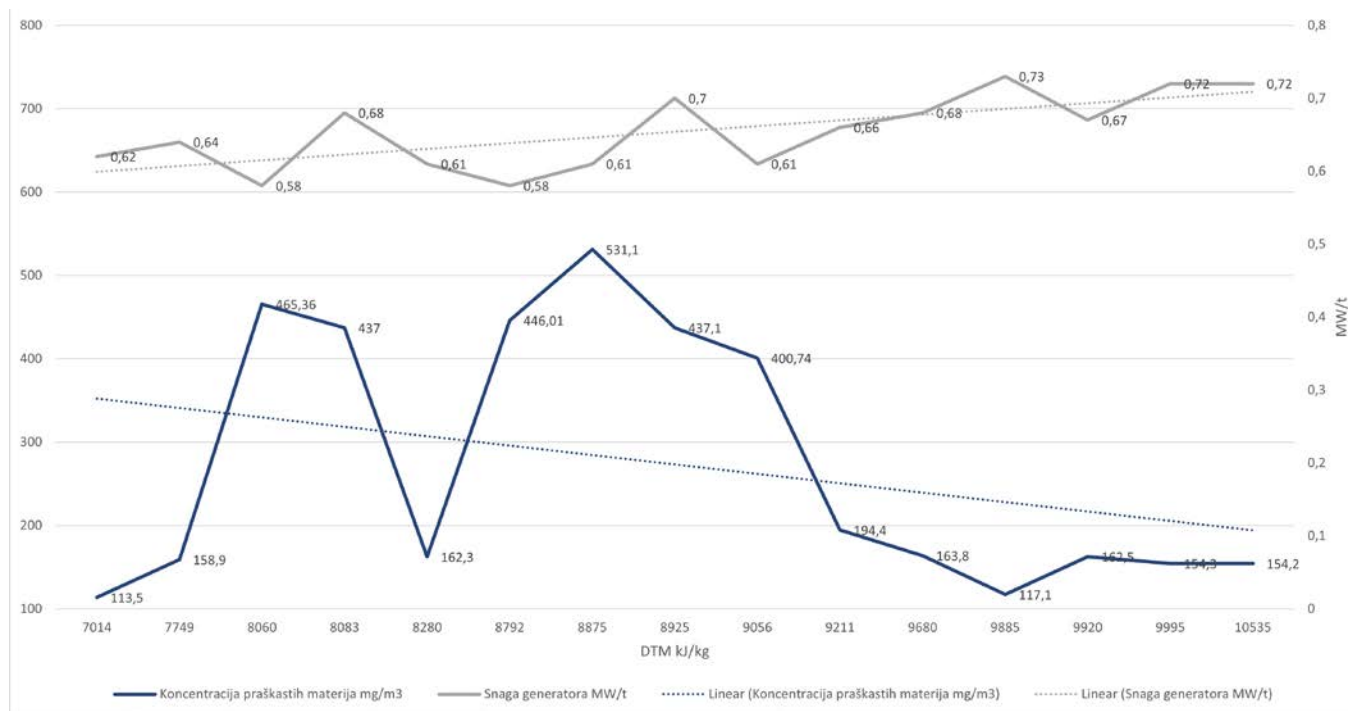
Na dijagramu sa slike 7 prikazane su temperature otpadnih gasova u odnosu na DTM uzorkovanog uglja sa uporedim prikazom snaga generatora po toni potrošenog uglja u trenucima merenja (MW/t). Svetlo narandžastom bojom prikazana je temperatura gasa u odnosu na DTM dok je sivom prikazana

snaga po toni potrošenog uglja. Iz datog dijagrama može se zaključiti, prateći trend liniju, da su temperature otpadnih gasova veće pri većoj kaloričnoj moći uglja, odnosno boljeg kvaliteta uglja.

Na slici 8 je prikazan sadržaj oksida azota NO_x izraženi kao NO_2 u izlaznim gasovima kotla i snage generatora u odnosu na DTM uzorkovanog uglja sa uporednim prikazom snaga generatora po toni uglja sagorenog uglja. Svetlo plavom bojom prikazana je snaga generatora po toni uglja dok su tamno plavom bojom prikazani oksidi NO_2 . Sa dijagrama se može zaključiti su oksidi NO_2 konstantni pri povećanju DTM uglja sa povremenim blagim odstupanjima.

Na dijagramu sa slike 9 prikazani su oksidi sumpora izraženi kao SO_2 u odnosu na DTM uzorkovanog uglja sa uporedim prikazom snaga generatora po toni uglja. Sivom prikazana je snaga generatora po toni uglja dok su zelenom bojom prikazani oksidi SO_2 . Sa dijagrama se može zaključiti da su oksidi SO_2 u padu sa povećanjem DTM uglja, odnosno manja je njihova emisija u životnu sredinu.

Na slici 10 prikazana je koncentracija praškastih materija u odnosu na DTM uzorkovanog uglja sa uporedim prikazom snaga generatora po toni uglja. Sivom bojom prikazana je snaga generatora po toni uglja, dok je tamno plavom bojom prikazana koncentracija praškastih materija. Zbog veće sagorivosti uglja, odnosno manje procentualne koncentracije pepela sa povećanjem DTM uglja, čini se da količina praškastih materija srazmerno opada, odnosno da je emisija praškastih materija manja pri većoj toplotnoj moći uglja.



Slika 10. Koncentracija praškastih materija u izlaznim gasovima kotla i snaga na generatoru u odnosu na donju toplotnu moć uglja

IV ZAKLJUČAK

Na osnovu svih prethodnih sagledavanja i analiza, može se zaključiti:

- ostvarena električna snaga generatora linearno zavisi od donje toplotne moći uglja koji se sagoreva,
- temperature u ložištu kotla su u direktnoj korelaciji sa ostvarenim snagama generatora i donjom toplotnom moći uglja,
- potrošnja uglja obrnuto je srazmerna kvalitetu uglja, što znači da se pri korišćenju boljeg kvaliteta uglja podiže stepen korisnog dejstva kotla, što takođe dovodi do povećanja snage na generatoru,
- donja toplotna moć uglja obrnuto je srazmerna procentu pepela u uglju, pri čemu se dolazi do zaključka da za tražene donje toplotne moći uglja od 9.000 - 10.000 kJ/kg sadržaj pepela u uglju mora biti manji od 15 %,
- u slučaju lošeg kvaliteta uglja, pri uključivanju dodatnih gorionika na mazut, ne dobijaju se relevantni podaci, samim tim pri izradi ovog izveštaja uzorci koji su uzimani za vreme rada gorionika mazuta su izuzimani iz razmatranja,

- sa porastom donje toplotne moći uglja smanjuju se procentualna sadržina nesagorljivih materija i preostala toplotna moć u u šljaci.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Kavouridis, K., Roumpos, C., Galetakis, M. The effect of power plant efficiency, lignite quality and inorganic matter on CO₂ emissions and competitiveness on Greek lignite, *Górnictwo i Geoinżynieria*, Vol. 31, No. 2, pp. 355-369, 2007.
- [2] Izveštaj sa monitoringa rada bloka TE „Gacko“ bez dodavanja aditiva - Faza I, Institut za rudarstvo i metalurgiju, Bor, GLOBAL Innovation Projects d.o.o, Beograd, 2022. god.

AUTORI/AUTHORS

msr Nikola Miljković - mast. inž. maš, Institut za rudarstvo i metalurgiju Bor, nikola.miljkovic@irmbor.co.rs, ORCID [0009-0009-2372-3942](https://orcid.org/0009-0009-2372-3942)

msr Nikola Jovanović - mast. inž. arh, Institut za rudarstvo i metalurgiju Bor, nikola.jovanovic@irmbor.co.rs

dr Aca Jovanović - redovni profesor, GLOBAL Innovation Projects d.o.o, Beograd, aca.jovanovic@globalinnovation.rs, ORCID [0000-0003-2284-5875](https://orcid.org/0000-0003-2284-5875)

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



www.savezenergeticara.org