

ISSN 0354-8651

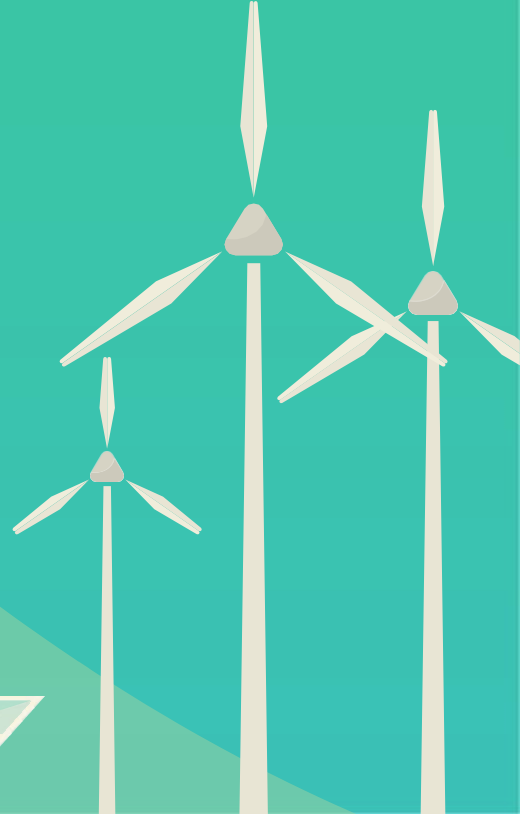


List Saveza energetičara

Broj 3 / Godina XXIV / Septembar 2022.

energija

| ekonomija | ekologija



energija

| ekonomija | ekologija



Energija / Ekonomija / Ekologija

Broj 3, Septembar 2022

Izdavač:

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

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, Univerzitet u Kragujevcu

Uređivački odbor i izdavački savet:

prof. dr Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu
prof. dr Dejan Ivezić, Rudarsko-geološki fakultet u Beogradu
prof. dr Mirka Komatina, Mašinski fakultet, Univerzitet u Beogradu
prof. dr Željko Despotović, Institut Mihailo Pupin Beograd
prof. dr Petar Đukić, Tehnološko-metalurški fakultet u Beogradu
prof. dr Nenad Đajić, Akademija inženjerskih nauka Srbije
prof. dr Damir Đaković, Fakultet tehničkih nauka u Novim Sadu
prof. dr Nenad Đajić, Akademija inženjerskih nauka Srbije
dr Vladimir Šiljkut, JP Elektroprivreda Republike Srbije
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 Ćirić, 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 Vrtič, Univerzitet u Mariboru, Slovenija
prof. dr Predrag Popovski, Mašinski fakultet Skopje, Severna Makedonija
dr Ilija Batas-Bijelić, Generalni sekretar Saveza, Institut tehničkih nauka SANU

Priprema, tehnička i jezička obrada:
Savez energetičara

Štamparija:
Mašinac, Kragujevac

Tiraž:
100

UDK
620.9
338:620.9
502:620.9

COBISS.SR-ID 108696839

Časopis izlazi četiri puta godišnje

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



Sadržaj

- [01] Nihad HODŽIĆ, Kenan KADIĆ, Anes KAZAGIĆ
Efekti primjene prirodnog gasa pri sagorijevanju čvrstih goriva u letu - reburning tehnologija / **Effects of Natural Gas Application in Combustion of Pulverized Solid Fuels - Reburning Technology**

- [07] Natalija ALEKSIĆ, Vanja ŠUŠTERŠIĆ, Nikola RAKIĆ, Dušan GORDIĆ
Potrošnja energije i primena obnovljivih izvora energije u postrojenjima za tretman otpadnih voda / Energy Consumption and Application of Renewable Energy Sources in a Wastewater Treatment Plants

- [16] Nenad JOVANOVIĆ
Angažovanje generatora i potrebe balansnih rezervi u prisustvu intermitentnih OIE: Studija slučaja elektroenergetskog sistema Srbije / Unit Commitment and Balancing Reserve Needs with Intermittent RES - Serbian Power System Case Study

- [25] Vladimir ŠILJKUT, Radoš ČABARKAPA, Aleksandar LATINOVIĆ, Jovan ILIĆ, Dragan SURUDŽIĆ
Moguća uloga hidrosistema „Lim-Zapadna Morava“ u obezbeđivanju elektroenergetske, privredne i društvene sigurnosti i stabilnosti u Srbiji / Possible role of “Lim-Zapadna Morava” Hydro System in Providing Power Supply, Economic and Social Security and Stability in Serbia

- [32] Dubravka ŽIVKOVIĆ, Davor KONČALOVIĆ, Vladimir VUKAŠINOVIĆ, Mladen JOSIJEVIĆ, Dušan GORDIĆ
Integracija toplotnih pumpi u postojeći energetske sistem u malim i srednjim preduzećima / **Integration of a Heat Pump into the Existing Energy System in SMEs**

- [39] Radmila KOLEVA, Darko BABUNSKI, Emil ZAEV, Atanasko TUNESKI, Laze TRAJKOVSKI
Novi pristup u upravljanju hidroelektranama zasnovan na neuronskim mrežama / **New Approach in Hydropower Plant Control Based on Neural Networks**
- [47] Filip STOJKOVSKI, Sašo BELŠAK, Robert BROZ
Koraci u rekonstrukciji za poboljšanje performansi rada zatvarača na temeljnom ispustu / **Reconstruction Steps to Improve Performance of a Dam Bottom Outlet Regulation Gate**
- [53] Petar ĐUKIĆ
Pravična tranzicija energetike Srbije - održivost reformi u uslovima nove globalne krize / Just Transition of the Energy Sector in Serbia – Reforms Sustainability in Face of a new Global Crisis
- [63] Predrag JOVANČIĆ, Dragan IGNJATOVIĆ, Stevan ĐENADIĆ
Uporedni prikaz proizvodnje električne energije iz uglja zemalja Evrope sa najvećim udelom: politika i projekcija proizvodnje / Comparative Overview of Electricity Production from Coal of European Countries with the Largest Share: Policy and Production Projection
- [72] Goran RIMAC, Ilija BATAS BJELIĆ
Agro-fotonaponski sistemi kao sinergija poljoprivredne i proizvodnje električne energije / Agro-Photovoltaic Systems as a Synergy of Agricultural and Electricity Production
- [79] Branislava LEPOTIĆ KOVAČEVIĆ, Ljiljana HADŽIBABIĆ, Iva ĐINĐIĆ ĆOSIĆ, Aleksandar KOVAČEVIĆ
Direktni dalekovod kao instrument energetske tranzicije / Direct Electricity Line as an Instrument of Energy Transition
- [87] Radomir RADIŠA, Aleksandar STEPANOVIĆ, Srećko MANASIJEVIĆ, Vesna MANDIĆ, Ljubomir NEŠOVANOVIĆ
Primena reverznog inženjeringa pri projektovanju radnog kola Peltonove turbine / Using of Reverse Engineering for Design of Pelton Turbine Runner

Efekti primjene prirodnog gasa pri sagorijevanju čvrstih goriva u letu - *reburning* tehnologija

Effects of Natural Gas Application in Combustion of Pulverized Solid Fuels - Reburning Technology

Nihad Hodžić*, Kenan Kadić**, Anes Kazagić**

* Univerzitet u Sarajevu - Mašinski fakultet, Vilsonovo šetalište 9, 71000 Sarajevo, Bosna i Hercegovina

** JP Elektroprivreda BiH d.d. - Sarajevo, Vilsonovo šetalište 15, 71000 Sarajevo, Bosna i Hercegovina

Rezime - U sadašnjem vremenu je, istovremeno projicirano i za blisko buduće vremensko razdoblje, na globalnom nivou veoma izražena energetska tranzicija koja u osnovi podrazumijeva fazno i značajno smanjenje primjene fosilnih goriva, naročito uglja u energetici i industriji, sve do konačnog prestanka te primjene. Na tom putu energetske tranzicije, sve značajniju ulogu generalno dobijaju obnovljivi izvori energije te alternativna goriva, pri čemu su, paralelno tome, i zahtjevi prema energetskim sistemima u pogledu povećanja energetske efikasnosti i okolinske prihvatljivosti neizostavni kriteriji. S tim u vezi se naročit napor usmjerava na proširenje portfolija primarnih goriva u postojećim velikim energetskim sistemima kakve su npr. termoelektrane na uglj. Stoga se danas u velikim kotlovima, s ciljem i smanjenja emisije NO_x , skoro pa neizostavno primjenjuje stepenovani privod vazduha za sagorijevanje kao primarna mjera u ložištu (*air staging*). Uz prethodnu mjeru, veoma brojni su primjeri i stepenovanog privoda osnovnog goriva u zonu sagorijevanja (*fuel staging*), te ipak manji broj primjera primjene trećeg ili dodatnog goriva, kakva je npr. primjena biogasa ili prirodnog gasa pri sagorijevanju osnovnog čvrstog goriva u letu (*reburning technology*). U opštem slučaju, ovim mjerama istovremeno se povećava efikasnost konverzije primarne energije iz goriva i smanjuje emisija nepoželjnih komponenti u okolinu. Do koje mjere su izraženi prethodni efekti pri primjeni prirodnog gasa kod sagorijevanja bosanskohercegovačkog uglja i otpadne drvene biomase, pokaza-no je u ovom radu kroz rezultate obavljenih istraživanja: pri takvom sagorijevanju dolazi do dodatnog smanjenja emisije NO_x i to proporcionalno udjelu gasa - pri procesnoj temperaturi 1350 °C i pri 10% energetskog udjela gasa pri sagorijevanju sa ugljem, u odnosu na emisiju bez primjene dodatnog goriva, evidentirano je smanjenje emisije NO_x za više od 250 mg/m_n^3 .

Ključne riječi - uglj, drvena biomasa, prirodni gas, sagorijevanje, emisija NO_x .

Abstract - The energy transition basically implies a phased and significant reduction in the use of fossil fuels, until the final cessation of use in the near future. Renewable energy sources and alternative fuels are an increasingly important part of the energy transition. At the same time, it is necessary that energy systems increase energy efficiency and environmental

acceptability. In this regard, great efforts are being made to expand the portfolio of primary fuels in existing large energy systems, e.g. thermal power plants. Therefore, today in large boilers, in order to reduce NO_x emission, staged air supply for combustion is inevitably used as the primary measure in the furnace (*air staging*). In addition to the previous measure, there are many examples of staged fuel supply to the combustion zone (*fuel staging*), and still a small number of examples of the use of third or additional fuel, e.g. application of biogas or natural gas in combustion of pulverized solid fuels (*reburning technology*). General, these measures simultaneously increase the efficiency of primary energy conversion from fuel and reduce the emission of undesirable components into the environment. The results of this paper show the extent to which the effects of the use of natural gas in the co-firing of Bosnian coal and waste wood biomass are expressed. In this process there is an additional reduction of NO_x in proportion to the share of gas - at a process temperature of 1350 °C and at 10% of the energy content of gas in combustion with coal, compared to emissions without additional fuel, recorded reduction of NO_x emissions by more than 250 mg/m_n^3 .

Index Terms - Coal, Wood biomass, Natural gas, Combustion, NO_x emissions

I INTRODUCTION

The introduction of renewable fuels into regular operation, with the aim of decarbonisation or reduction of CO_2 emissions, such as waste wood biomass, is a complex and quite demanding process, not only due to the necessary technical interventions at an existing plant, but also unknowns to which such activities can result in the given concept of the furnace, i.e. the boiler. These unknowns are particularly pronounced in the combustion of mixtures of different fuels, including the behaviour of the mineral part of the fuel in this process, and the impact of this process on the environment, i.e. the emission of polluting components of flue gases. Some of these potential problems were detected in the re-search presented in [1]. Despite the previous, due to the necessity and importance of implementing the energy transition towards decarbonisation in the world, so far there are a large number of examples of energy plants adapted to the simultaneous use of different fuels (fossil,

renewable and even alternative) in regular operation. Thus, for example, co-firing of coal and waste wood biomass or biomass residues from agricultural activity by the middle of the last decade put into regular operation in over 230 thermal power plants across the European Union (EU), [2]. On the other hand, a significant reduction in NO_x emissions, compared to conventional combustion systems, can be achieved by using newer generation burners (vortex or flow Low NO_x burners - LNB), graduated air combustion air supply (air staging, Over Fire Air - OFA), gradual introduction of basic fuel into the furnace (fuel staging), installation of double-row or multi-row burners observed by the height of the furnace and the use of additional fuels and their introduction into the furnace subsequently (eg. natural gas, biogas) - reburning technology. LNB burners work on the principle of zone or staged supply of combustion air observed at the level of a single burner - these burners result in a significant reduction in NO_x emissions and as such are practically indispensable equipment in the design and construction of new energy boilers. Also, these burners are widely used for existing solid fuel boilers as a replacement for conventional flow-type burners, [3]. The scientific paper [4] presents the results and effects of staged air supply on NO_x emissions - dried lignite was used as fuel. It has been shown that in this way there is a significant reduction in NO_x emissions - the results relate to the study of the influence of excess air coefficient, combustion air distribution and the distance of the OFA portion of air into the reaction zone relative to the burner. Similar to the previous one, reference [5] states that, with Low-NO_x burners, NO_x emissions can be reduced by one-fifth, but that, due to the high combustion temperature, these emissions are still high (1036 mg/mn³ at 6% O₂ in dry flue gases), and for further reduction of NO_x emissions, a zone or staged air supply - OFA is recommended. Also, the positive effect of staged air supply on NO_x emission reduction is presented in references [6-7] where the results refer to coal combustion, as well as in references [8-12] for the case of co-firing coal and bio-mass. The paper [13] presents interesting results of research on coal combustion as a basic fuel with subsequent reburning of different types of waste wood biomass with an emphasis on the application of such a measure in the furnace to NO_x emissions.

By subjecting coal blends, as well as mixtures of coal and waste woody biomass, to combustion at different temperatures with the application of staged combustion air supply as primary measure, and with the introduction of a portion of the OFA air at different distances from the primary burner and with the natural gas as third fuel, it is possible to determine the appropriate response of the combustion process through the measurement of process parameters and their analysis, i.e. it is possible to come to relevant conclusions about the impact of the location of the introduction of the OFA air and the application of natural gas to the process itself, and consequently the effect on the emission of flue gas components into the environment (CO₂, CO, NO_x, and SO₂). Based on these conclusions it is possible to quantify and sublimate the characteristics of co-firing coal with woody biomass and natural gas, including the advantages of conversion of primary energy from fuels under conditions of solid fuel pulverized combustion technology with a staged combustion air supply, [2]. In this case, the total combustion air is divided into

four streams or portions: primary, secondary, tertiary and OFA - see the picture of the experimental plant given behind.

II EXPERIMENTAL SET-UP

Experimental line: Automatic Controlled Tube Reactor experimental plant has been installed at Laboratory for Coal and Biomass Combustion (University of Sarajevo - Faculty of Mechanical Engineering, Department of Energy). This plant enables testing of combustion characteristics of different fuels under different ambient and technological conditions. Principal schema of the upper part of the plant with designated ancillary systems for classical and stepped fuel supply (basic and additional fuel) and zone or stepped supply of combustion air to the reaction pipe is given in Figure 1. - see also [2] and [14-16].

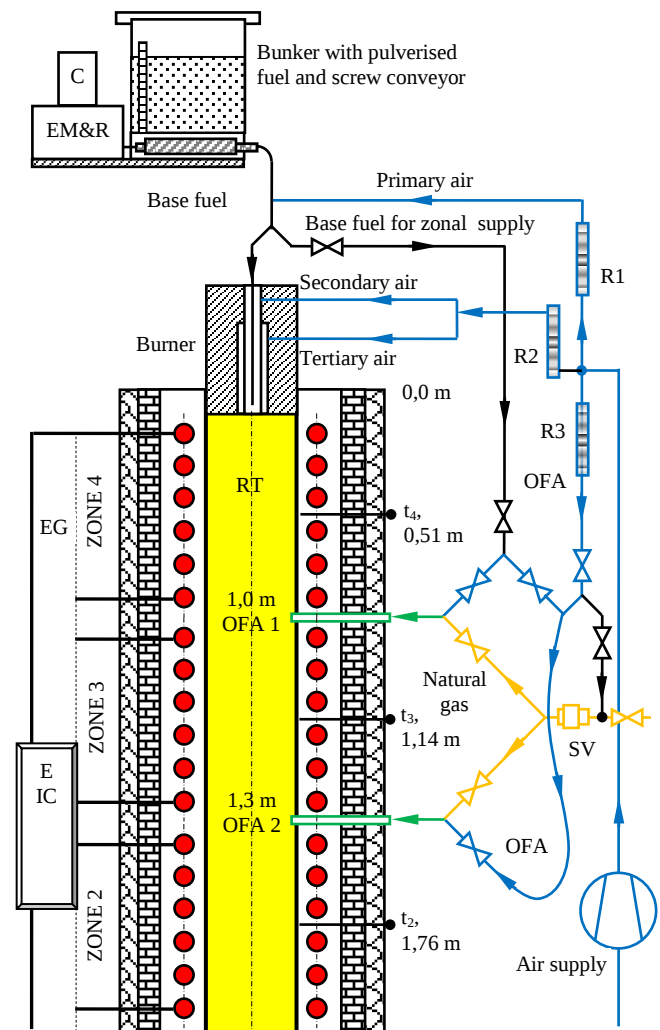


Figure 1. Principal scheme of the experimental plant: Upper part of the experimental plant with designated systems for classical and stepped fuel supply (basic and additional fuel) and zone or stepped combustion air supply to the reaction tube (RT) - *air staging, fuel staging, reburning technology*

Briefly, the plant is designed to operate in a wide temperature range (from ambient temperature to 1560 °C) and in conditions of different amount and distribution of basic fuel and air

combustion, including the possibility of testing *reburning* combustion technologies using additional fuel, such as natural gas. Basically, the research provides data related to combustion efficiency, deposition intensity and characteristics of deposits from the reaction zone as well as slag and ash at the reactor outlet, and emissions of flue gas components: O₂, CO, CO₂, NO, NO₂, NO_x i SO₂, [2].

Mixtures of solid fuels for research: For the purpose of experimental research on the effects of natural gas on the combustion characteristics of pulverized solid fuels (coal mixtures or mixtures coal and waste woody biomass) in terms of emissions of flue gas components into the environment, especially nitrogen oxides (NO_x=NO+NO₂), the following matrix of basic test mixtures of solid fuels was formed, [2] - Table 1:

- The coal mixtures that has been fired in TPP Kakanj for the last few years - fuel label: U100. This coal blend was produced by mixing coals delivered to the coal depot of TPP Kakanj from several mines (Kakanj, Breza, Zenica, Gracanica, Livno, Nova Bila, Banovići, etc.) in approximately the same percentage as they are delivered from the mentioned mines. For laboratory testing purposes a sample of this coal mixture (coal powder) is excluded directly behind the mills during real operation of the Unit 5 in TPP Kakanj.
- Mixtures of previous test fuel U100 and waste wood biomass (sawdust) **B100** - fuel code: U95**B5**, mixture in which the mass fraction of coal U100 95% and biomass **B100** 5%. The sawdust is a mixture of beech and spruce formed during the primary processing of wood, in an approximate ratio of 1: 1 by weight. This test fuel (U95**B5**) was also excluded in the operation behind the mills of block 5 in TPP Kakanj.
- A mixture of brown coal from the mines Kakanj, Breza and Zenica in a mass ratio of 70:20:10, respectively - fuel designation: K70B20Z10. This coal mixture was formed after drying and grinding the components in a laboratory mill.

Table 1. Basic properties of test fuel, [15]

Fuel/Label	U100	U95B5	K70B20Z10
Moisture, %	13.90	19.06	10.71
Ash, %	37.88	34.33	40.84
Volatiles, %	28.97	29.32	27.71
C _{fix} , %	19.25	17.28	20.73
Combustible, %	48.22	46.60	48.44
Carbon, %	36.62	32.12	34.48
Hydrogen, %	2.60	2.20	2.33
Sulfur, %	2.06	1.57	2.41
Nitrogen, %	0.72	0.81	0.75
Oxygen, %	10.22	9.91	8.48
HHV, kJ/kg	13351	12651	13898
LHV, kJ/kg	12496	11759	13171

Basic settings of test regimes: The previously mentioned test solid fuels (mixtures of coal and a mixture of coal and wood biomass) were subjected to a laboratory investigation of combustion under the conditions of staged supply of combustion air into the combustion chamber and with natural gas as additional fuel. Test

regimes are defined and performed in the range of process temperatures corresponding to the temperatures from the real boiler operation in TPP Kakanj - pulverized-fuel technology with slag tap furnace: 1350÷1450 °C. The set of research aimed to gain as much knowledge about the characteristics of co-firing coal and biomass in the conditions of *reburning* technology with natural gas with a particular emphasis on emissions of flue gas components, primarily NO_x. Test regimes of co-firing with natural gas as an additional fuel, were performed with 5% and 10% energy content of gas. These test tests for natural gas combustion were assigned fuel designations: UPn, UB(95)Pn i KBZ70Pn, where "n" represents the energy share of natural gas in the total energy input into the furnace through fuel. In all test regimes, the total coefficient of excess air was $\lambda=1.15$ while the distribution of that total air was with the ratio $\lambda_1/\lambda=0.95/1.15$ - a substoichiometric amount of air is supplied to the burner, $\lambda_1=0.95$.

III RESEARCH RESULTS WITH DISCUSSION

The effects of the use of natural gas as a fuel reburning on NO_x emissions during the pulverized combustion of these test solid fuels and at a combustion process temperature of 1350 °C are shown in the following Figure 2. At the same time, for the given solid fuels, the NO_x emission values for the case of 0%, 5% and 10% of the share of natural gas in combustion are also given - observed by the share in the total energy input into the furnace. In general, in relation to NO_x emissions without the use of gas as an additional fuel (0%e), a decrease in that emission was recorded. For example, NO_x emissions from the combustion of U100 fuel when reburning with 5%e gas are lower by 120 mg/m³ or 18%, while the same emission at 10%e energy content of gas is lower by more than 170 mg/m³ or by about 27%. The situation is similar with the co-firing of coal and biomass with natural gas – fuel UB(95)Pn: at 10%e gas content, NO_x emissions are lower by approx. 29%. It is important to note that NO_x emissions from co-firing coal and biomass are practically at the level of emissions from coal combustion - compare NO_x emissions for fuels U100 and U95B5 in Figure 2 and then related emissions from firing of the same fuels but with natural gas (fuels marked UPn and UB (95) Pn).

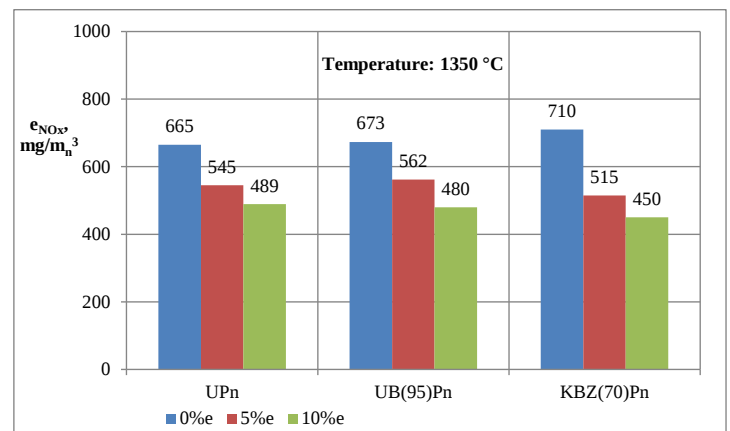


Figure 2. NO_x emissions at a combustion process temperature of 1350 °C for fuels of different composition and when using natural gas as an additional fuel - *reburning* technology

Similarly, the effects of natural gas on NO_x emissions in combustion of pulverized solid fuels but as a function of process temperature are presented in the following Figure 3, with all results referring to the case when the energy content of combustion gas is 10%. This diagram also shows the NO_x emission values when burning basic test fuels (without natural gas) at 1350 °C - compare the values with Figure 2, but also the emission values at 1400 °C and 1450 °C for U100 fuel. Thus, it can be seen in the diagram that the NO_x emission for reburning technology with natural gas in the entire considered temperature range is compared with the emission measured during the combustion of U100 coal mixture without the use of natural gas. For example, it is noticeable that the NO_x emission for U100 fuel with reburning technology with 10%e gas content (UP10) and at temperature of 1450 °C is 615 mg/m_n^3 , which is approximately 30% lower emission compared to the comparative emission without application natural gas. Also, the co-firing of coal and waste woody biomass in these conditions (UB(95)P) and at a temperature of 1450 °C measured emissions of 602 mg/m_n^3 , which is practically the same 30% less than the emissions from combustion only coal marked U100 (866 mg/m_n^3), [2].

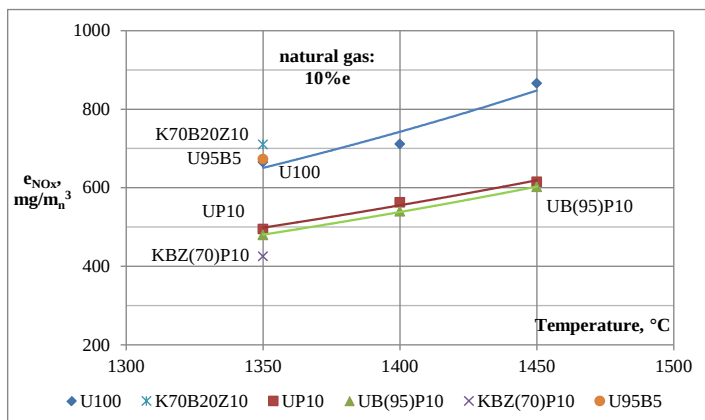


Figure 3. Effects of natural gas application on NO_x emissions at variable process temperature and co-firing of solid fuels of different composition - reburning technology

Other effects of natural gas application on the combustion characteristics of the subject fuels were investigated during these test regimes. For example, the impact of natural gas as a fuel reburning on SO_2 emissions during the combustion of basic test solid fuels at a combustion process temperature of 1350 °C was qualitatively detected - see the results of the research in the following Figure 4.

In general, combustion in such conditions and with regard to the level of that emission, there is a practically insignificant reduction in SO_2 emissions. For example SO_2 emissions from reburning with 10%e of natural gas are on average about 325 mg/m_n^3 lower than SO_2 emissions from the combustion of U100 coal mixtures.

At the same time, in all these test regimes of co-firing with natural gas, a very low level of incomplete combustion was recorded, validated through CO emissions, especially in combustion of basic fuels of smaller granulation and combustion process temperature above 1400 °C - in these cases CO emissions

are practically negligible, below 5 mg/m_n^3 - see the results in Figure 5.

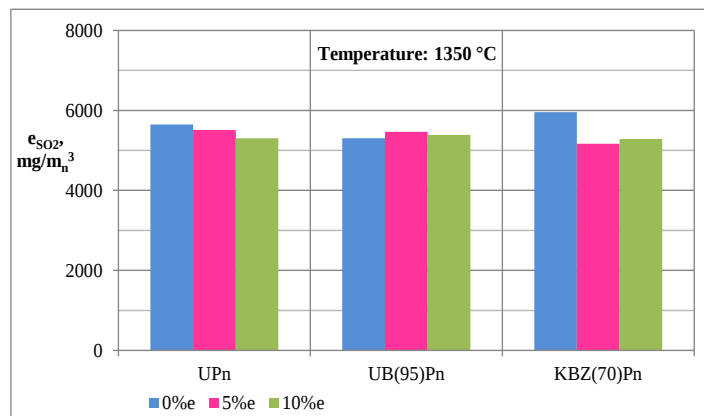


Figure 4. SO_2 emissions at a combustion process temperature of 1350 °C for fuels of different composition and when using natural gas as an additional fuel - reburning technology

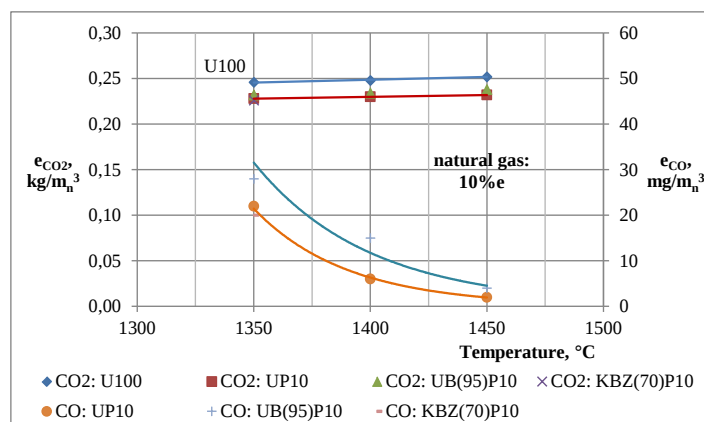


Figure 5. Effects of natural gas application on CO_2 and CO emissions at variable process temperature and co-firing of solid fuels of different composition - reburning technology

The above phenomenon can be explained by a very violent reaction, i.e. the combustion of natural gas in the reaction zone of re-burning (reburning zone) in which the local temperature rises, which further burns C_{fix} in solid fuel particles and incomplete combustion products (such as CO and/or C_mH_n) which occurred in the primary combustion zone in which there is a lack of combustion air (from the burner outlet to the place of introduction of OFA air portion is $\lambda < 1$, substoichiometric zone), [2]. It is also known that the combustion of natural gas, in relation to the combustion of liquid and especially solid fuels, is accompanied by the lowest CO_2 emissions. This was reflected in previous results in the set of subject test regimes for combustion of selected solid fuels with reburning technology with natural gas - see Figure 5 and compare CO_2 emission values during reburning with gas (e.g. fuel UP10, UB(95)P10) in relation to CO_2 emissions generated during the co-firing of coal mixtures without the use of natural gas - fuel marked U100. During reburning, CO_2 emissions average about 0.231 kg/m_n^3 and are

lower by almost 0.020 kg/m_n^3 compared to emissions from the co-firing of U100 coal mixture without the use of natural gas.

In parallel with the previous determination of the values and emission levels of essential components in flue gases, during the test regimes the quantified behaviour of the mineral part from fuel (ash) in the given ambient and technical-technological settings of combustion of pulverized solid fuels (coal, woody biomass) and when using natural gas as an additional fuel for subsequent co-firing - *reburning* technology. In this regard, for the purpose of visual and appropriate chemical analysis, samples of ash deposits were collected from the reaction tube, which, during combustion, are collected on uncooled ceramic tablets and samples of slag and fly ash from the bottom of the reactor. In this regard, as an example, the following Figure 6 shows the exempted deposit from tablets and slag from the bottom of the furnace in the co-firing of coal and waste woody biomass U95B5 in terms of reburning technology with 5% natural gas and process temperature of 1400°C - the fuel designation for this test mode is UB(95)P5.



Figure 6. Basic test mode settings: UB(95)P5, 1400°C , $\lambda_1/\lambda=0.95/1.15$; ash deposit on ceramic tablet - left, slag from reactor bottom/furnace - right

Compared to other solid samples of coal combustion products and waste wood biomass, with a different share of biomass in the mixture and at the same process temperature, in which, as in this case, are also quite similar larger molten deposits, and it can be concluded that intensification of slagging at this combustion temperature should not be associated with the content of woody biomass in the mixture. In this case, too, the reburning technology has the same form and structure of deposits as in the test regimes without the use of natural gas. Namely, the initial formation of larger molten deposits at a combustion temperature of 1400°C can further escalate because new layers accumulate on these initial molten deposits and a stepped structure of hard molten deposits is formed. The tablet also contains a part of the deposit that is not fused - see previous Figure 6. Therefore, comparing the condition and structure of solid samples of combustion products for different fuels and for different temperature and technical-technological conditions of combustion, it can be concluded that natural gas does not worsen the state of the combustion process from the aspect of the behaviour of solid fuel ash in that process.

IV CONCLUSION

The purpose of this paper is to present the effects of simultaneous use of natural gas in the process of combustion of

pulverized solid fuels, and to present the results of research on applied reburning technology at the experimental plant. Based on the obtained and partially presented research results, the following concrete conclusions can be made regarding the effects of natural gas as an additional fuel on the emission of flue gas components during co-firing of various mixtures of coal and waste woody biomass:

- When reburning co-firing with natural gas as an additional fuel, the NO_x emission is reduced - this reduction is proportional to the share of natural gas that is subsequently introduced into the reaction zone. For example, at a process temperature of 1350°C and at 10% energy content of gas, in relation to emissions without additional fuel, a reduction in NO_x emissions by more than 250 mg/m_n^3 was recorded - NO_x emissions for coal mixtures K70B20Z10 reduced from 710 to 450 mg/m_n^3 or about 37%.
- When co-firing coal-biomass mixture with natural gas as additional fuel (UB(95)P10) at temperature of 1450°C , the measured NO_x emission is 602 mg/m_n^3 , which is about 30% less than emission with coal U100 which is 866 mg/m_n^3 . At a combustion temperature of 1350°C , a NO_x emission of 425 mg/m_n^3 was measured for the K70B20Z10 coal mixture, which is about 40% less than the comparative emission.
- When using the natural gas in reburning test regimes there is a slight decrease of SO_2 emission. Burning the coal U100 with 10%e of natural gas, the SO_2 emission is on average about 325 mg/m_n^3 is lower than the SO_2 emission when co-firing mixture coal only.
- In combustion regimes with natural gas, CO emission is very low, especially when at temperatures above 1400°C , where CO emissions are practically negligible: below 5 mg/m_n^3 . In doing so, CO_2 emissions are lower by almost 0.020 kg/m_n^3 compared to emissions when combusting U100 coal mixture without natural gas.
- Primary measures in the furnace, staged air supply and reburning technologies with natural gas, do not have a negative impact on the process of formation and structure of deposits in the boiler and therefore do not worsen the tendency of base fuel ash, coal or coal mixture with waste woody biomass boiler heating surfaces.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Part of the presented results in this paper was created during the research within the current project *Experimental research of the possibility of using alternative fuels in the direction of the necessary energy transition of Bosnia and Herzegovina*, financed by the Ministry of Science, Higher Education and Youth of Sarajevo Canton for 2021, which was supported by the University of Sarajevo - Faculty of Mechanical Engineering, and we would like to thank them on this occasion as well.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Nussbaumer, T. Combustion and co-combustion of biomass: Fundamentals, technologies and primary measures for emission reduction, *Energy Fuels*, Vol. 17, No. 6, pp. 1510-1521, 2003. <https://doi.org/10.1021/ef030031q>

- [2] Hodžić, N. *Istraživanje kosagorijevanja uglja i biomase usmjereno na smanjenje emisija primarnim mjerama u ložištu*, Mašinski fakultet, Sarajevo, 2016.
- [3] Tsumura, T., Okazaki, H., Dernjatin, P., Savolainen, K. Reducing the minimum load and NO_x emissions for lignite-fired boiler by applying a stable-flame concept, *Applied Energy*, Vol. 74, No. 3-4, pp. 415-424, 2003. [https://doi.org/10.1016/S0306-2619\(02\)00196-4](https://doi.org/10.1016/S0306-2619(02)00196-4)
- [4] Wang, J., Fan, W., Li, Y., Xiao, M., Wang, K., Ren, P. The effect of air staged combustion on NO_x emissions in dried lignite combustion, *Energy*, Vol. 37, No. 1, pp. 725-736, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.10.007>
- [5] Kuang, M., Li, Z., Liu, C., Zhu, Q. Experimental study on combustion and NO_x emissions for a down-fired supercritical boiler with multiple-injection multiple-staging technology without overfire air, *Applied Energy*, Vol. 106, pp. 254-261, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.01.072>
- [6] Kuang, M., Li, Z., Ling, Z., Zeng, X. Evaluation of staged air and overfire air in regulating air-staging conditions within a large-scale down-fired furnace, *Applied Thermal Engineering*, Vol. 67, No. 1-2, pp. 97-105, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.03.009>
- [7] Rozendaal, M. *Impact of coal quality on NO_x emissions from power plants*, Delft University of Technology, Delft, 1999. <http://resolver.tudelft.nl/uuid:d6c34e67-24a0-460b-86c3-44d2c67491bf>
- [8] Kazagić, A., Smajević, I. Experimental investigation of ash behavior and emissions during combustion of Bosnian coal and biomass, *Energy*, Vol. 32, No. 10, pp. 2006-2016, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.03.007>
- [9] Kazagić, A., Smajević, I. Synergy Effects of Co-firing of Wooden Biomass with Bosnian Coal, *Energy*, Vol. 34, No. 5, pp. 699-707, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.10.007>
- [10] Kazagić A., Smajević I., Duić N. Selection of sustainable technologies for combustion of Bosnian coals, *Thermal Science*, Vol. 14, No. 3, pp. 715-727, 2010. <https://doi.org/10.2298/TSCI1003715K>
- [11] Smajević I., Kazagić A., Musić M., Bečić K., Hasanbegović I., Sokolović Š., Delihasa-nović N., Skopljak A., Hodžić N. Co-firing Bosnian Coals with woody biomass: experimental studies on a laboratory-scale furnace and 110 MWe power unit, *Thermal Science*, Vol.16, No.3, pp. 789 – 804, 2012. <https://doi.org/10.2298/TSCI120120122S>
- [12] Nareddy, S., Moyeda, D., Zhou, W., Marquez, A., Swanson, L., Duval, S. NO_x reductions Achieved Through Air Staging in Cyclone Fired Boilers, in Proc. 32. *International Clearwater Coal Conference*, Clearwater, Florida, USA, 1-5 June 2008.
- [13] Chae, T., Lee, J., Lee, Y., Yang, W., Ryu, C. Pilot-Scale Experimental Study on Impacts of Biomass Cofiring Methods to NO_x Emission from Pulverized Coal Boilers - Part 2: NO_x Reduction Capability through Reburning versus Cofiring, *Energies*, Vol. 14, No. 20, pp. 6552, 2021. <https://doi.org/10.3390/en14206552>
- [14] Hodžić, N., Kazagić, A., Smajević, I. Influence of multiple air staging and reburning on NO_x emissions during co-firing of low rank brown coal with woody biomass and natural gas, *Applied Energy*, Vol. 168, pp. 38-47, 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.081>
- [15] Hodzic, N., Kazagic, A., Kadic, K. Analysis of the Behavior of the Ash Depending on the Temperature of Combustion and Air Supply System, In: Karabegović I. (Ed.), *New Technologies, Development and Application IV. NT 2021. Lecture Notes in Networks and Systems*, Vol. 233, pp 365-373, Springer, Cham., 2021. https://doi.org/10.1007/978-3-030-75275-0_41
- [16] Hodzic, N., Kazagic, A., Kadic, K. Air Staging and Reburning to Achieve Low Emissions During Co-firing Coal and Biomass. In: Karabegović I. (Ed.), *New Technologies, Development and Application III. NT 2020. Lecture Notes in Networks and Systems*, Vol 128, pp 657-666, Springer, Cham., 2020. https://doi.org/10.1007/978-3-030-46817-0_76

AUTORI/AUTHORS

Dr. sc. Msc Nihad Hodžić - Associate professor, University of Sarajevo, Mechanical Engineering Faculty, hodzic@mef.unsa.ba, ORCID [0000-0003-2188-9139](https://orcid.org/0000-0003-2188-9139)

MA-dipl.ing. Kenan Kadić, JP Elektroprivreda BiH d.d. - Sarajevo, Power utility Power plant Kakanj, ke.kadic@epbih.ba, ORCID [0000-0002-8860-4102](https://orcid.org/0000-0002-8860-4102)

Dr. sc. Anes Kazagić, JP Elektroprivreda BiH d.d. - Sarajevo, Power utility Department for strategic development, a.kazagic@epbih.ba, ORCID [0000-0002-8350-9528](https://orcid.org/0000-0002-8350-9528)

Potrošnja energije i primena obnovljivih izvora energije u postrojenjima za tretman otpadnih voda

Energy Consumption and Application of Renewable Energy Sources in a Wastewater Treatment Plants

Natalija Aleksić, Vanja Šušteršič, Nikola Rakić, Dušan Gordić

Fakultet inženjerskih nauka, Univerzitet u Kragujevcu

Rezime - Postrojenja za prečišćavanje otpadnih voda doprinose uklanjanju zagađivača iz otpadne vode u skladu sa normama i propisima o kvalitetu otpadne vode na izlasku iz postrojenja i samim tim su neizostavni deo u tretmanu otpadnih voda i zaštite vodne sredine. U svakoj fazi tretmana otpadnih voda troši se značajna količina energije. Potreba da se zadovolji brzi rast populacije i strožiji uslovi u pogledu zahteva za kvalitetom efluenta dovela je do povećanja potrošnje energije u postrojenjima za tretman otpadnih voda. Potrošnja energije predstavlja usko grlo u postrojenjima za tretman otpadnih voda, a kako se broj ovih postrojenja širom sveta povećava, pitanje smanjenja potrošnje energije i energetske efikasnosti počinju da privlače pažnju. Takođe, sve ovo doprinosi povećanju troškova u postrojenjima za tretman otpadnih voda. Na potrošnju energije u postrojenjima za tretman otpadnih voda utiče mnogo faktora. Analiza i predviđanje potrošnje energije su ključni faktori za uštedu energije. Međutim, informacije o potrošnji energije i potencijali za obnovu/proizvodnju energije i postizanje energetske efikasnosti u postrojenjima za tretman otpadnih voda su i dalje veoma ograničene. Ovaj rad se bavi pregledom literature i analizira potrošnju energije u ovim postrojenjima kao i mogućnostima povećanja energetske efikasnosti ovih postrojenja kroz upotrebu obnovljivih izvora energije i kroz povrat energije iz samog postrojenja.

Ključne reči - postrojenje za tretman otpadne vode, potrošnja energije, obnovljivi izvori energije, energetska efikasnost

Abstract - Wastewater treatment plants contribute to the removal of pollutants from wastewater following the norms and regulations on the quality of the wastewater and therefore are an indispensable part of wastewater treatment and environmental protection. Each stage of wastewater treatment consumes a significant amount of energy. The need to meet rapid population growth and stricter conditions in terms of effluent quality requirements has led to an increase in energy consumption in wastewater treatment plants. Energy consumption is a bottleneck in wastewater treatment plants and, as the number of these plants in the world increases, the issues of reducing energy consumption and energy efficiency are beginning to attract attention. It also contributes to the cost increase in wastewater treatment plants. Analysis and prediction of energy consumption

are key factors for energy savings. Energy consumption in wastewater treatment plants is affected by many factors. However, information on energy consumption and potential for energy recovery/production and energy efficiency in wastewater treatment plants remains very limited. This paper reviews the literature and analyzes the energy consumption in these plants and the possibility of increasing the energy efficiency of these plants through the use of renewable energy sources and energy recovery from the plant itself.

Index Terms - Wastewater treatment plant, Energy consumption, Renewable energy sources, Energy efficiency

I UVOD

Postrojenja za prečišćavanje otpadnih voda (PPOV) omogućavaju uklanjanje zagađivača iz otpadne vode u skladu sa normama i propisima o kvalitetu otpadne vode na izlasku iz postrojenja. Samim tim PPOV su neizostavni deo u tretmanu otpadnih voda i zaštite vodne sredine. Međutim, i ako doprinose značajnoj zaštiti vodne sredine, rad ovih postrojenja je povezan sa značajnom potrošnjom energije. Sakupljanje, tretman i ispuštanje otpadnih voda su procesi koji su značajni potrošači energije, a procene sugerišu da se više od 2% svetske električne energije koristi za vodosnabdevanje i prečišćavanje otpadnih voda [1]. Procenjuje se da se u PPOV troši 1% ukupne nacionalne potrošnje električne energije u evropskim zemljama [2]. Step en efikasnosti uklanjanja zagađenja prisutnih u otpadnim vodama, utiče na izbor tehnologije i broj uređaja koji će se koristiti u PPOV, a samim tim dovodi i do povećanja potrošnje energije u pojedinačnim procesima. Većina uređaja za prečišćavanje otpadnih voda je projektovana tako da zadovolji određene zahteve, bez dovoljnog razmatranja potrošnje energije. Potrebna energija dobija se uglavnom iz neobnovljivih izvora energije, a njena proizvodnja dovodi do emisije zagađujućih materija u vazduh i degradacije životne sredine. Istraživanja pokazuju da oko 80% emisije gasova staklene bašte povezanih sa radom PPOV potiče od sagorevanja fosilnih goriva u procesu proizvodnje električne energije [3].

Odnos između tretmana otpadnih voda i potrošnje energije u PPOV je složen i neizvestan. U naučnoj literaturi postoji veliki broj studija koje se bave analizom i utvrđivanjem korelacija

između tretmana otpadnih voda i potrošnje energije u PPOV, kao i veliki broj studija koje su sprovedene s ciljem dobijanja informacija o potrošnji energije i merama za postizanje uštede energije. Podaci iz studija o ukupnoj potrošnji, kao i specifičnoj potrošnji energije u pojedinim procesima tretmana otpadnih voda pokazuju značajne varijacije. U pojedinim radovima, autori su dali indikatore potrošnje električne energije koji su povezani sa količinom prečišćene otpadne vode ili uklonjenim zagađujućim materijama, na osnovu merenja ukupne potrošnje u PPOV. Međutim, bez poznavanja informacija o potrošnji energije pojedinačnih uređaja nije moguće izvršiti modernizaciju PPOV u cilju smanjenja potrošnje energije. Analiza potrošnje energije u PPOV je izuzetno važna, jer može da doprinese poboljšanju ekonomskih i ekoloških dobiti ovih postrojenja u zemljama širom sveta [4]. Sve veći značaj ekoloških standarda i širenje njihovih uticaja doprinosi stvaranju potreba za uvođenje sistemskih alata za projektovanje novih PPOV [5]. Danas je optimizacija energetske efikasnosti u PPOV prilično popularna tema u naučnoj zajednici [6]. U cilju poboljšanja energetske efikasnosti potrebno je poznavati tačne energetske potrebe pojedinačnih procesa. Veći troškovi proizvodnje energije, kao i zabrinutost usled globalnih klimatskih promena naglašavaju potrebu da se u PPOV ostvari energetska efikasnost i održivost. Rezultati već sprovedenih energetskih pregleda pokazuju da, uprkos kapacitetu, svako PPOV ima potencijal za uštedu energije. Te uštede mogu da se kreću od 20 do 40% [7], a u nekim specifičnim slučajevima i više (postoje primeri gde je postignuto i 75%) [8]. Xu i dr. [9] su analizirali različite scenarije o zadovoljenju potreba za energijom u PPOV u Kini. Studija je pokazala da električna energija proizvedena tehnologijom sa samo jednim obnovljivim izvorom energije (OIE) možda neće zadovoljiti potrebe za električnom energijom za prečišćavanje otpadnih voda i da je teško dostići energetske bilans. Ako bi se, na primer, uzela u obzir korisna toplota i sunčeva energija, rešenje bi bilo energetski pozitivno.

Upoređivanje potrošnje energije može da pomogne u identifikaciji potencijala za uštedu energije kao i u određivanju prioriteta prilikom odabira opcije za optimizaciju postrojenja. Trenutno, univerzalno upoređivanje energetske potrošnje i energetskih performansi u PPOV još uvek ne postoji na međunarodnom nivou [10], a postojeće studije su ograničene i podeljene na studije koje su sprovedene na osnovu nacionalnih/regionalnih istraživanja [11]. Međunarodno iskustvo je pokazalo da se samo kroz detaljnu energetske reviziju u PPOV, može u potpunosti sagledati količina energije potrebna za rad ovih postrojenja [12].

Ovaj rad ima za cilj da pruži analizu i pregled dostupnih literaturnih radova na temu potrošnje energije u PPOV i mogućnosti povećanja energetske efikasnosti ovih postrojenja povratom energije iz ovih postrojenja i primenom OIE. Iako se ulaže mnogo napora da se razviju neke nove konfiguracije procesa sa niskom potražnjom za energijom [13], pa čak i povratom energije u PPOV, i dalje postoji niz prepreka među kojima su preveliki investicioni troškovi, posebno u zemljama u razvoju.

II ANALIZA POTROŠNJE ENERGIJE U PPOV

Broj PPOV u svetu i njihov kapacitet

U svetu se generiše oko 380 milijardi m^3 otpadnih voda [14]. Među regionima u svetu, najveću količinu otpadnih voda generišu Azija (159 milijardi m^3 , 42% globalne količine), Severna Amerika (67 milijardi m^3) i Evropa (68 milijardi m^3) [15]. Očekuje se da će količina generisane otpadne vode dostići 574 milijarde m^3 (povećanje od 51% u odnosu na sadašnji nivo) 2050. godine [16].

Da bi se razmatrale mogućnosti povećanja energetske efikasnosti i energetske samoodrživosti u PPOV, od suštinskog je značaja uzeti u obzir broj ovih postrojenja.

U Sjedinjenim Američkim Državama (SAD) postoji više od 16000 sistema za tretman otpadnih voda u javnom vlasništvu različitih veličina, a oko 20% stanovništva se oslanja na sisteme tretmana otpadnih voda na licu mesta (septičke jame, decentralizovani sistemi i dr.), [17]. U PPOV svih kapaciteta sistemi rade u proseku sa oko 81% svog projektovanog kapaciteta, dok je u oko 15% PPOV projektovani kapacitet postignut ili čak nadmašen [17]. Veličina PPOV varira u zavisnosti od broja priključenih stanovnika na sistem tretmana otpadnih voda, i u tabeli 1 prikazana je podela i broj PPOV u SAD-u u 2017. godini prema kapacitetu prečišćavanja.

Tabela 1. Broj PPOV i kapacitet prerade otpadnih voda širom SAD u 2017. godini [18]

Kapacitet prečišćavanja (m^3 /dan)	Broj PPOV	Ukupni kapacitet PPOV (m^3 /dan; %)
189 – 379	2766	760867 (0,6%)
379 – 37854	9144	42464749 (33,4%)
37854 – 189270	443	33830225 (26,6%)
189270 – 378541	60	16769374 (13,2%)
> 378541	39	33277554 (26,2%)

Studija [18] iz 2017. godine daje broj PPOV i njihovu podelu prema kapacitetu prečišćavanja za 12452 opštinskih PPOV u Sjedinjenim Američkim Državama. Sprovedena studija ukazuje da 73% od ukupnog broja PPOV ima kapacitet od 379 – 37854 m^3 /danu (33,4% ukupnog protoka vode), zatim slede PPOV od 37854 – 189270 m^3 /danu (26,6% ukupnog protoka vode), > 378541 m^3 /danu (26,2% ukupnog protoka vode), 189270 – 378541 m^3 /danu (13,2% ukupnog protoka vode), i 189 - 379 m^3 /danu (0,6% ukupnog protoka vode).

Evropska agencija za zaštitu životne sredine (EEA) objavila je kompletnu bazu podataka o postojećim PPOV u Evropi, podeljenu po zemljama [19]. U izveštaju se nalazi ukupno 28277 postrojenja sa opterećenjem jednakim ili većim od 2000 ekvivalentnih stanovnika (ES) i ukupnog kapaciteta od oko 569 miliona ES [19]. Baza podataka sadrži informacije o veličini PPOV (ES), unosu opterećenja, kapacitetu, kao i informacije o distribuciji i nivou tretmana svakog pojedinačnog PPOV. U navedenoj bazi podaci nisu dostupni za veliki broj postrojenja. Zbog toga su u nastavku rada analizirana PPOV u EU iz baze podataka koja sadrže podatke o: lokaciji (zemlja EU), ulaznom opterećenju (ES) i kapacitetu (ES) PPOV.

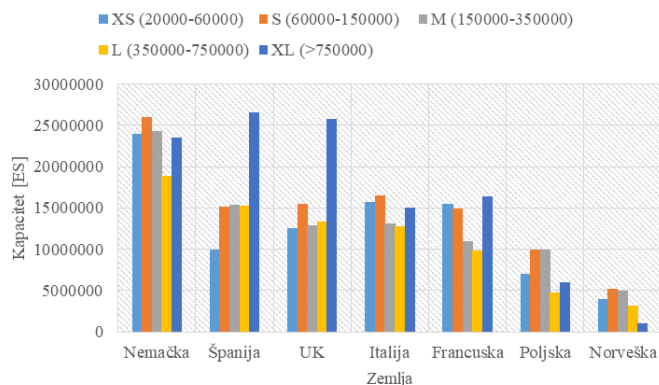
Tabela 2 prikazuje rezultate grupisane po veličini PPOV u EU. Postrojenja male veličine (manje od 50000 ES) predstavljaju skoro 90 % od ukupnog broja postrojenja, ali prerađuju samo

31% ukupnog kapaciteta (ES), dok se za njihov rad utroši 42% električne energije od ukupne potrošnje energije koja se raspoređuje za rad ovih postrojenja [20]. Srednja do veoma velika postrojenja, koja čine samo 10%, prerađuju oko 70% ES sa 58% ukupne potrošnje električne energije [20]. Velika postrojenja (više od 100000 ES) su obično energetski efikasnija u odnosu na postrojenja manje veličine [2].

Tabela 2. Podela PPOV u Evropi prema veličini postrojenja, broju ES priključenih na PPOV i broju postrojenja [19]

Veličina postrojenja	Broj ES priključenih na PPOV	Broj PPOV
2000 < ES ≤ 10000	51827664	11046
10000 < ES ≤ 50000	130862477	5824
50000 < ES ≤ 100000	83228712	1180
100000 < ES ≤ 500000	174421062	899
500000 > ES	128847853	125
Ukupno	569187768	19074

Slika 1 prikazuje podelu PPOV u zavisnosti od ES u 7 evropskih zemalja [21].



Slika 1. Kapacitet PPOV u zavisnosti od veličine postrojenja za 7 evropskih zemalja [21]

Podaci o broju PPOV u Aziji nisu trenutno dostupni, pa je u ovom radu razmatran broj PPOV samo za Kinu. U Kini je sistem za prečišćavanje otpadnih voda doživeo značajan razvoj u poslednjih 10 godina. Krajem 2019. godine u Kini je broj postrojenja za tretman otpadnih voda iznosio 5333. U Kini su najzastupljeniji na prvom mestu srednji sistemi za tretman otpadnih voda, zatim mali, pa na kraju najveći. Krajem 2018. godine u Kini je registrovano: 1400 malih PPOV (27,9% od ukupnog broja), 3297 srednjih PPOV (65% od ukupnog broja) i 636 velikih PPOV (7,1%) [22]. U 2018. godini kapacitet malih postrojenja je iznosio $3,91 \times 10^6 \text{ m}^3$ dnevno, srednjih $117,08 \times 10^6 \text{ m}^3$ dnevno, a velikih $7,39 \times 10^6 \text{ m}^3$ dnevno [22], tabela 3.

Tabela 3. Distribucija PPOV u Kini [22, 23]

Kapacitet prečišćavanja (m^3/dan)	Broj PPOV	Ukupni kapacitet PPOV (m^3/dan)
< 10000	1400	$3,91 \times 10^6$
10000 – 100000	3297	$117,08 \times 10^6$
> 100000	636	$7,39 \times 10^6$

Potrošnja energije u PPOV u zavisnosti od lokacije

Iako je udeo ukupne potrošnje energije ovih postrojenja u ukupnoj nacionalnoj upotrebi energije relativno mali, potrošnja energije u PPOV privlači sve veću pažnju iz razloga što se njihov broj stalno povećava. Trenutno, ova postrojenja u SAD-u troše približno 4% ukupne električne energije proizvedene u SAD-u. Još jedna studija [25] otkrila je da sam sektor za prečišćavanje otpadnih voda troši približno 21000 GWh godišnje, što je ekvivalentno potrošnji energije u 1,8 miliona tipičnih domaćinstava.

PPOV su jedna od najskupljih javnih industrija u pogledu energetskih potreba i čine više od 1% potrošnje električne energije u Evropi [26]. Okvirna direktiva o vodama EU uvela je obavezu prečišćavanja otpadnih voda za gradove i naselja [27]. Autori [20] su u svojoj studiji procenili da je ukupna potrošnja energije PPOV u Evropi bila oko 24747 GWh godišnje, što je otprilike iznosilo oko 0,8% proizvodnje električne energije u EU-28 u 2015. godini. Prema [28] procenjeno je da je ukupna potrošnja energije u PPOV u Evropi 15021 GWh godišnje. Iako je većina ciljeva Okvirne direktive o vodama u vezi sa zaštitom voda postignuta, veliki broj starih postrojenja pokazuje neodrživu potrošnju energije i mora biti maksimalno optimizovana i renovirana u skladu sa tim. Međutim, u Evropi ne postoje zakoni, norme ili standardi koje treba poštovati, i kao posledica toga, ogromna prilika za smanjenje javnih troškova električne energije ostaje neregulirana.

Tabela 4. Prosečna potrošnja energije u različitim regionima [29]

Region	Broj zemalja	Broj kompanija	Prosečna potrošnja energije (kWh/m^3)
EU zemlje čiji je standard tretmana u skladu sa Direktivom o tretiranju otpadnih voda	12	112	1,18
Zemlje koje usklađuju postojeće zakone i propise s Direktivom o tretiranju otpadnih voda	3	31	0,62
Rusija i bivše države Sovjetskog Saveza	5	126	0,82
Razvijena Okeanija	2	43	0,65
Okeanija u razvoju	5	5	0,64
Centralna i Južna Amerika	1	1	0,64
Severna Amerika	2	2	0,57
Podсахarska Afrika	1	1	0,58

Tabela 4 prikazuje prosečnu potrošnju energije u različitim regionima sveta. Može se primetiti da su kompanije iz EU imale najveću prosečnu potrošnju energije od $1,18 \text{ kWh}/\text{m}^3$, dok su svi ostali regioni imali znatno niži prosek koji se kretao u rasponu od 0,58 do $0,64 \text{ kWh}/\text{m}^3$, sem Rusije i bivših država Sovjetskog Saveza gde je ona iznosila $0,82 \text{ kWh}/\text{m}^3$ [29].

U poređenju sa razvijenim zemljama potrošnja energije u PPOV u Kini je manja, što je povezano sa uticajem različitih faktora,

kao što su standard ispuštanja, tehnologija tretmana, tretman mulja i ponovna upotreba iskorišćene vode [9].

Životni standard, ekonomski nivo, klimatski uslovi i mnogi drugi faktori razlikuju se između zemalja i imaju određeni uticaj na generisanje otpadnih voda, a ujedno i na potrošnju energije u PPOV. Npr. ekonomski nivo može da utiče na izbor načina tretmana otpadnih voda i opreme koja će da se koristi u PPOV, dok životne navike lokalnog stanovništva u velikoj meri određuju karakteristike otpadnih voda [30]. Zbog toga je neophodno mapirati geografsku distribuciju potrošnje energije u PPOV širom sveta, tabela 5.

Tabela 5. Distribucija potrošnje energije u PPOV na nacionalnom nivou u različitim zemljama

Zemlja	Potrošnja energije (kWh/m ³)	Udeo potrošnje energije na nacionalnom nivou (%)	Referenca
SAD	0,52	0,6	[24]
Kina	0,31	0,25	[24]
Nemačka	0,40 – 0,43; 0,67	0,7	[24, 30]
Južna Afrika	0,079 – 0,41	-	[24, 30]
Japan	0,304 – 0,45	-	[24]
Koreja	0,243	0,5	[24]
Švedska	0,42	1	[24]
Izrael	-	10	[24]
Austrija	0,3	-	[30]
Iran	0,3	-	[30]
Norveška	0,36	-	[30]
Australija	0,39	0,4	[30, 31]
Kanda	0,41	-	[30]
Švajcarska	0,52	-	[30]
Španija	0,53	-	[30]
Singapur	0,55	-	[30]
Ujedinjeno Kraljevstvo (UK)	0,63	-	[30]
Francuska	0,68	-	[30]
Danska	1,22	1-2	[32, 33]
Poljska	0,45 – 1,29	-	[34]

Potrošnja energije u PPOV u zavisnosti od veličine postrojenja

Veličina PPOV takođe ima značajan uticaj na potrošnju energije. Varijacije u potrošnji električne energije (sortirane prema broju priključenih ES) prikazane su za različite zemlje (Austrija – A, Belgija – B, Švajcarska – Š, Nemačka – NE, Danska – D, Norveška – NO) u tabeli 6 [35].

Iz tabele 6. se može zaključiti da potrošnja električne energije opada sa povećanjem veličine postrojenja, što svakako treba uzeti sa rezervom, obzirom da u studijama nisu analizirane efikasnost mreže, pumpna postrojenja, glavni kolektori pre PPOV, kao ni šta se dešava nakon PPOV. Takođe, potrošnja energije se povećava ako su zahtevi za kvalitetom prečišćene vode strožiji. Neke studije [36, 37] su potvrdile da je postizanje energetske efikasnosti i održivosti jednostavnije postići u postrojenjima velike i srednje veličine, a da je neophodno sprovesti dublje diskusije kada su u pitanju postrojenja malih veličina, [38]. Savremeni koncept u svetu je da se polako prelazi na decentralizovane sisteme tretmana otpadnih voda, u odnosu na robusne i energetski veoma zahtevne centralizovane sisteme PPOV.

Tabela 6. Specifična potrošnja električne energije [35]

Veličina PPOV (ES)	A	B	Š	NE	D	NO
	(kWh/ES)					
< 1000	69	130,5	67	75	-	-
1000 – 2000	53	123,8	45	55	-	-
2000 – 5000	53	99,6	45	55	-	-
5000 – 10000	45	81,4	45	44	60,4	48,7
10000 – 50000	37	63,5	34	35	60	48,2
50000 – 100000	37	48,3	32	35	42,6	38,3
> 100000	32	56	32	32	30,3	

Potrošnja energije u PPOV u zavisnosti od tipa tretmana

Proces prečišćavanja je ključni parametar projektovanja PPOV i njegov izbor zavisi od više faktora kao što su efikasnost prečišćavanja, kapitalna ulaganja i troškovi rada i održavanja [39], kao i mogućnost korišćenja efluenta kao vode za druge svrhe.

Za poboljšanje energetske efikasnosti neophodno je analizirati potrošnju energije različitih jedinica za tretman PPOV. PPOV se uglavnom mogu podeliti na jedinicu za predtretman, jedinicu za biološki tretman i jedinicu za tretman mulja [39]. Potrošnja energije u PPOV ima veliku važnost i može da govori o usvojenom nivou tretmana otpadnih voda. Naime, nizak procenat potrošnje energije može da govori o tome da se ne koristi adekvatan tretman otpadnih voda. Tabela 7 daje potrošnju energije u različitim procesima PPOV.

Tabela 7. Potrošnja energije u različitim procesima PPOV

	Istočna Kina	Grčka	Poljska
Predtretman (%)	-	13	-
Primarni tretman (%)	22,9	1	0,6
Napredni tretman (%)	14,3	6	-
Biološki (konvencionalni) tretman (%)	59,7	72	74
Tretman mulja (%)	3,1	8	8
Pumpanje (%)	-	-	6,5
Ostalo (%)	-	-	10,9
Referenca	[9]	[12]	[40]

Tip tretmana koji se koristi utiče na potrošnju energije u PPOV. Stoga je razumno očekivati razlike između zemalja, u kojima iz ekonomskih i/ili ekoloških razloga može prevladati određena vrsta tretmana [2].

Potrošnja energije u PPOV u različitim procesima tretmana

U većini PPOV koja koriste sisteme aktivnog mulja za sekundarni tretman, aeracija ima udeo u ukupnoj potrošnji energije sa oko 10–70%, pumpe koriste između 5–50% energije, sistemi za zgušnjavanje mulja i odvodnjavanje između 5–35%, dok se za ostale procese i sisteme troši između 7–27% energije, tabela 8.

Pored navedenog na potrošnju energije u PPOV utiče i vek trajanja samog postrojenja. Vek trajanja postrojenja za prečišćavanje otpadnih voda (PPOV) je uobičajeno 20-25 godina, što znači da će do 2050. godine svako već postojeće PPOV zahtevati da bude renovirano, ponovo izgrađeno ili zamenjeno novim. Ovo stvara mogućnosti za održivije izbore u narednim godinama.

Tabela 8. Potrošnja energije u različitim operacijama procesa tretmana u PPOV (%)

	Kina	Singapur	Španija	Nemačka	Australija
Aeracija	51,58	13	42	67	40 – 50
Zgrušavanje mulja i odvodnjavanje	8,78	9	31	11	5 – 20
Pumpanje	17,76	24	20	5	30 – 50
Ostalo	21,88	54	7	17	-
Reference	[4]	[7]	[7]	[7]	[31]

III SMANJENJE POTROŠNJE ENERGIJE U PPOV I POVEĆANJE ENERGETSKE EFIKASNOSTI

PPOV su često sačinjena od kompleksnih infrastrukturnih sistema. Ponovno projektovanje celokupnog sistema bi predstavljalo veliki finansijski izdatak, pa samo poboljšanje u funkcionisanju pojedinih područja/procesa može dovesti do stvaranja značajnih mogućnosti za smanjenje potrošnje energije i postizanje energetske efikasnosti. Postizanje energetske efikasnosti u PPOV je postao jedan od prioriteta, obzirom da operateri postrojenja, kao i državne i lokalne jedinice samouprave, pojačavaju napore da se smanje troškovi energije i da se poboljša energetska efikasnost [41]. Mere energetske efikasnosti i modifikacije procesa tretmana mogu da smanje potrošnju energije u PPOV. Povećanje energetske efikasnosti treba da omogući postizanje istih rezultata uz smanjenje potrošnje energije ili postizanje poboljšanih performansi sa istom snagom [42].

Da bi se smanjila potrošnja energije i postigla energetska efikasnost, neophodno je da se u PPOV:

- procene performanse postojećeg sistema – proceniti potrošnju energije i efikasnost na licu mesta,
- procene operativni troškovi – proceniti stanje, performanse i preostali korisni vek procesne opreme,
- analiziraju mogućnosti iskorišćenja otpadnih voda – iskorišćenje energije iz otpadne vode [43],
- po mogućstvu primene decentralizovani sistemi kako bi se smanjili nepotrebni troškovi transporta otpadnih voda,
- primene napredne tehnike prečišćavanja koje troše manje energije.

Da bi se smanjila potrošnja energije i da bi se postigla energetska neutralnost u PPOV, mogu se preduzeti različite mere, a neke od njih mogu biti:

- smanjenje potrošnje energije u procesima prečišćavanja otpadnih voda,
- povećanje povrata energije iz unutrašnjih izvora,
- uvođenje eksternih OIE [7].

Takođe, mere za smanjenje potrošnje energije i podizanje energetske efikasnosti mogu da se podele u dve grupe. Prva grupa se fokusira na operativne modifikacije primenjene na različitim delovima PPOV, a druga uključuje inovativne procese za tretman otpadnih voda sa manjom potrošnjom energije u poređenju sa tradicionalnim tehnologijama i uvođenje eksternih i

unutrašnjih OIE. Budućnost OIE u svetu zagarantovana je potrebom za održivim razvojem, zaštitom životne sredine i energetske efikasnošću, zbog toga što imaju veoma važnu ulogu u smanjenju emisija gasova staklene bašte u atmosferu [44]. Takođe, programi energetske efikasnosti i korišćenja OIE su, za sada, glavni organizaciono-tehničko-tehnološki alati za uspostavljanje održivog razvoja [45].

Smanjenje potrošnje energije i povećanje energetske efikasnosti u PPOV u pojedinačnim procesima PPOV

Aeracija troši više od 50% ukupne energetske potrošnje u PPOV. Uštede energije se mogu postići projektovanjem i radom sistema za aeraciju koji će odgovarati, što je bliže moguće, stvarnim potrebama procesa za kiseonikom [6]. Promene u procesima biološkog tretmana potencijalno mogu da smanje potrebu za energijom u prečišćavanju. Tako na primer, difuzori koji prave sitne mehuriće su energetski efikasniji od difuzora koji prave krupne mehuriće, zbog toga što manji mehurići omogućuju veći prenos kiseonika. Prelaz sa difuzora koji prave krupne mehuriće na sistem sa difuzorima koji prave sitne mehuriće trebalo bi da snizi troškove energije potrebne za dovođenje vazduha za najmanje 25% [6]. Međutim, difuzori koji prave sitne mehuriće mogu iziskivati bolje održavanja od difuzora koji prave krupne mehuriće (da bi ostali čisti i da bi optimalno radili). Prelaskom sa konvencionalnih tehnika prečišćavanja (sa aktivnim muljem - CAS ili šaržni tip postupka sa aktivnim muljem - SBR) na IFAS tehnologiju (eng. Integrated Fixed Film Activated Sludge - proces aktivnog mulja sa integrisanim fiksiranim filmom) uštede mogu da budu od 50-70%. Takođe, u referenci [46] sprovedena je studija slučaja u kojoj je u jednom od PPOV u Maleziji korišćen turbo kompresor velike brzine, koji je smanjio potrošnju energije i do 42%.

Takođe, mnoge studije su istraživale smanjenje potrošnje električne energije kroz efikasnu upotrebu pumpnog sistema. Pumpe imaju veoma važnu ulogu i mogu predstavljati značajnu potrošnju energije u PPOV. Postrojenja se projektuju tako da mogu da prerade ne samo maksimalna dnevna opterećenja, već i vršna opterećenja koja potiču od priliva atmosferskih voda, tokom kišne sezone. Iz tog razloga, instalirane pumpe veći deo vremena rade sa kapacitetom manjim od nominalnog. U referenci [47] u jednom PPOV u Japanu, rezultati simulacije pokazuju da ukoliko se ukupni sati rada pumpe smanje za 28%, potrošnja energije će da se smanji za 10 %. U referenci [48], autori su takođe analizirali rad pumpi u PPOV. Različite simulacije pokazale su da je koordinisanjem pumpnog sistema i optimizacijom rada pumpi moguće postići uštedu energije za oko 11,5%.

Najbolji izbor opreme za pojedina postrojenja određuje tip i sastav otpadne vode, tako da u skladu sa navedenim treba sprovesti adekvatne analize i odabrati odgovarajuću opremu za tretman tih voda. Dakle, pored procesa projektovanja PPOV, proces i izbor odgovarajuće opreme igraju glavnu ulogu za smanjenje potrošnje energije i povećanje energetske efikasnosti u PPOV [49].

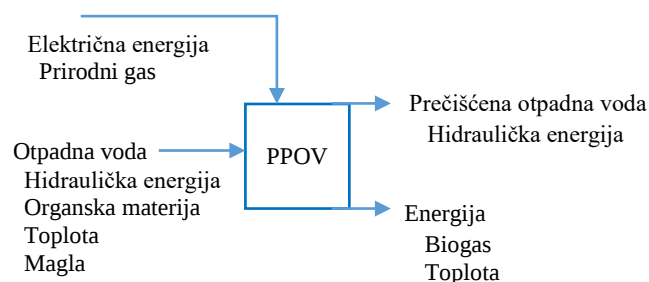
Primena OIE i povećanje povrata energije iz unutrašnjih izvora energije za podizanje energetske efikasnosti u PPOV

Najveća prednost OIE, pored toga što su praktično neiscrpn, je u tome što emituju znatno manju količinu štetnih gasova, čime značajno manje ugrožavaju životnu sredinu u odnosu na konvencionalne izvore energije [50]. Investicioni troškovi u projektima izgradnje kapaciteta baziranih na OIE su postali konkurentni troškovima izgradnje tradicionalnih izvora, što pre desetak godina nije bio slučaj [51]. Proizvodnja obnovljive energije na licu mesta postala je sve češća kao deo strategija upravljanja energijom u PPOV [24]. OIE se koriste u PPOV da bi se podržala sve veća potražnja za energijom (strožiji zahtevi tretmana otpadne vode utiču na povećanje potrošnje energije), ublažili rastući troškovi energije iz energetske mreže i da bi se smanjila emisija gasova staklene bašte. Primenom OIE, PPOV imaju mogućnost da značajno smanje ukupnu potražnju za energijom [52], postanu energetski samodovoljna i, u nekim slučajevima, energetski pozitivna [24].

Na lokacijama PPOV postoji nekoliko izvora koji se mogu koristiti za proizvodnju obnovljive energije. Ovi izvori mogu biti eksterni i unutrašnji izvori energije. Eksterni OIE podrazumevaju upotrebu solarne energije (solarnih fotonaponskih panela (PV)) i energiju vetra (vetrogeneratora). Solarna energija je jedan od najčešće korišćenih OIE u PPOV iz razloga što površine rezervoara za aeraciju, krov PPOV, kao i druge velike površine predstavljaju idealnu lokaciju za postavljanje PV opreme (kod konvencionalnih sistema prečišćavanja). Vetrogeneratori se mogu koristiti kao pomoćni i dodatni izvori energije za PPOV. Vetrogenerator je uređaj koji pretvara kinetičku energiju vetra u električnu energiju [53]. Energija vetra predstavlja nestabilan izvor energije, iz razloga što ne može samostalno da zadovolji potrebe za energijom PPOV, pa se zato kombinuje sa drugim izvorima energije, poput solarne energije [54]. U zavisnosti od same lokacije PPOV i klimatskih karakteristika, kao i tehničkih

uslova PPOV proizvodnju energije mogu obezbediti ovi izvori energije.

Unutrašnji izvori energije podrazumevaju proizvodnju biogasa, povrat toplote iz otpadne vode, povrat energije iz spaljivanja biočvrstih materija, proizvodnju biogoriva, i proizvodnju hidroenergije [55]. Glavni doprinosilac energije u PPOV je biogas proizveden u digestoru. Upotreba biogasa smatra se održivim načinom povrata energije iz PPOV, uz naknadno smanjenje mulja [56]. Takođe, toplotna energija iz otpadnih voda je važan OIE i korišćenjem izmenjivača toplote i toplotnih pumpi, toplotna energija iz otpadnih voda se može koristiti za zagrevanje PPOV, susednih zgrada ili se može dodati u sistem daljinskog grejanja [57]. Energetski bilans za PPOV je prikazan na slici 2. U predstavljenom primeru „kupljena energija“ u obliku električne i prirodnog gasa se koristi za prečišćavanje otpadnih voda, a pri njihovom tretmanu dobija se toplota, biogas i hidraulička energija (unutrašnji izvori energije).



Slika 2. Energetski bilans PPOV

U tabeli 9 dat je prikaz OIE i njihov doprinos u smislu postizanja energetskih potreba PPOV.

Tabela 9. Potrošnja energije nakon uvođenja obnovljivih izvora energije u PPOV

Tip	Lokacija	PPOV	Tehnologija	Doprinos (%)	Referenca
Solarna energija	Švajcarska	PPOV u Čuru	Sklopivi solarni krov postavljen nad otvorenim rezervoarom za prečišćavanjem otpadnih voda	15-30% energetskih potreba godišnje i povećava samoodrživost na preko 50%	[58]
	Palestina	3 PPOV – studije slučaja	PV sistem	9% i 15% energetskih potreba	[59]
	Kina	-	PV sistem	10% energetskih potreba godišnje	[60]
	SAD	PPOV u gradu Boulder, Nevada	PV sistem	15-18% energetskih potreba godišnje	[61]
	SAD	PPOV u gradu Sprag, Konektikat	PV sistem	80% energetskih potreba	[62]
	Tajland	PPOV u Nontaburiju – studija slučaja	PV sistem	30% energetskih potreba godišnje	[63]
Energija vetra	SAD	PPOV u Atlantik Sitiju, Nju Džersi	Vetroturbina	60% energetskih potreba godišnje	[53]
Kogeneracija	-	Studija slučaja	Kogeneracioni sistem zasnovan na gasifikaciji kanizacionog mulja - singas proizveden gasifikacijom. Koristi se kao gorivo u motorima SUS za kombinovanu proizvodnju toplotne i električne energije	9,3% i 10,8% energetskih potreba, a 28,8% i 30,7% energetskih potreba se ostvaruje primenom motora na singas ili sa dva goriva	[64]
	-	Studija slučaja	Motori sa unutrašnjim sagorevanjem	do 40% energetskih potreba	[65]
	SAD	PPOV u gradu Grešam, Oregon	Unapređenje opreme za sistem tretmana biogasa	PPOV je postigla 22 % veću proizvodnju električne energije	[66]
	Danska	PPOV Marselisborg	Proizvodnja energije kroz implementaciju novih energetski efikasnih motora na biogas	PPOV je proizvelo 30% više električne i 75% više toplotne energije nego što je potrošilo (višak toplotne energije koristi se u sistemu grejanja lokalne zajednice)	[67]

Trenutna ekspanzija PPOV u Švajcarskoj povećava ukupnu potrošnju električne energije svih postrojenja za prečišćavanje otpadnih voda za preko 30%. Sa solarnim sklopivim krovom, ova postrojenja mogu sama pokriti ovu dodatnu potrošnju, lokalno i obnovljivo, na savremeni način [58]. Potrošnja energije u postrojenjima za prečišćavanje otpadnih voda može se delimično ili u potpunosti pokriti odgovarajućim energetske menadžmentom i korišćenjem OIE. Prednosti ovih alternativa su ekonomske i ekološke i treba ih ozbiljno uzeti u obzir od strane društava i zemalja sveta. U nastavku je data tabela 10 koja prikazuje kako primena solarne energije i biogasa doprinose povećanju energetske efikasnosti u PPOV.

Tabela 10. Doprinosi obnovljivih izvora energije u PPOV u zavisnosti od veličine postrojenja [55]

Tip	Protok (m ³)	Doprinos (%)
Solarna energija	< 22730	30 – 100%
	> 22730	8 – 30%
Biogas	< 22730	-
	> 22730	25 – 60%

U PPOV sa protokom manjim od 22730 m³/dan, odsustvo proizvodnje energije iz biogasa može da dovede do zaključka da bi ovo PPOV trebalo da usvoji solarnu PV tehnologiju za postizanje energetske efikasnosti [55].

IV ZAKLJUČAK

Postrojenja za prečišćavanje otpadnih voda su neizostavni deo tretmana otpadnih voda. Njihovo postojanje i rad doprinose zaštiti vodnih sredina i smanjenju degradacije životne sredine, ali, takođe, njihovo postojanje i rad imaju veliku potražnju za energijom. Iako na nacionalnom nivou udeo potrošnje energije ovih postrojenja možda nije veliki (0,4 – 1%), slobodno se može očekivati da će ovaj udeo porasti iz razloga što se broj ovih postrojenja u zemljama svake godine povećava, a samim tim se povećava i potrošnja energije. Ovaj rad je dao preglednu analizu potrošnje energije u PPOV. U radu je analizirana potrošnja energije različitih PPOV u zavisnosti od: lokacije PPOV, veličine PPOV, tipa tretmana otpadnih voda i pojedinačnih procesa unutar PPOV.

Rad je pokazao da:

- Životni standard, navike ljude, klimatske promene i mnogi drugi faktori utiču da u različitim regionima sveta potrošnja energije u PPOV bude različita (SAD – 21000 GWh, Evropa - 15021 GWh godišnje).
- Veličina postrojenja i dnevni kapacitet tretmana otpadnih voda utiču na potrošnju energije. Veća postrojenja imaju stabilnu/manju potrošnju energije, a manja postrojenja imaju veće varijacije u potrošnji energije i veću potražnju za energijom (npr. Nemačka za PPOV na koje je priključeno < 1000 ES, troši 75 kWh/ES, a za PPOV na koje je povezano > 100000 ES troši 32 kWh/ES). Međutim, prilikom analize PPOV treba uzeti u obzir mnogo veći broj parametara da bi se dobili adekvatni podaci vezani za potrošnju energije.
- U zavisnosti od sastava otpadnih voda za tretiranje otpadnih voda u PPOV se mogu koristiti različite vrste tretmana otpadnih voda. Rad je pokazao da najveću

potrošnju energije ima sekundarni tretman otpadnih voda (59–74% potrošnje energije). Takođe, za tretiranje otpadnih voda mogu da se primene različiti procesi i operacije. Neizostavni deo ovih postrojenja su jedinica za aeraciju, pumpe i jedinice za tretman mulja, a analiza je pokazala da su upravo navedene jedinice najveći potrošači energije u postrojenju (aeracija 13–67%, pumpe 5–50 %, tretman mulja 7–54%).

- Održavanje opreme i starosni vek ovih postrojenja takođe mogu da doprinesu povećanju potrošnje energije u PPOV.

Rad je ukazao na veliku varijaciju energetske potreba i energetske potrošnje u PPOV. Zbog toga je preporuka da se u svakom PPOV sprovedu detaljne energetske procene u cilju nastojanja da se smanji potrošnja energije i da se poboljša energetska efikasnost. Smanjenje potrošnje energije i povećanje energetske efikasnosti predstavljaju glavni trend budućeg razvoja PPOV. Da bi se to postiglo potrebno je:

- Izvršiti optimizaciju pojedinačnih procesa u PPOV i proveru energetske efikasnosti opreme (npr. optimizacija rada pumpi može da doprinese uštedi od oko 10%, dok optimizacija procesa aeracije može da doprinese uštedi od 25 – 42% energije).
- Uvesti eksterne izvore energije (solarna energija može da obezbedi od 9–80% energije, energija vetra oko 60%, a kogeneracija od 10-50% energije).
- Analizirati mogućnost proizvodnje i upotrebe energije iz otpadnih voda i mulja, kao i mogućnost iskorišćenja efluenta i nutrijenata kao sirovina.

Do sada su postojale jasne granice između sektora voda i energetike, međutim te granice polako počinju da nestaju i zbog toga je bavljenje ovom temom važno ne samo za održivi razvoj sektora voda, energetike i velikog broja drugih industrijskih grana, poljoprivrede, industrije pića i hrane, ekologije itd. Sledeći korak za definisanje potrošnje energije u PPOV i smanjenje potrošnje energije i povećanje energetske efikasnosti bi podrazumevao usklađivanje podataka i informacija na međunarodnom nivou, kako bi se postigla održivost u PPOV.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Plappally, A., Lienhard, J. Energy requirements for water production, treatment, end use, reclamation, and disposal, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 16, No. 7, pp. 4818–4848, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.022>
- [2] Longo, S., d'Antoni, B. M., Bongards, M., Chaparro, A., Cronrath, A., Fatone, F., Lema, J.M., Mauricio-Iglesias, M., Soares, A., Hospido, A. Monitoring and diagnosis of energy consumption in wastewater treatment plants. A state of the art and proposals for improvement, *Applied Energy*, Vol. 179, pp. 1251–1268, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.043>
- [3] Yerushalmi, L., Ashrafi, O., Haghighat, F. Reductions in greenhouse gas (GHG) generation and energy consumption in wastewater treatment plants, *Water Science & Technology*, Vol. 67, No. 5, pp. 1159–1164, 2013. <https://doi.org/10.2166/wst.2013.681>
- [4] Xie, T., Chengwen, W. Energy Consumption in Wastewater Treatment Plants in China, in *Proc. World Congress on Water, Climate and Energy*, Dublin, Ireland, 2012. <https://doi.org/10.13140/2.1.1228.9285>
- [5] Galan, B., Grossmann, I. Optimization strategies for the design and synthesis of distributed wastewater treatment networks, Vol. 3, No. 1, pp. S161–S164, 1999. [https://doi.org/10.1016/S0098-1354\(99\)80040-4](https://doi.org/10.1016/S0098-1354(99)80040-4)
- [6] Awe, O., Liu, R., Zhao, Y. Analysis of Energy Consumption and Saving in Wastewater Treatment Plant : Case Study from Ireland, *Journal of Water*

- Sustainability, Vol. 6, pp. 63-76, 2016.
<https://doi.org/10.11912/jws.2016.6.2.63-76>
- [7] Maktabifard, M., Zaborowska, E., Makinia, J., Achieving energy neutrality in wastewater treatment plants through energy savings and enhancing renewable energy production, *Reviews in Environmental Science and Bio/Technology*, Vol. 17, pp. 655–689, 2018.
<https://doi.org/10.1007/s11157-018-9478-x>
- [8] Panepinto, D., Fiore, S., Zappone, M., Genon, G., Meucci, L. Evaluation of the energy efficiency of a large wastewater treatment plant in Italy, *Applied Energy*, Vol. 161, pp. 404–411, 2016.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.027>
- [9] Xu, J., Li, Y., Wang, H., Wu, J., Wang, X., Li, F. Exploring the feasibility of energy self-sufficient wastewater treatment plants: a case study in eastern China, *Energy Procedia*, Vol. 142, pp. 3055–3061, 2017.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.444>
- [10] Belloir, C., Stanford, C., Soares, A. Energy benchmarking in wastewater treatment plants: the importance of site operation and layout, *Environmental Technology*, Vol. 36, No. 2, pp. 260–269, 2015.
<https://doi.org/10.1080/09593330.2014.951403>
- [11] Vaccari, M., Foladori, P., Nembrini, S., Vitali, F. Benchmarking of energy consumption in municipal wastewater treatment plants - A survey of over 200 plants in Italy, *Water Science and Technology*, Vol. 77, No. 9, pp. 2242–2252, 2018. <https://doi.org/10.2166/wst.2018.035>
- [12] Christoforidou, P., Bariamis, G., Iosifidou, M., Nikolaidou, E., Samaras, P. Energy Benchmarking and Optimization of Wastewater Treatment Plants in Greece, *Environmental Sciences Proceedings*, Vol. 2, No. 1, pp. 36, 2020.
<https://doi.org/10.3390/envirosci.2020002036>
- [13] Cotterill, S.E., Dolting, J., Jones, C., Curtis, T.P., Heidrich, E.S. Low temperature domestic wastewater treatment in a Microbial Electrolysis Cell with 1 m² anodes: towards system scale-up, *Fuel Cells*, Vol. 17, No. 5, pp. 584–592, 2017. <https://doi.org/10.1002/fuce.201700034>
- [14] Jones, E., van Vliet, M., Qadir, M., Bierkens, M. Country-level and gridded estimates of wastewater production, collection, treatment and reuse, *Earth System Science Data*, Vol. 13, No. 2, pp. 237–254, 2021.
<https://doi.org/10.5194/essd-13-237-2021>
- [15] Myszograj, S., Bochenki, D., Makowski, M., Pluciennik-Koropcuk, E. Biogas, Solar and Geothermal Energy - The Way to a Net-Zero Energy Wastewater Treatment Plant - A Case Study, *Energies*, Vol. 14, 6898, 2021.
<https://doi.org/10.3390/en14216898>
- [16] Qadir, M., Drechsel, P., Jiménez Cisneros, B., Kim, Y., Pramanik, A., Mehta, P., Olaniyan, O. Global and regional potential of wastewater as a water, nutrient and energy source, *Natural Resources Forum*, Vol. 44, pp. 40–51, 2020. <https://doi.org/10.1111/1477-8947.12187>
- [17] Wastewater - report, <https://infrastructurereportcard.org/cat-item/wastewater/> [pristupljeno 09.02.2022]
- [18] Roostaei, J., Zhang, Y. Spatially Explicit Life Cycle Assessment: Opportunities and challenges of wastewater-based algal biofuels in the United States, *Algal Research*, Vol. 24, pp. 395–402, 2017.
<https://doi.org/10.1016/j.algal.2016.08.008>
- [19] European Environment Agency (EEA), Waterbase - UWWTD: Urban Waste Water Treatment Directive – reported data,
<https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/waterbase-uwwtd-urban-waste-water-treatment-directive-7> [pristupljeno 11.02.2022]
- [20] Ganora, D., Hospido, A., Husemann, J., Krampe, J., Loderer, C., Longo, S., Moragas Bouyat, L., Obermaier, N., Piraccini, E., Stanev, S., Vaci, L., Pistocchi, A. Opportunities to improve energy use in urban wastewater treatment: a European-scale analysis, *Environmental Research Letters*, Vol. 14, No. 4, 044028, 2019. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab0b54>
- [21] Sechi, S., Giarola, S., Lanzini, A., Gandiglio, M., Santarelli, M., Oluleye, G., Hawkes, A. A bottom-up appraisal of the technically installable capacity of biogas-based solid oxide fuel cells for self power generation in wastewater treatment plants, *Journal of Environmental Management*, Vol. 279:111753, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2020.111753>
- [22] Xu, A., Wu, Y., Chen, Z., Wu, G., Wu, Q., Ling, F., Huang, W., Hu, H. Towards the new era of wastewater treatment of China: Development history, current status, and future directions, *Water Cycle*, Vol. 1, pp. 80–87, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.watcyc.2020.06.004>
- [23] Qu, J., Wang, H., Wang, K., of Housing and Urban-Rural Construction of the People's Republic of China (MOHURC) (2019), *National Municipal Wastewater Treatment Management System*, Beijing, China., https://english.www.gov.cn/state_council/2014/09/09/content_2814749862_84089.htm [pristupljeno 09.02.2022]
- [24] Gu, Y., Li, Y., Li, X., Luo, P., Wang, H., Wang, X., Wu, J., Fengting, L.. Energy Self-sufficient Wastewater Treatment Plants: Feasibilities and Challenges, *Energy Procedia*, Vol. 105, pp. 3741–3751, 2017.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.868>
- [25] Rothausen, S., Conway, D. Greenhouse-gas emissions from energy use in the water sector. *Nature Climate Change*, Vol. 1, pp. 210–219, 2011.
<https://doi.org/10.1038/Nclimate1147>
- [26] European Commission, Optimised Renewable Mix for Energy Saving in Waste Water Treatment Plants,
https://webgate.ec.europa.eu/life/publicWebsite/index.cfm?fuseaction=search.hdspPage&n_proj_id=4903 [pristupljeno 09.02.2022]
- [27] The European Parliament and the Council of the European Union. Water Framework Directive 2000/60/EC.
<https://water.europa.eu/freshwater/europe-freshwater/water-framework-directive> [pristupljeno 13.02.2022]
- [28] European Commission, Standard method and online tool for assessing and improving the energy efficiency of wastewater treatment plants,
<https://cordis.europa.eu/project/id/649819> [pristupljeno 13.02.2022]
- [29] Walker, N., Pryor Williams, A., Styles, D. Pitfalls in international benchmarking of energy intensity across wastewater treatment utilities, *Journal of Environmental Management*, Vol. 300, 113613, 2021.
<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.113613>
- [30] Zhang, M., Ma, Y. Energy use and challenges in current wastewater treatment plants, *A-B processes: Towards Energy Self-sufficient Municipal Wastewater Treatment*, Ch. 1, IWA Publishing, London, UK, 2019.
https://doi.org/10.2166/9781789060089_0001
- [31] *Energy Efficiency Opportunities in Wastewater Treatment Facilities*, Office of Environment and Heritage, 2019. <https://storage.googleapis.com/kms-au.appspot.com/sites/continuum/assets/f3f9e3ff-2686-43bc-bab0-86b469621f2d/wastewater-treatment-facilities-energy-efficiency-opportunities-190114.pdf> [pristupljeno 13.02.2022]
- [32] Danish Water and Wastewater Association (DANVA), (2020). Water in figures 2020, <http://www.e-pages.dk/danva/242> [pristupljeno 13.02.2022]
- [33] State of Green, Unlocking the potential of wastewater: using wastewater as a resource while protecting people and ecosystems, 2020.
<https://stateofgreen.com/en/publications/unlocking-the-potential-of-wastewater-treatment/> [pristupljeno 13.02.2022]
- [34] Wroblewski, J., Heidrich, Z.. Energochłonność miejskich oczyszczalni ścieków Cz. II. Badania własne, *Gaz, Woda i Technika Sanitarna*, No. 8, pp. 325–329, 2017. <https://doi.org/10.15199/17.2017.9.4>
- [35] Hansen, J., Becker, M.. *Is the energy-independency already state-of-art at NW-European wastewater treatment plants*, Marbella, Spain, 2013.
- [36] Gu, J., Li, J., Li, X., Luo, P., Wang, H., Robinson, Z., Wang, X., Wu, J., Li, F. The feasibility and challenges of energy self-sufficient wastewater treatment plants, *Applied Energy*, Vol. 204, pp. 1463–1475, 2017.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.02.069>
- [37] Llácer-Iglesias, R., López-Jiménez, A., Pérez-Sánchez, M. Energy Self-Sufficiency Aiming for Sustainable Wastewater Systems: Are All Options Being Explored?. *Sustainability*, Vol. 13, No. 10, 5537, 2021.
<https://doi.org/10.3390/su13105537>
- [38] Gandiglio, M., Lanzini, A., Soto, A., Leone, P., Santarelli, M. Enhancing the Energy Efficiency of Wastewater Treatment Plants through Co-digestion and Fuel Cell Systems, *Frontiers in Environmental Science*, Vol. 5, No. 13, 6056, 2017. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2017.00070>
- [39] He, Y., Zhu, Y., Chen, J., Huang, M., Wang, P., Wang, G., Zou, W., Zhou, G. Assessment of energy consumption of municipal wastewater treatment plants in China. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 228, 399–404, 2019.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.04.320>
- [40] Maslon, A., Czarnota, J., Szaja, A., Szulzyk-Cieplak, J., Lagod, G. The Enhancement of Energy Efficiency in a Wastewater Treatment Plant through Sustainable Biogas Use: Case Study from Poland, *Energies*, Vol. 13, No. 22, pp. 6056, 2020. <https://doi.org/10.3390/en13226056>
- [41] U.S. Department of Energy, *Energy Data Management Manual for the Wastewater Treatment Sector*, 2017.
<https://www.energy.gov/eere/sls/downloads/energy-data-management-manual-wastewater-treatment-sector> [pristupljeno 01.03.2022]
- [42] Li, Z., Zou, Z., Wang, L. Analysis and Forecasting of the Energy Consumption in Wastewater Treatment Plant, *Mathematical Problems in*

- Engineering, Vol. 2019, pp. 1-8, 8690898, 2019.
<https://doi.org/10.1155/2019/8690898>
- [43] 4 Ways To Create A More Energy Efficient Wastewater Treatment Plant, <https://www.oxymem.com/blog/4-ways-to-create-a-more-energy-efficient-wastewater-treatment-plant> [pristupljeno 01.03.2022]
- [44] Salkić, H., Softić, A., Salkić, A. Uticaj solarne elektrane na kvalitet električne energije u niskonaponskoj distributivnoj mreži, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 22, No. 1-2, pp. 137-144, 2020.
<https://doi.org/10.46793/EEE20-1-2.1375>
- [45] Babić, M. Istraživanje mogućih scenarija energetske budućnosti Republike Srbije uz pomoć backcasting methodology i softvera Energovizija MB, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 22, No. 1-2, pp. 1-9, 2020.
<https://doi.org/10.46793/EEE20-1-2.001B>
- [46] Aziz, N., Ramli, N., Hamid, M. Energy efficiency of wastewater treatment plant through aeration system, Desalination and Water Treatment, Vol. 156, pp. 38-45, 2019. <https://doi.org/10.5004/dwt.2019.24134>
- [47] Kato, H., Fujimoto H., Yamashina K. Operational Improvement of Main Pumps for Energy-Saving in Wastewater Treatment Plants, Water, Vol. 11, No. 12, 2438, 2019. <https://doi.org/10.3390/w11122438>
- [48] Kim, Y., Yoon, S., Mun, C., Kim, T., Kang, D., Sim, M., Hwang, E. Smart Day-ahead Pump Scheduling Scheme for Electricity Cost Optimization in a Sewage Treatment Plant, Water Conservation Science and Engineering, Vol. 6, pp. 79-94, 2021. <https://doi-org.libproxy.viko.lt/10.1007/s41101-021-00104-1>
- [49] Ekici, K.. Energy Saving Preventions for Aeration Process in Wastewater Treatment Plant, 2017. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.17054.74567>
- [50] Krstić, N., Klimenta, D., Tasić, D., Radosavljević, D. Određivanje optimalnih nagibnih uglova fotonaponskih panela uz uvažavanje smanjenja direktnih komponente iradijacije usled efekata senki u fotonaponskim sistemima, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 23, No. 3, pp. 45-53, 2021.
<https://doi.org/10.46793/EEE21-3.45K>
- [51] Antonijević, V., Mladenović, L., Dobrić, G., Žarković, M. Optimalno dimenzionisanje mikromreže sa obnovljivim izvorima energije u Srbiji, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 23, No. 4, pp. 16-22, 2021.
<https://doi.org/10.46793/EEE21-4.16A>
- [52] Mizuta, K., Shimada, M. Benchmarking energy consumption in municipal wastewater treatment plants in Japan, Water Science & Technology, Vol. 62, No. 10, pp. 2256-2262, 2010. <https://doi.org/10.2166/wst.2010.510>
- [53] Despotović, Ž., Rodić, A., Stevanović, I., Sistem napajanja i pametno upravljanje poljoprivrednim zemljištem korišćenjem obnovljivih izvora energije, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 24, No. 1, pp. 28-39,
<https://doi.org/10.46793/EEE22-1.28D>
- [54] Guo, Z., Sun, J., Pan, Y., Chiang, C.. Integration of green energy and advanced energy-efficient technologies for municipal wastewater treatment plants, International Journal of Environmental Research and Public Health, Vol. 16, No. 7, 1282, 2019. <https://doi.org/10.3390/ijerph16071282>
- [55] Strazzabosco, A., Kenway, J., Lant, A. Solar PV adoption in wastewater treatment plants: A review of practice in California, Journal of Environmental Management, Vol. 248, 109337, 2019.
<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.109337>
- [56] Gupta, K., Ali, I., Saleh, A., Nayak, A., Agarwal, S. Chemical treatment technologies for waste-water-recycling-an overview, RSC Advances, Vol. 12, No.16, pp. 6380-6388, 2012. <https://doi.org/10.1039/C2RA20340E>
- [57] Sun, Y., Lu, M., Sun, Y., Chen, Z., Duan, H., Liu, D. Application and Evaluation of Energy Conservation Technologies in Wastewater Treatment Plants, Applied Sciences, Vol. 9, 4501, 2019.
<https://doi.org/10.3390/app9214501>
- [58] The world's first solar folding roof, HORIZON, was built over the wastewater treatment plant of the city of Chur, Switzerland, <https://dhp-technology.ch/en/referenz/the-worlds-first-solar-folding-roof-horizon-was-built-over-the-wastewater-treatment-plant-of-the-city-of-chur-switzerland> [pristupljeno 05.03.2022]
- [59] Taha, M., Al-Sa'ed, R. Potential application of renewable energy sources at urban wastewater treatment facilities in Palestine – three case studies, Desalination and water treatment, Vol. 94, pp. 64-71, 2017.
<https://doi.org/10.5004/dwt.2017.21591>
- [60] Hao, X., Liu, R., Huang, X.. Evaluation of the potential for operating carbon neutral WWTPs in China, Water Research, Vol. 87, pp. 424-431, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2015.05.050>
- [61] Tzen, E. Renewable Energy Sources for Wastewater Treatment Plants. Frontiers, in Proc. *International Conference on wastewater treatment - FICWTM2017*, Palermo, Italy, 2017.
https://www.researchgate.net/publication/321755190_Renewable_Energy_Sources_for_Wastewater_Treatment_Plants [pristupljeno 10.03.2022]
- [62] Greenskies, Greenskies finishes 137-kW solar array at water treatment plant, <https://www.greenskies.com/about/news/greenskies-finishes-137-kw-solar-array-water-treatment-plant> [pristupljeno 10.03.2022]
- [63] Lertpocasombut, K., Sirimontree, S., Witchayangkoon, B., Thongchom, C., Winoto, V., Keawsawasvong, S. The Renewable Energy Sources for Municipal Wastewater Processes in Thailand: A Case Study of the Nonthaburi Wastewater Treatment Plant, Civil and Environmental Engineering, Vol. 17, No. 2, pp. 395-400, 2021. <https://doi.org/10.2478/cee-2021-0042>
- [64] Brachi, P., Di Fraia, S., Massarotti, N., Vanoli, L. Combined heat and power production based on sewage sludge gasification: An energy-efficient solution for wastewater treatment plants, Energy Conversion and Management: X, Vol. 13, 100171, 2022.
<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100171>
- [65] Sarpong, G., Gude, G. Codigestion and combined heat and power systems energize wastewater treatment plants – Analysis and case studies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 144, 110937, 2021.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110937>
- [66] Oregon WWTP's Energy Net Zero Journey, 2015.
<https://www.biocycle.net/oregon-wwtps-energy-net-zero-journey/> [pristupljeno 13.03.2022]
- [67] Aarhus Vand, A. Achieving 150% energy self-sufficiency at Marselisborg Wastewater Treatment Plant,
<https://www.aarhusvand.dk/en/international/about-us/news/achieving-150-energy-self-sufficiency-at-marselisborg-wwtp/> [pristupljeno 10.03.2022]

AUTORI/AUTHORS

msr Natalija Aleksić – istraživač pripravnik, Fakultet inženjerskih nauka, Univerzitet u Kragujevcu, natalija94u@gmail.com, ORCID [0000-0001-9341-7806](https://orcid.org/0000-0001-9341-7806)

dr Vanja Šušteršić – redovni profesor, Fakultet inženjerskih nauka, Univerzitet u Kragujevcu, vanjas@kg.ac.rs, ORCID [0000-0001-7773-4991](https://orcid.org/0000-0001-7773-4991)

msr Nikola Rakić – viši stručni saradnik, Fakultet inženjerskih nauka, Univerzitet u Kragujevcu, nikola.rakic@fink.rs, ORCID [0000-0002-3738-1869](https://orcid.org/0000-0002-3738-1869)

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

Angažovanje generatora i potrebe balansnih rezervi u prisustvu intermitentnih OIE: Studija slučaja elektroenergetskog sistema Srbije

Unit Commitment and Balancing Reserve Needs with Intermittent RES - Serbian Power System Case Study

Nenad Jovanović

LDK Consultants doo, Kralja Milana 17, Beograd, Srbija

Rezime - Intermitentna proizvodnja električne energije iz različitih obnovljivih izvora energije dodatno otežava angažovanje generatora (agregata) i planiranje rezervi na organizovanom dan-unapred tržištu električne energije. Konvencionalni modeli angažovanja generatora koji uključuju granice povećanja i smanjenja proizvodnje obično se predstavljaju stepenastim matematičkim funkcijama bez jasne razlike između snage i energije. Ovaj rad predstavlja studiju slučaja pristupa planiranju angažovanja generatora za slučaj elektroenergetskog sistema Srbije sa visokim instaliranim kapacitetom varijabilnim OIE, gde su potražnja i proizvodnja električne energije modelirani kao trenutne trajektorije snage. Proizvodnja generatora je modelirana linearnim funkcijama od jednog do drugog vremenskog intervala uzimajući u obzir stvarne putanje povećanja i smanjenja proizvodnje, čime se obezbeđuje efikasnije raspoređivanje rezervi, posebno tokom procesa uključenja i isključenja generatora. Za prikaz rasporeda rezervi pretpostavljaju se 10-minutni i 30-minutni mogući usponi generatora pri čemu su dužni da pruže sekundarne, tercijarne i rezerve u stanju mirovanja u zavisnosti od svojih tehničkih mogućnosti. Studija slučaja elektroenergetskog sistema Srbije predstavlja 24-časovno angažovanje generatora i raspored sekundarne i tercijarne rezerve naviše i naniže tokom vanrednih događaja kada se ne može iskoristiti fleksibilnost rezervi susednih elektroenergetskih sistema. Formulisanje optimizacionog matematičkog modela urađeno u softveru sistema opšteg algebarskog modeliranja GAMS, a optimizator CPLEX je korišćen u svrhu optimizacije problema.

Ključne reči – balansiranje, OIE, optimizacija, sekundarne i tercijarne rezerve

Abstract - Intermittent electricity generation of the various renewable energy sources sets additional burden on generation unit dispatching and reserve planning in day-ahead electricity market. The conventional unit commitment models which include rump-up and rump-down limits are usually presented with stepwise mathematical functions without clear distinction between power and energy. This paper presents a case study of generation unit dispatching planning approach for the case of Serbian power system with high installed variable RES capacity, where demand and generation are modelled as instantaneous power trajectories. Output of generation units is modelled with

piecewise-linear functions from one time interval to another, taking into account actual ramping trajectories thus providing more efficient reserve scheduling particularly during generators' start-up and shut-down processes. For the representation of reserve schedules, the 10-min and 30-min ramp capabilities of the generation units are assumed where they are obliged to provide secondary, tertiary and offline-tertiary reserves depending on their technical capabilities. The Serbian power system case study represents a 24-hour unit commitment planning and up/down secondary and tertiary reserve requirements during a scarcity event when reserve flexibility of neighbouring power systems cannot be utilised. Formulation of the optimisation mathematical model is performed via GAMS, the General Algebraic Modelling System, and CPLEX optimiser is used for problem optimisation purposes.

Index Terms – Balancing, Optimisation, RES, Secondary and tertiary reserves

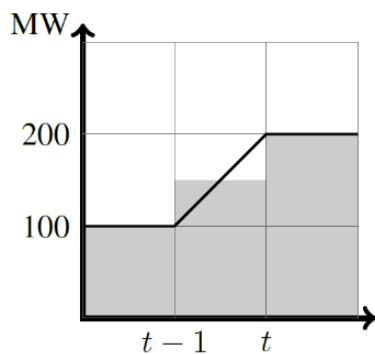
1 UVOD

Angažovanje generatora (AG) je široko poznat problem kao najefikasniji metod za nedeljno i dnevno planiranje elektroenergetskih sistema [1] i koriste ga mnogi operateri prenosnog sistema operateri za rad i upravljanje tržištem [2]. Da bi se garantovao raspored angažovanja koji daje AG problem otporan na nepredviđene situacije (kao što su odstupanja od planirane potrošnje i neplaniran ispad generatora), potrebno je obezbediti dovoljno balansne rezerve kako bi se preostali generatori mogli ponovo iskoristiti u datom vremenskom periodu i nadoknadili gubitke proizvodnje električne energije. Sve veći prodor intermitentnih obnovljivih izvora energije (OIE) predstavlja veliki izazov za rešavanje problema AG modela. Uticaj stohastičnosti i intermitentnosti energije vetra može biti veoma jak uticaj na rad elektroenergetskog sistema (EES). Ova činjenica je motivisala istraživanje predstavljeno u [3] gde su formulisani stohastički modeli, koji pored tehničkih izazova poput [4] sagledavaju i finansijski rizik centralizovanog i liberalizovanog sistema u kojima konvencionalne elektrane [5] i hidro kapaciteti [6] planiraju svoj rad u prisustvu visokog udela OIE.

U tradicionalnim AG formulacijama, proizvodnja generatora je modelirana prosečnom proizvodnjom tokom zadatog

vremenskog intervala, što rezultira profilima energije u vidu stepenastih funkcija. Iako modeli sa vremenskim intervalom ispod jednog sata ili u realnom vremenu omogućuju ublažavanje ovog problema, neadekvatno angažovanje na dan-unapred tržištu može ostaviti sisteme nespremnim u realnom vremenu da se suoče sa mogućim neizvesnostima. Neki EES su iskusili kratkoročne vanredne događaje pri dovoljnim količinama balansnih rezervi u smislu kapaciteta napajanja, ali nedovoljnom sposobnošću angažovanja rezerve navise i naniže koje se tiču brzine promene izlazne snage generatora, kao na primeru nezavisnog prenosnog operatera srednjeg kontinenta Amerike (MISO) iz 2011. godine odgovornog za upravljanje prenosnom mrežom u 15 država Sjedinjenih Američkih Država i provinciji Manitoba u Kanadi [7].

S tim u vezi, veoma je važno naglasiti da planiranje ukupne balansne rezerve u MW mora biti uslovljeno i mogućnošću generatora da u zadatom intervalu garantuju i brzinu promene proizvodnje (*eng. ramp rates*) kao što ilustruje Slika 1. Primer sa pomenute slike pretpostavlja generator koji mora da poveća proizvodnju za 100 MW. Izlazna snaga generatora pre intervala t iznosi 150 MW pa konačnih 200 MW u intervalu t , osenčeno sivom bojom. Međutim, kao što je pokazano u [8], formulacija AG zasnovana na energiji ne modelira ispravno jedinične stope porasta proizvodnje električne energije, što znači da ne može garantovati validno predviđenu proizvodnju. Tokom stvarne putanje povećanja proizvodnje generatora od intervala $t-1$ do t (predstavljeno crnom linijom) vidi se prvo višak osenčenog dela trajektorije energije između 100 i 150 MW, a zatim manjak između 150 MW i 200 MW gde nedostaje osenčeni deo. Takođe, pošto je početno povećanje proizvodnje 50 MW (polovina mogućnosti povećanja proizvodnje generatora), pogrešno bi se smatralo da je na raspolaganju rezerva od dodatnih 50 MW preostale fleksibilnosti navise tokom celog intervala. Ovo je naročito izraženo u trenutku isključenja i isključenja generatora gde je zanemarena proizvodnja u rasponu od nultog do tehničkog minimuma i stvara potrebu za dodatnim rezervama naročito kod većih generatora čije vreme uključenja i isključenja zahteva duži vremenski period.



Slika 1. Primer AG formulacije trajektorije energije i snage

Iz razloga opisanog problema potrebno je napraviti jasnu razliku između bloka energije (Slika 1, osenčeno sivom bojom) i trajektorije snage (Slika 1, označena crnom linijom). U ovom radu modelirana je AG formulacija predložena u [9], koja uključuje eksplicitne delimične linearne trajektorije snage generatora čime se pažljivo modeliraju stope proizvodnje

generatora (*eng. ramp rates*) i osigurava izvodljivost planirane proizvodnje i fleksibilnost zadate rezerve. Sa eksplicitnim putanjama snage moguće je garantovati da postoji dovoljno rezervi u bilo kom trenutku za pokrivanje ispada generatora ili drugih poremećaja.

Studija slučaja na primeru celog EES Srbije predstavljena je u ovom radu sa visokim nivoom detalja kratkoročnog planiranja. Predstavljen je rad EES sa realnim projekcijama potrošnje na dan 29. januar 2022. godine kao i ukupna proizvodnja vetroelektrana sa trenutnim instaliranim kapacitetom od 373 MW na prenosnoj mreži. Za ilustraciju rada EES sa većim udelom proizvodnje iz vetroelektrana predstavljena je varijanta studije gde je postojeća proizvodnja vetroelektrana uvećana 5 puta. Rezerve za nepredviđene situacije mogu biti konstantne u toku sata, kao za formulaciju zasnovanu na energiji, ili mogu biti vremenski promenljive. S obzirom da se analizira kratkoročno planiranje, rezerve se definišu kao vrednosti potrebne na kraju svakog sata i linearno variraju u roku od nekoliko sati, stvarajući kontinuiranu putanju linearne rezerve slično profilu snage. Zanemarivanje ograničenja prenosa omogućava konstrukciju jednostavnih primera, koji se koriste da ilustruju svojstva AG formulacije zasnovanoj na trajektoriji snage, pa je prenosni sistem Republike Srbije predstavljen kao izolovani sistem sa jednim mrežnim čvorištem.

Pored navedenih izazova u matematičkoj formulaciji problema angažovanja generatora i planiranja rezervi, sve je veća upotreba komercijalnih modela koji nemaju mogućnost promene osnovne formulacije već tzv. štelovanje dodatnih parametara što ne omogućuje rešavanje problema u potpunosti. Zato primena softverskih paketa poput GAMS-a (*eng. the General Algebraic Modelling System*) [10] dobija sve više na značaju poput [11]. Cela studija slučaja u ovom radu modelirana je u GAMS softveru koji predstavlja sistem opšteg algebarskog modeliranja koji omogućava primenu optimizacionih algoritama ili optimizatora uključujući i komercijalne algoritme poput CPLEX-a [12] koji je primenjen za rešavanje ove studije. Ostatak rada je predstavljen na sledeći način: odeljak II opisuje osnovne prednosti matematičke formulacije modela, odeljak III opisuje detalje EES Republike Srbije koji su korišćeni u ovoj studiji slučaja, u odeljku IV su predstavljeni rezultati tri scenarija i odeljak V iznosi glavne zaključke ovog rada i predstavlja potencijalna poboljšanja modela.

II AG FORMULACIJA MODELA

Model predstavljen u ovom radu se bazira na matematičkoj formulaciji i jednačinama iz naučnog rada [9]. Iz razloga kompleksnosti matematičke formulacije koja uključuje preko 40 jednačina i nejednačina ovaj odeljak predstavlja ključne prednosti AG formulacije na bazi trajektorije snage, tj. trenutne putanje potrošnje. Glavna prednost ovog pristupa je u tome što omogućava planiranje veoma precizne balansne rezerve jer njihovo izračunavanje uzima u obzir trajektoriju trenutne snage u toku jednog sata i sposobnost brzine promene proizvodnje (*eng. ramp rate*). U ovom odeljku su predstavljene glavne prednosti AG formulacije poput:

- detaljne trajektorije snage pri uključenju i isključenju generatora (opseg između nultog do tehničkog minimuma),

- detaljnog ograničenja brzine promene proizvodnje generatora sa potrebama rezerve.

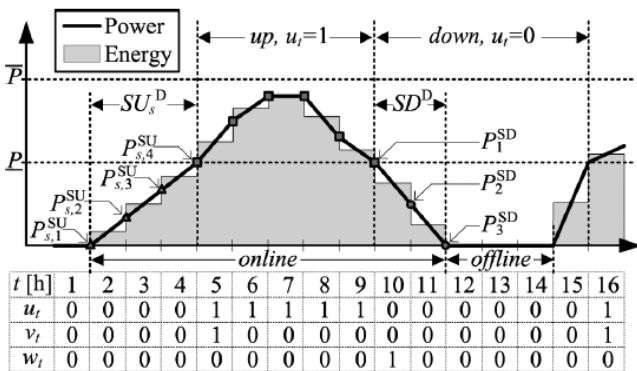
Cilj problema odnosno ciljna funkcija (*eng. objective function*) AG formulacije je minimizacija ukupnih troškova EES koji su definisani kao zbir različitih stavki troškova proizvodnje električne energije i obezbeđivanja balansnih rezervi. Fleksibilnost koju pruža svaki generator tokom zadatog vremenskog intervala t zavisi od njegove izlazne snage tokom prethodnog vremenskog intervala $t-1$ i od njegove mogućnosti brzine promene proizvodnje. Primenjene su i različite vrste balansnih rezervi: sekundarna rezerva naviše i naniže (10-minutni interval), tercijarna rezerva (30-minutni interval) i tercijarna rezerva naviše generatora koji su u stanju mirovanja (rezerve generatora van pogona).

Prednosti predložene AG formulacije sumira Tabela 1 a za detaljniju matematičku formulaciju pogledati (7)–(14) i (21)–(45) iz [9] u okviru drugog odeljka (*eng. II. PROPOSED APPROACH*).

Tabela 1. Pregled prednosti detaljne AG formulacije

optimizacija energije i rezerve	da
troškovi uključanja	3 opcije
trajektorija pokretanja generatora	3 opcije
trajektorija isključenja generatora	3 opcije
brzina promene proizvodnje generatora u pogonu	6 opcija
obrtne rezerve	4 opcije
rezerve u stanju mirovanja	2 opcije

A. Dimenzionisanje ukupne proizvodnje generatora



Slika 2. Detaljne trajektorije uključanja i isključenja¹

Jedna od najvećih doprinosa ovog modela je uzimanje u obzir ukupne proizvodnje generatora uključujući vreme uključanja i isključenja tokom koga generator radi u oblasti od nultog do tehničkog minimuma, koji ilustruje Slika 2. Energija je osenčena sivom bojom, a crnom linijom je predstavljena trajektorija snage. U tradicionalnim AG formulacijama izlazna snaga generatora je ograničena tehničkim minimumom (oznaka $\underline{P}$) i maksimalnom proizvodnjom (oznaka $\bar{P}$), predstavljeno na slici od vremenskog

intervala $t=5$ do $t=9$. Za ukupnu proizvodnju potrebno je dodati i vreme trajanja uključanja generatora, oznaka SU (*eng. start-up*), i isključenja generatora, oznaka SD (*eng. shut-down*), koje traju u periodu od $t=2$ do $t=4$ i od $t=10$ do $t=11$, respektivno. Binarna promenljiva u ukazuje na režim rada generatora, koja pri vrednosti 1 predstavlja rad između $\underline{P}$ i $\bar{P}$, i kod vrednosti 0 ukazuje na isključen generator međutim proizvodnja od nultog do tehničkog minimuma je uzeta u obzir. Dodatne binarne varijable v i w uzimaju respektivno vrednost 1 i 0 pri uključanju, tj. 0 i 1 pri isključenju generatora.

B. Dimenzionisanje ograničenja promene brine proizvodnje generatora

Istovremeno raspoređivanje sekundarnih i tercijarnih rezervi ne može preći granice brzine povećanja proizvodnje generatora. Sledeća ograničenja obezbeđuju da generator radi u granicama potrebe tercijarne rezerve naviše od 30 minuta

$$\frac{1}{2}p_{gt} - \frac{1}{2}p_{g,t-1} + r_{gt}^{3+} \leq 30RU_{gt}^{30'}$$

i obezbeđen je rad u okviru ograničenja sekundarne rezerve naviše od 10 minuta

$$\frac{1}{6}p_{gt} - \frac{1}{6}p_{g,t-1} + r_{gt}^{2+} + \frac{1}{2}r_{gt}^{3+} \leq 10RU_{gt}^{10'}$$

gde su: p_{gt} proizvodnja iznad tehničkog minimuma, r_{gt}^{2+} rezervisan kapacitet sekundarne rezerve naviše generatora, r_{gt}^{3+} rezervisan kapacitet tercijarne rezerve naviše i RU_{gt} mogućnost povećanja proizvodnje tokom intervala t . Obrnutom logikom se dimenzionišu sekundarna i tercijarna rezerva naniže. Postavljanje vremenskog intervala od 10 minuta za angažovanje sekundarne rezerve, umesto podrazumevanih 15 minuta, garantuje dodatnu spremnost održanja stabilnosti sistema usled nemogućnosti korišćenja fleksibilnosti interkonektivne prenosne mreže.

III OPIS ULAZNIH PARAMETARA I PRETPOSTAVKI

A. Ulazni podaci kapaciteta generatora

Ova studija obuhvata visok nivo detaljnog modeliranja svih generatora u značajnijih elektrana JP „Elektroprivreda Srbije“ koje predstavljaju ukupno 62 agregata iz 21 elektrane:

- 18 generatora iz 6 termoelektrana,
- 41 generatora iz 13 hidroelektrana i
- 3 generatora iz 2 termoelektrane-toplane.

U studiju nisu uključene male elektrane nezavisnih proizvođača, solarne i vetroelektrane priključene na distributivni sistem, čiji kapacitet može biti zanemaren za potrebe ove studije. S obzirom na nivo detalja modeliranih generatora, Tabela 2 sumira ukupan instalirani kapacitet generatora po tipu elektrana.

Tabela 2. Instalirani kapacitet elektrana

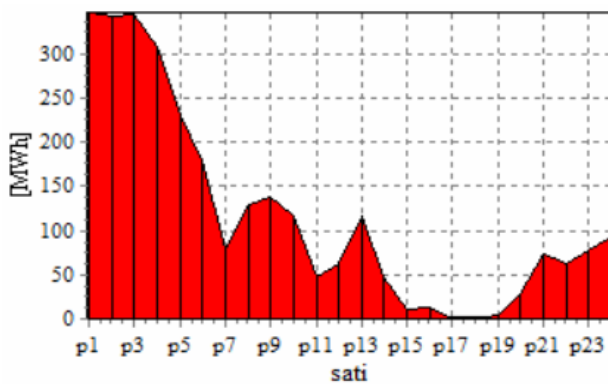
Tip elektrane	Instalirani kapacitet
Termoelektrane (TE)	4371 MW
Hidroelektrane (HE)	3007 MW
Termoelektrane-toplane (TE-TO)	305 MW

¹ Slika preuzeta iz naučnog rada [9]

Za potrebe proizvodnje električne energije uzet je u obzir i profil

proizvodnje svih vetroelektrana na dan 29. januar 2022. godine kao ulazni podatak (Slika 3).

Karakteristike svakog od generatora su bazirane na osnovu javno dostupnih informacija poput internet stranice JP „Elektroprivreda Srbije“ [13], platforme ENTSOE za transparentnost podataka [14], platforme AD „Elektromreža Srbije“ (EMS) za transparentnost [15], podataka dostupnih putem EMS-ove aplikacije *Energy Flux v3.0* [16], ENTSOE izveštaj srednjoročne prognoze adekvatnosti za 2020. godinu [17], izveštaja Agencije za Energetiku Republike Srbije [18] i objavljenih publikacija poput [19] koja detaljno opisuje angažovanje sva 4 generatora HE Zvornik sa uvidom u tehnički minimumom i ispuštanje biološkog minimuma. Podaci koji se tiču troškova rada generatora su pretpostavljeni na osnovu studije [20] pa samim tim se u rezultatima ne predstavlja informacija vezana za troškove rada EES i ona je van okvira ove studije slučaja.



Slika 3. Profil proizvodnje vetroelektrana 29. januar 2022.

Kada je u pitanju potreba za balansnim rezervama, odnosno sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti i rezerve u stanju mirovanja (u daljem testu: sekundarne i tercijarne rezerve), generatori su klasifikovani u zavisnosti od svojih tehničkih mogućnosti objavljeni u [21] i [22]. Shodno tome, rad u sekundarnoj rezervi je pripisan elektrana sa njihovim brojem generatora i maksimalan opsegima koje predstavlja Tabela 3.

Tabela 3. Elektrane koje pružaju usluge sekundarne rezerve

Naziv elektrane	Kapacitet rezerve
HE Đerdap 1	6 x 100 MW
HE Bistrica	2 x 25 MW
HE Bajina Bašta	4 x 30 MW
RHE Bajina Bašta	2 x 100 MW
TE Nikola Tesla A3-A6	3 x 30 MW

U tercijarnu rezervu uzete su sposobnosti rada svih generatora sa njihovim brzinama promene proizvodnje aktivne energije kako bi se oslobodila sekundarna rezerva ili potpomogla stabilnost EES usled mogućih većih poremećaja. Pored pružanja rezerve generatora koji su u pogonu, uzeta je u obzir i rezerva generatora, koji nisu u pogonu (rezerva u stanju mirovanja) a koji mogu biti upotrebljeni za dovođenje EES u stanje kakvo je bilo pre poremećaja.

Veoma je bitno napomenuti da je prikupljanje podataka tehničkih karakteristika svih generatora u EES Srbije jedan

veoma zahtevan i kompleksan proces i da je potrebna veća transparentnost podataka u cilju poboljšanja kvaliteta istraživačkih aktivnosti vezano za elektroenergetiku u Republici Srbiji.

B. Pretpostavke rada EES

Za što preciznije i detaljnije predstavljanje kratkoročnog plana rada EES Republike Srbije, uzet je u obzir obavezni režim rada generatora termoelektrana TE Nikola Tesla A1 i A2, kao i TE Kostolac A1 i A2, koje zbog snabdevanja toplotnom energijom tokom zimske sezone moraju biti stalno u pogonu. To podrazumeva da model nema opciju isključenja ovih generatora već im može prilagoditi izlaznu snagu u zadatom vremenskom intervalu. Dodatno je smanjena izlazna snaga svih generatora termoelektrana u proseku za oko 8% radi predstavljanja energije koja je utrošena za sopstvenu potrošnju.

Rad hidroelektrana je ograničen na oko 30% ukupne dnevne proizvodnje kako model ne bi koristio ukupan instaliran kapacitet usled minimizacije ukupnih troškova proizvodnje. Za svaki od generatora određena je maksimalna energija (izražena u MWh) koja može biti proizvedena za period od 24 časa. Na taj način dobija se realnija slika proizvodnje i angažovanja generatora hidroelektrana, naročito pri vršnoj potrošnji.

Kao što je opisano u uvodnom odeljku, rezerve se specificiraju prema vrednosti snage na kraju svakog sata i linearno variraju u roku od nekoliko sati, stvarajući kontinuiranu putanju linearne rezerve slično profilu snage. Tako da je za potrebe sekundarne rezerve uzet opseg od 104 MW do 131 MW i za potrebe tercijarne rezerve opseg od 209 MW do 260 MW podjednako za naviše i naniže u zavisnosti od profila opterećenja. Ove vrednosti su iskazane kao udeo od 2,5% i 5% od ukupnog opterećenja respektivno za sekundarnu i tercijarnu balansnu rezervu. Kod primera većeg udela OIE, ti procenti su povećani na 4% i 8%, što u trenucima vršnog opterećenja predstavlja ukupne balansne rezerve od 631 MW.

IV REZULTATI STUDIJE SLUČAJA

Ovaj odeljak proučava problem angažovanja generatora i planiranje balansnih rezervi iz perspektive EES Republike Srbije u periodu od 24 sata. Kao reprezentativni primer uzet je dan 29. januar 2022. godine (subota) koji je karakterističan po tome što je proizvodnja električne energije iz vetroelektrana na najvišem nivou u trenutku kada potrošnja električne energije opada tokom jutarnjih sati. Predstavljani su rezultati studije za 3 scenarija:

- referentni scenario - reprodukcija proizvodnje 29. januara 2022. godine,
- scenario isključenja najvećeg generatora - analiza rada EES pri isključenju TE Nikola Tesla B1,
- scenario sa visokim udelom OIE - predstavljanje fleksibilnosti rada EES sa pet puta većom penetracijom OIE u odnosu na referentni scenario.

A. Referentni scenario

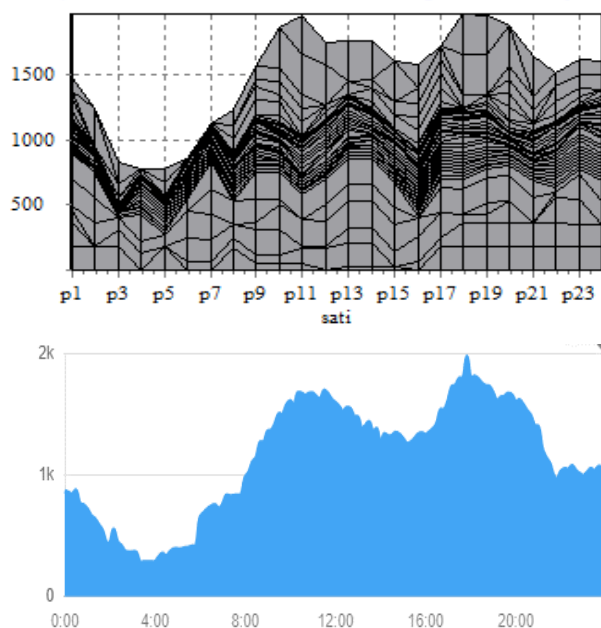
Reprodukcija proizvodnje na osnovu realnih podataka za dan 29. januar 2022. godine služi za testiranje i baždarenje modela po pitanju fleksibilne proizvodnje koja se u EES Republike Srbije najviše zasniva na hidro potencijalima. Ovaj scenario ima za cilj da prikaže presek proizvodnje na osnovu raspoloživih kapaciteta

i ne pokušava da oslika identičnu proizvodnju iz realnosti, jer nisu uzete u obzir realno stanje hidrorezervi, uvoz, izvoz, nedostupnost rada određenih generatora kao i pojedini mali kapaciteti.

Tabela 4 predstavlja ukupnu dnevnu proizvedenu električnu energiju iz hidro i termoelektrana, na osnovu koje se vidi znatno veća potreba proizvodnje električne energije u odnosu na stvarnu realizaciju kako bi se namirile potrebe dnevne potrošnje bez potrebe za uvozom. Bitan parametar koji je baždaren ovim scenarijom je odnos udela proizvodnje dveju tehnologija gde je приметно odstupanje manje od 1%.

Tabela 4. Dnevna proizvodnja hidroenergije i termoenenergije

	Energija [MWh]	Udeo ukupne proizvodnje [%]
Model		
Hidroenergija	35.962	30,89
Termoenenergija	77.610	66,66
Stvarna realizacija		
Hidroenergija	27.894	30
Termoenenergija	59.411	66,3

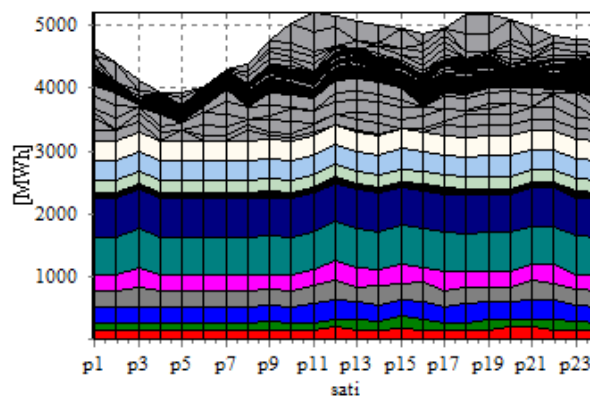


Slika 4. Hidro proizvodnja u MWh kao rezultat modela (gornja slika) i realna realizacija u GWh sa *Energy Flux*-a (donja slika²)

Slika 4 predstavlja detaljnije baždarenje modela i upoređuje proizvodnju iz hidroelektrana koja je dobijena kao izlazni podatak iz modela i stvarna realizacija. U gornjem delu slike je rezultat modela u vidu jednočasovne proizvodnje svih hidro generatora u pogonu i u donjem delu slike je 10-minutna proizvodnja koja je ostvarena tokom pomenutog dana i predstavljena na osnovu grafika sa aplikacije *Energy Flux*. Dobijen profil proizvodnje hidroelektrana ukazuje na dobru

usaglašenost fleksibilnosti proizvodnje sa realnim slučajem, koja omogućuje efikasno praćenje profila potrošnje.

Rad svih generatora u referentnom scenariju predstavlja Slika 5. Generatori hidroelektrana prikazani su sivom bojom, a termoelektrane ostalim bojama sledećim redosledom odozdo ka gore: TE Nikola Tesla A1-A2, A4-A6, TE Nikola Tesla B1-B2, TE Kostolac A1-A2 i Kostolac B1 i B2. Proizvodnja vetroelektrana (Slika 3) je ulazni podatak i njome se ne može upravljati tako da nije uzeta u razmatranje i analizu.

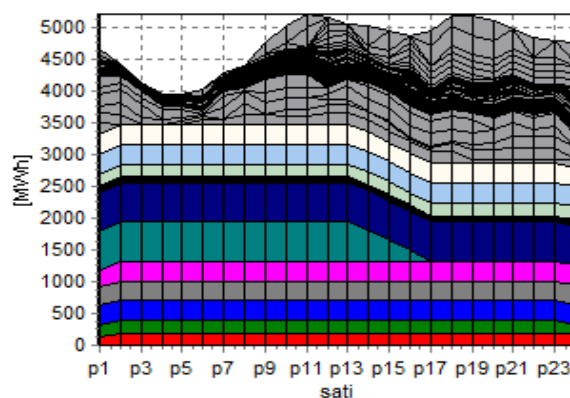


Slika 5. Rad svih generatora u referentnom scenariju

Potrebe balansne rezerve su u ovom slučaju podmirene iz hidroelektrana i to:

- sekundarne rezerve naniže: generatori Đerdapa 1 i Bajine Bašte,
- sekundarne rezerve naviše: generatori Đerdapa 1,
- tercijarne rezerve naniže: generatori Đerdapa 1 i Vrla 2-4,
- tercijarne rezerve naviše: generatori Đerdapa 1 i 2.

B. Scenario isključenja najvećeg generatora



Slika 6. Rad generatora pri isključenju TENT B1

U ovom scenariju predstavljena je jedna od prednosti modela a to je ukupna proizvodnja generatora sa trajektorijama uključenja i isključenja (za detaljno objašnjenje pogledati odeljak II, Slika 2). Kao najveći generator odabran je TE Nikola Tesla B1 (TENT B1) instalirane snage 650 MW i zadato je isključenje u vremenu $t=15$ (binarna varijabla $w_{15,TENT\ B1}=1$) kao ulazni podatak modela.

² Uslikano sa aplikacije *Energy Flux* [16] dana 29. januara 2022.

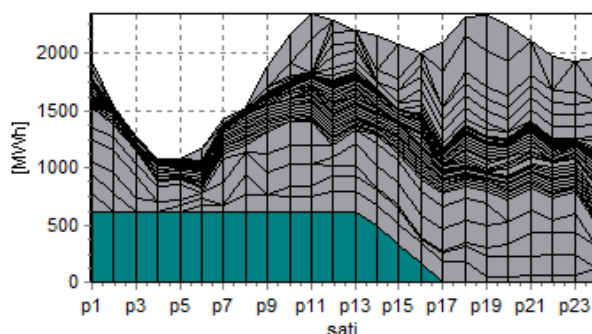
Radi ilustracije vreme isključenja ovog generatora je podešeno na 3 sata (parametar vremena isključenja generatora $SD=3$). S obzirom da model radi sa perspektivom perfektne informacije o planiranom isključenju pomenutog generatora, model odlučuje da angažuje veću izlaznu snagu svih termo generatora od 2. do 13. sata na ukupno 3.476 MWh satne proizvodnje (Slika 6) u odnosu na referentni scenario gde je satna proizvodnja iznosila 3217 MWh.

Ograničena proizvodnja iz hidroelektrana je najviše uticala na ovakav način rada termoelektrana, takođe i dodatna mogućnost povećanja proizvodnje bez angažovanja dodatnih termo generatora. Na ovaj način održan je isti udeo ukupne proizvodnje hidro i termo kapaciteta (Tabela 5).

Tabela 5. Ukupna proizvodnja hidro i termoelektrana u odnosu na referentni scenario

	Energija [MWh]	Udeo ukupne proizvodnje [%]
Referentni scenario		
Hydroenergija	35.962	30,89
Termoenergija	77.610	66,66
Scenario isključenja TENT B1		
Hydroenergija	36.105	31,01
Termoenergija	77,467	66,54

S obzirom da je rad termo generatora održan na njihovoj maksimalnoj snazi nakon 13. sata, rad EES pri gašenju TENT B1 treba fokusirati na analizi trajektorije isključenja i prilagođavanja rada hidroelektrana. Slika 7 prikazuje smanjenje proizvodnje TENT B1 (označeno tamno zelenom bojom) od maksimalne snage tokom $t=13$ do tehničkog minimuma tokom $t=14$. U vremenskom intervalu $t=15$ zadato je isključenje generatora i u tom trenutku proizvodnja je na 2/3 tehničkog minimuma, da bi tokom $t=16$ dostigla 1/3 i na kraju bio potpuno van pogona u satu $t=17$. Nedostatak energije koju bi TENT B1 proizvodio je najviše pokriven iz reverzibilne HE Bajina Bašta sa oba generatora i HE Đerdap 1 sa svoja tri generatora. Ovo je veoma važna prednost modela u planiranju rada, jer u slučaju tradicionalnih AG formulacija koje u jednom trenutku isključuju generator sa tehničkog minimuma rada. U slučaju modeliranja EES Republike Srbije to bi predstavljalo gubitak od preko 450 MW što u određenom delu dana može biti i preko 10% ukupne proizvodnje.



Slika 7. Trajektorija isključenja TENT B1

Angažovanje generatora TENT B1 putem logičkih binarnih varijabli predstavlja Tabela 6 za period dva sata pre i posle isključenja. Jasno se vidi da je binarna varijabla koja definiše status pogona generatora $u_{TENT B1}$ imala vrednost 1 dok je TENT B1 bio uključen, a zatim preuzela vrednost 0 nakon što je određeno isključenje binarnom varijablom $w_{TENT B1}$ od trenutka $t=15$. Binarna varijabla koja određuje uključenje generatora $v_{TENT B1}$ je ostala nepromenjena jer se generator više nije vraćao u pogon.

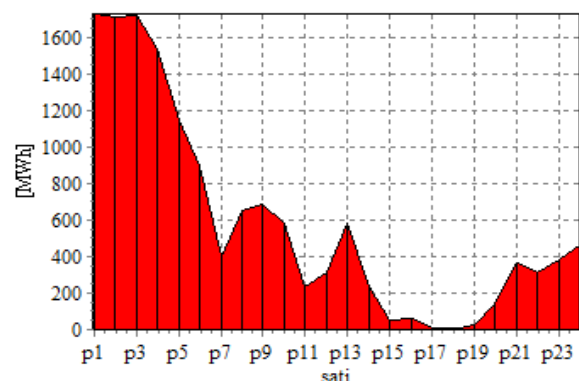
Tabela 6. Angažovanje generatora TENT B1

t	13	14	15	16	17
$u_{TENT B1}$	1	1	0	0	0
$v_{TENT B1}$	0	0	0	0	0
$w_{TENT B1}$	0	0	1	0	0

Bitno je napomenuti da su sekundarne i tercijarne rezerve podmirene istim generatorima hidroelektrana kao i u referentnom scenariju uz nešto izmenjene izlazne snage.

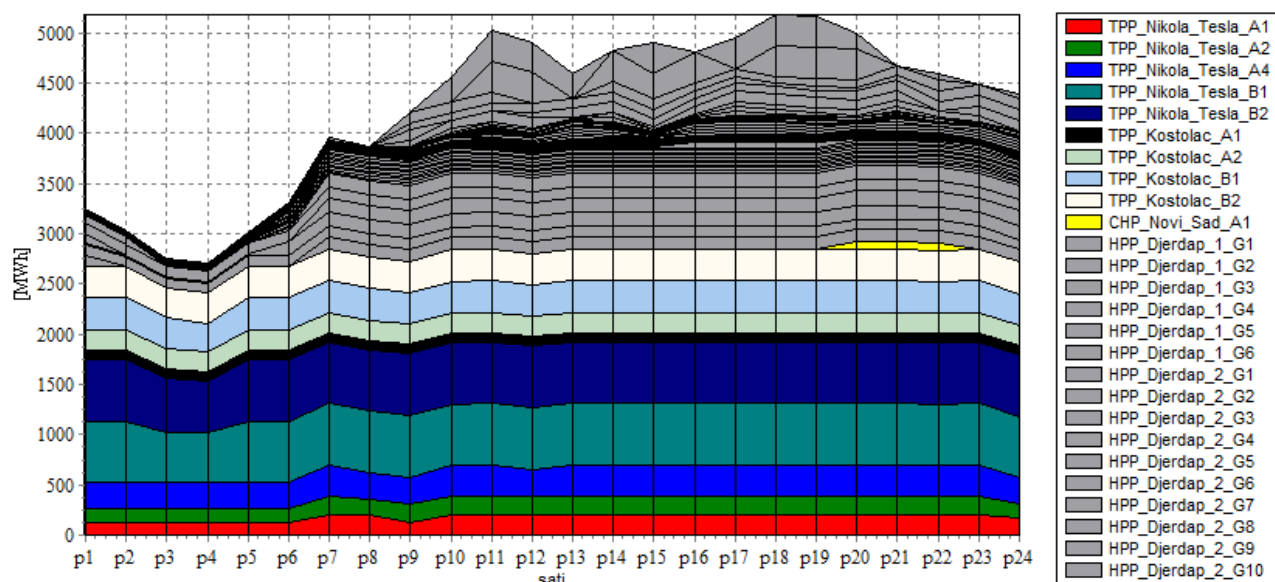
C. Scenario sa visokim udelom intermitentnih OIE

Trenutni instalirani kapacitet intermitentnih OIE u EES Republike Srbije pripadaju vetroelektranama i oni povezani su na prenosnu mrežu iznose 373 MW, što trenutno ne predstavlja veliki izazov pri balansiranju. U predstojećim godinama očekuje se znatno veći rast pa je s tim u vezi pretpostavljen kapacitet koji je 5 puta veći od postojećeg, ukupno 1865 MW. Na osnovu profila proizvodnje 29. januara 2022. godine (pogledati odeljak III, Slika 3) pretpostavljena je moguća projekcija proizvodnje vetroelektrana sa mogućim ekstremom u vremenskom intervalu $t=18$ gde nije predviđena proizvodnja, tj. iznosi 0 MWh. Slika 8 predstavlja projekciju proizvodnje visokog udela OIE u ovom scenariju gde je vršna proizvodnja stabilna tokom prva tri sata i u proseku iznosi 1725 MWh na satnom nivou u trenutku kada ukupna potrošnja električne energije pada za 515 MW, tačnije sa 4991 MW tokom $t=1$ na 4476 MW tokom $t=3$.



Slika 8. Projektovana proizvodnja visokog udela OIE

Ovakva projekcija proizvodnje vetroelektrana ima znatan uticaj na rad tradicionalnih generatora u jutarnjim satima kada opada potrošnja, hidroelektrane znatno smanjuju svoju proizvodnju a termoelektrane rade na svojim tehničkim minimumima. Slika 9 prikazuje rad svih angažovanih generatora termo i hidroelektrana pri visokom udelu OIE. Hidroelektrane su predstavljene sivom bojom, a termoelektrane ostalim bojama kao na legendi slike.



Slika 9. Rad angažovanih generatora pri visokom udelu intermitentnih OIE

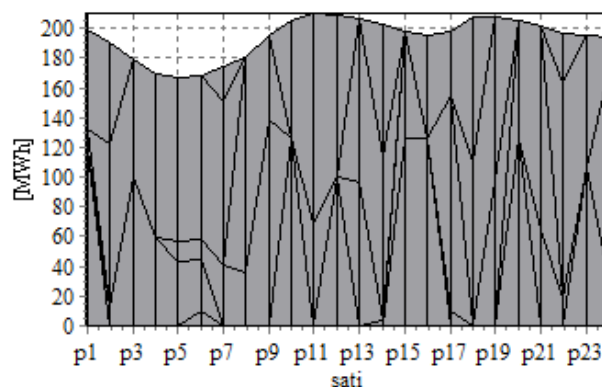
U odnosu na referentni scenario generatori TE Nikola Tesla A5-A6 nisu angažovani i zanimljivo je videti da je generator TE-TO Novi Sad A1 (označen žutom bojom na slici) angažovan tokom vršne potrošnje u periodu od $t=20$ do $t=21$. Dodatne razlike proizvodnje u poređenju sa referentnim scenarijom su sledeće:

- Rad hidroelektrana do intervala $t=5$ je uglavnom baziran na generatorima HE Đerdap 1, ostali koji su angažovani rade na nivou svog biološkog minimuma. U referentnom scenariju su bili angažovani i generatori HE Đerdap 2, HE i reverzibilna HE Bajina Bašta.
- Ukupna proizvodnja hidroelektrana tokom $t=3$ i $t=4$ je svedena na samo 296 MWh na satnom nivou za razliku od 653 MWh i 774 MW respektivno u referentnom scenariju.
- Velika penetracija vetroelektrana je dodatno spustila proizvodnju TENT B1-B2 na svoje tehničke minimume kao i manji pad proizvodnje TE Kostolac B1-B2 u odnosu na referentni scenario kada su generatori termoelektrana radili sa skoro konstantnom izlaznom snagom.
- Zabeležen je pad proizvodnje hidroelektrana u odnosu na referentni scenario za 4,11% (1467 MWh manje) i pad proizvodnje termoelektrana za 14,13% (10936 MWh manje).

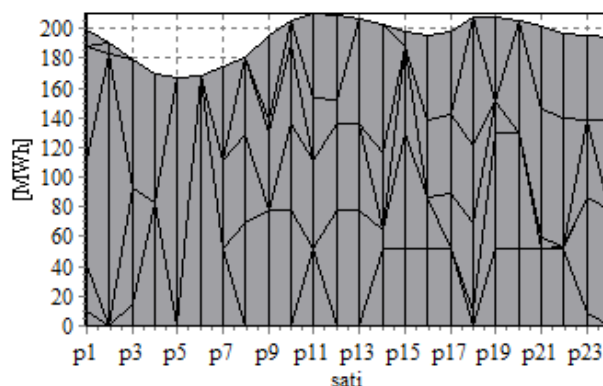
Pored uticaja OIE na pomenuto poniranje termoelektrana u jutarnjim satima, na takav tok proizvodnje je uticao i metod AG formulacije koji u istom trenutku planira dispečiranje, planiranje kapaciteta balansnih rezervi kao i ograničenja brzine promene proizvodnje generatora. U suprotnom, termoelektrane su mogle nesmetano nastaviti svoju proizvodnju uz smanjenu proizvodnju hidroelektrana što bi dovelo do nedovoljnog podmirivanja potreba balansnih rezervi.

Ključno je naglasiti da je i pri visokim udelom OIE zadovoljena potreba proizvodnje električne energije i planiranje sekundarnih i tercijarnih rezervi, kako u vidu kapaciteta tako i u vidu brzine promene proizvodnje generatora. U ovom scenariju vetroelektrane čine 12,26% u ukupnoj potrošnji, sa minimalnim udelom od 0% u intervalu $t=18$ i maksimalnim udelom od

38,54% tokom $t=3$. Potrebe za sekundarnim rezervama nadole (Slika 10) i nagore (Slika 11) iskazane kao udeo od 4% od ukupnog opterećenja i podmirene su generatorima HE Đerdap 1 i generatorom HE Bajina Bašta.



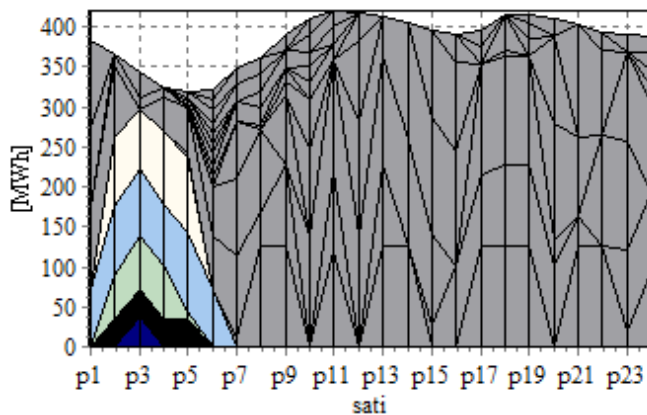
Slika 10. Potrebe sekundarne rezerve nadole



Slika 11. Potrebe sekundarne rezerve nagore

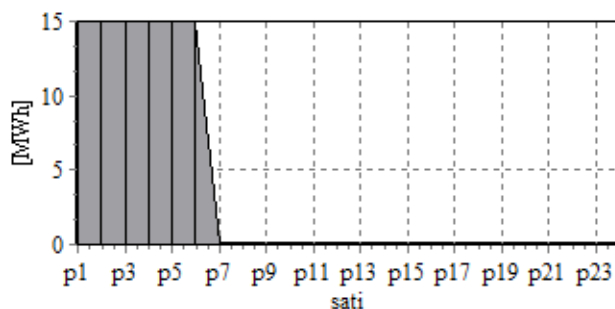
Potrebe tercijarne rezerve nadole i nagore su iskazane kao udeo od 8% od ukupnog opterećenja. Tercijarne rezerve nadole su u

prvih par sati (od $t=1$ do $t=6$) bile podmirene generatorima TE Nikola Tesla B2, TE Kostolac A1-A2 i B1-B2 (Slika 12, označeno respektivno teget, crnom, zelenom, svetlo plavom i belom bojom). U odnosu na referentni scenario kada su generatori HE Đerdap 1 i Vrla 2-4 bili jedini koji su podmirivali ove potrebe, u ovom scenariju su pored termoelektrana bili potrebni i svi generatori HE Đerdap 1 i 2 u određenim intervalima nakon $t=6$ (označeni sivom bojom).



Slika 12. Potrebe tercijarne rezerve nadole

Tercijarnu rezervu nadole potpomaže i rezerva u stanju mirovanja (Slika 13) koju u ovom slučaju čini generator HE Bistrica G1 u periodu od $t=1$ do $t=7$ zbog proizvodnje na svom biološkom minimumu.



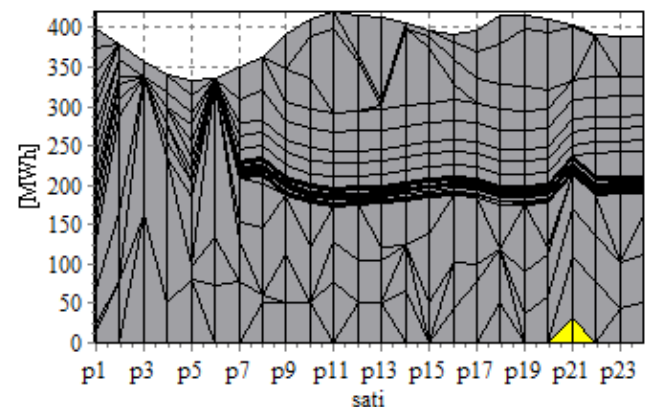
Slika 13. Tercijarna rezerva nadole u stanju mirovanja

Tercijarna rezerva nagore je podmirena uglavnom generatorima hidroelektranama (Slika 14, označeno sivom bojom) i TE-TO Novi Sad A1 (Slika 14, označeno žutom bojom) u različitim intervalima i to:

- 6 generatora HE Đerdap 1
- 10 generatora HE Đerdap 2
- HE Vrla 1-4
- 2 generatora HE Pirot
- 4 generatora HE Bajina Bašta
- TE-TO Novi Sad A samo tokom $t=21$

Potrebe za angažovanjem reverzibilne HE Bajina Bašta viđene su samo u generatorskom režimu rada tokom vršnog opterećenja. Za podmirivanje potreba rezervi reverzibilna elektrana nije bila preporučena ni u generatorskom ni u pumpnom režimu rada, zbog dovoljne fleksibilnosti celokupnog EES i zbog tehničkih i finansijskih karakteristika reverzibilne hidroelektrane. Naravno, ovaj rezultat ne podrazumeva da u praksi ne postoji velika

potreba ovako fleksibilne elektrane, naročito usled nedostupnosti pojedinih generatora drugih elektrana a posebno u slučaju još veće penetracije intermitentnih OIE od pretpostavljenih u ovoj studiji slučaja.



Slika 14. Potrebe tercijarne rezerve nagore

V ZAKLJUČAK

Ovaj rad opisuje formulaciju i implementaciju studije slučaja pristupa planiranju angažovanja generatora elektroenergetskog sistema (EES) Republike Srbije sa visokom udelom intermitentnim obnovljivim izvorima energije, gde je proizvodnja generatora modelirana u vidu trenutne trajektorije snage. Model ima za cilj da sa visokim nivoom detalja predstavi kratkoročni rad EES kako bi preciznije analizirao problemom angažovanja generatora i planiranja potrebnih balansnih rezervi, kao što je uticaj sve veće penetracije intermitentnih OIE ali i mogućih poremećaja u radu.

Da bi se ilustrovale mogućnosti i prednosti modela, izvršena je optimizacija korišćenjem istorijskih podataka za slučaj Republike Srbije. Poređenje između realne proizvodnje i simulacije ukazuje na prilično dobro slaganje rada EES i rezultata modela. Dodatne simulacije su takođe sprovedene da bi se procenio uticaj povećanja udela intermitentnih OIE. Rezultati pokazuju da postoji dovoljno tehničke fleksibilnosti za balansiranje značajne količine intermitentnih obnovljivih izvora energije (do 5 puta više od postojeće penetracije). Za scenarije veće penetracije OIE nije bilo potrebe za dodatnom fleksibilnošću kroz korišćenje kapaciteta reverzibilne elektrane u generatorskom i režimu pumpe.

Budući rad bi mogao biti nastavljen dopunom matematičke formulacije kako bi model pokrio poboljšanja koja obuhvataju: uključivanje predstavljanja potreba sekundarne i tercijarne rezerve kroz zadovoljavanje N-1 kriterijuma, detaljno predstavljanje CO₂ emisija i dodavanje stohastičkih karakteristika.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Autor ovog rada se zahvaljuje kompaniji LDK Consultants na finansiranju ove studije slučaja i korisnim komentarima i smernicama kolega koje su bile uključene u reviziju ovog rada.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Padhy, N. P. Unit commitment-a bibliographical survey, IEEE Transactions

- on Power Systems, Vol. 19, pp. 1196–205, 2004.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.821611>
- [2] Baldick, R., Helman, U., Hobbs, B.F., O'Neill, R.P. Design of Efficient Generation Markets, Proceedings of the IEEE, Vol. 93, No. 11, pp. 1998–2012, 2005. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2005.857484>
- [3] Jovanović, N. *Electricity markets operation planning with risk-averse agents: Stochastic decomposition and equilibrium*, Delft University of Technology, Delft, 2019. <https://doi.org/10.4233/UUID:B8DF286A-FCBB-486F-90AF-4BEBAC135BDE>
- [4] Morales-España, G., Correa-Posada, C. M., Ramos, A. Tight and Compact MIP Formulation of Configuration-Based Combined-Cycle Units, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 2, pp. 1350–1359, 2016. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2425833>
- [5] Jovanović, N., García-González, J., Barquín, J., Cerisola, S. Electricity market short-term risk management via risk-adjusted probability measures, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 11, pp. 2599–2607, 2017. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1731>
- [6] Jovanović, N., García-González, J., Cerisola, S., Barquín, J. Impact of Risk Aversion on the Operation of Hydroelectric Reservoirs in the Presence of Renewable Energy Sources, Energies, Vol. 11, No. 6, pp. 1389–1409, 2018. <https://doi.org/10.3390/en11061389>
- [7] Navid, N., Rosenwald, G., Chatterjee, D., Ramp Capability for Load Following in the MISO Markets, MISO Market Development and Analysis, Technical Report 2011.
- [8] Morales-España, G., Ramírez-Elizondo, L., Hobbs, B.F. Hidden power system inflexibilities imposed by traditional unit commitment formulations, Applied Energy, Vol. 191, pp. 223–38, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.089>
- [9] Morales-España, G., Ramos, A., García-González, J. An MIP Formulation for Joint Market-Clearing of Energy and Reserves Based on Ramp Scheduling, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 29, No. 1, pp. 476–488, 2014. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2259601>
- [10] GAMS Home Page n.d., <https://www.gams.com/> [pristupljeno 15.03.2022]
- [11] Nikitović, L., Čalasan, M., Mujović, S., Drinčić, F. Primjena programa GAMS u svrhu optimizacije troškova proizvodnje električne energije, Energija, Ekonomija, Ekologija, Vol. 20, No. 1–2, pp. 275–279, 2018.
- [12] IBM. IBM ILOG CPLEX Optimizer. CPLEX Optimizer 2022, <https://www.ibm.com/analytics/cplex-optimizer> [pristupljeno 15.03.2022]
- [13] EPS. Proizvodni kapaciteti JP „Elektroprivreda Srbije“ 2022, <http://www.eps.rs/lat/Stranice/Kapaciteti-EIEn.aspx> [pristupljeno 15.03.2022]
- [14] ENTSOE Transparency Platform 2022, <https://transparency.entsoe.eu/> [pristupljeno 15.03.2022]
- [15] Platforma EMS AD za transparentnost 2022, <https://transparency.ems.rs/index.php?lang=sr> [pristupljeno 15.03.2022]
- [16] Energy Flux v3.0 2022, <https://ems.energyflux.rs/#/dashboard> [pristupljeno 15.03.2022]
- [17] ENTSO-E. Mid-term Adequacy Forecast 2020 Edition. 2021. [pristupljeno 15.03.2022]
- [18] Agencija za energetiku Republike Srbije. Izveštaji 2022. <http://aers.rs/Index.asp?l=1&a=53> [pristupljeno 18.03.2022]
- [19] Milić, S. Analiza režima rada hidroelektrana, Energija, Ekonomija, Ekologija, Vol. 14, No. 1–2, pp. 188–193, 2012.
- [20] EKC, EHIP. *Assessment of the Impact of High Levels of Decarbonization and Clean Energy on the Electricity Market and Network Operation in Southeast Europe*, 2021. <https://usea.org/sites/default/files/SEE%20Decarbonization%20in%202030%20-%20EMI%20FINAL%20REPORT%20-%202022%20DEC%202021.pdf> [pristupljeno 25.03.2022]
- [21] Radović, G., Popović, D., Kovačević, P., Ivanović, M., Minić, S., Bogdanović, S., Čirić, Z., Džepčeski, D., Arnautović, D. Primarna, sekundarna i tercijarna regulacija učestanosti i primarna regulacija napona u EPS-u, Zbornik radova Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Vol. 20, pp. 179–200, 2010. <http://www.zbornik-eint.org/wp-content/uploads/2015/04/14Primarna-sekundarna-i-tercijarna-regulacija.pdf> [pristupljeno 25.03.2022]
- [22] Jakupović, G., Čukalevski, N., Mihajlović, L., Karać, Z., Samardžić, N., Obradović, N., Đurđević, M. Postupak uvođenja termoagregata TENT-a u sistem sekundarne regulacije frekvencije i snage razmene, Energija, Ekonomija, Ekologija, Vol. 13, No. 1, pp. 107–111, 2011.

AUTORI/AUTHORS

dr Nenad Jovanović - doktor elektrotehničkih nauka, konsultant za energetiku u LDK Consultants doo, jovanovic@ldk.gr, ORCID [0000-0003-4653-7615](https://orcid.org/0000-0003-4653-7615)

Moguća uloga hidrosistema „Lim-Zapadna Morava“ u obezbeđivanju elektroenergetske, privredne i društvene sigurnosti i stabilnosti u Srbiji

Possible role of “Lim-Zapadna Morava” Hydro System in Providing Power Supply, Economic and Social Security and Stability in Serbia

Vladimir Šiljkut, Radoš Čabarkapa, Aleksandar Latinović, Jovan Ilić, Dragan Surudžić

Javno preduzeće „Elektroprivreda Srbije“, Carice Milice 2, 11000 Beograd

Rezime - Sve izraženije klimatske promene i zagađenje životne sredine uzrokuju smanjenje raspoloživih količina kvalitetne vode i sve veće razlike količina padavina po sezonama. Postavlja se pitanje na koji način obezbediti dovoljne količine vode za snabdevanje stanovništva, poljoprivrede, industrije i proizvodnju električne energije. Izvorišta kvalitetne vode su najčešće locirana u područjima znatno udaljenim od centara potrošnje, pa je nužna izgradnja velikih vodoprivrednih sistema. Da bi se ublažile varijacije u raspoloživim količinama vode tokom godine, moraju se graditi i akumulacije značajnog, sezonskog kapaciteta. Na stabilnost elektroenergetskog sistema dodatno utiče i sve veći upliv obnovljivih izvora s izrazito varijabilnom proizvodnjom električne energije, koja se manifestuje kako na unutardnevnom nivou, tako i sezonski. Stoga sezonske akumulacije, uz višenamensko, pa i višekratno korišćenje iste količine vode, predstavljaju dobitnu opciju i uporište na kome treba graditi elektroenergetsku, privrednu i društvenu sigurnost i stabilnost. U slučaju Srbije, osim sezonskih, postoji i prostorna neujednačenost količina i kvaliteta vode po slivovima. Na područjima Zapadne i Velike Morave, Šumadije, Kolubare i Beograda, potrebne količine premašuju sopstvene resurse. S druge strane, drinski sliv je bogat vodom značajno višeg kvaliteta, a izuzetno su ograničene mogućnosti izravnivanja voda Lima, na srednjoj i donjoj Drini ne postoje mogućnosti za stvaranje većih akumulacija, pa se ogromne količine vode gube na prelivima hidroelektrana, u doba povodnja. U ovom radu se reafirmiše stara ideja o izgradnji višenamenskog hidrosistema „Lim-Zapadna Morava“, kojim bi se ovi problemi rešili. Osim energetske, prikazani su i ostali pozitivni efekti koje bi realizacija ovog strateškog projekta omogućila.

Ključne reči - akumulacija, energetska sigurnost, hidrosistem, sliv

Abstract - Increased climate changes and environmental pollution cause a decrease of available quality water quantities and increase differences in precipitation amounts by seasons. The question is how to provide sufficient quantities of water to supply the population, agriculture, industry, and electricity generation. Sources of quality water are most often located in areas far from

the centers of consumption, so it is necessary to construct large water management systems. In order to mitigate the variations in the available quantities of water during the year, reservoirs of significant, seasonal capacity must be built. The power system stability is additionally endangered by the growing impact of renewable sources with extremely variable electricity generation, which is manifested both on an intraday and seasonal level. Therefore, seasonal accumulations, with multi-purpose and even multiple use of the same amount of water, represent a winning option and a stronghold on which power supply, economic and social security and stability should be built. In the case of Serbia, apart from seasonal ones, there are also a spatial differences in the quantities and quality of water in the river basins. In the areas of Zapadna and Velika Morava, Šumadija, Kolubara and Belgrade, the required quantities of water for the supply exceed their own resources. On the other hand, the Drina basin is rich in water of significantly higher quality, and the possibilities of leveling the waters of river Lim are extremely limited. This paper reaffirms the old idea of building a multi-purpose hydro system „Lim-Zapadna Morava“, which would solve these problems. Beside those in power industry, other positive effects that would be achieved by the realization of this strategic project are also presented in this paper.

Index Terms - Hydro system, Power supply security, Reservoir, River basin

I UVOD

Uranijim strateškim razmatranjima u Zajednici elektroprivrede (ZEP) bivše zajedničke države figurisala je ideja o prevođenju vode iz reke Lim, koja pripada drinskom slivu, u sliv reka Rzav i Zapadna Morava, pomoću pumpno-akumulacionog postrojenja (PAP) „Bistrica“, koje bi bilo izgrađeno na obali Potpečkog jezera, a preko buduće akumulacije „Klak“ koja bi, po tadašnjim sagledavanjima, bila objedinjena sa postojećom akumulacijom „Radoinja“, [1]. Izgradnjom brane visoke 200 m, na Rzavu bi bila formirana velika sezonska akumulacija, „Orlovača“, još dve brane i manje nizvodne akumulacije, u kaskadi, i izgrađeno nekoliko hidroelektrana (HE).

U međuvremenu je, u nekoliko navrata, razmatrana i razvijana, do nivoa idejnih projekata, ideja o izgradnji reverzibilne hidroelektrane (RHE) „Bistrica“, umesto pomenutog PAP. Ideja o ovoj RHE je reafirmisana tokom 2020. i 2021. godine u Javnom preduzeću „Elektroprivreda Srbije“ (EPS). U 2020. su urađene interne, preliminarne analize isplativosti ovog Projekta, najpre zajedničkim radom Poslova za trgovinu električnom energijom i Tehničkih poslova za proizvodnju energije u Upravi JP EPS, [2-3], a potom i u Sektoru za strategiju, poslovni razvoj i regulatorne odnose. Tokom 2021. je završena i usvojena Studija „RHE Bistrica – Analize i investiciono-tehnička dokumentacija“, [4], obuhvatajući i njeno idejno rešenje. RHE „Bistrica“ je ocenjena, i u [4] i od strane stručne javnosti, nadležnog ministarstva i državnih organa, kao projekat od vitalnog značaja, ne samo za EPS, stabilnost elektroenergetskog sistema (EES) Srbije i planirani obim integracije obnovljivih izvora energije (OIE) u njega, nego i za Republiku Srbiju kao celinu. Osim toga, RHE „Bistrica“ predstavlja i preduslov za eventualnu realizaciju i funkcionisanje napred pomenutog, perspektivno sagledavanog, hidrosistema (HS) „Lim-Zapadna Morava“. Stoga će u ovome radu biti prikazano inoviranje ideja o HS „Lim-Zapadna Morava“ iz [1] i njihovo prilagođavanje Idejnom rešenju RHE „Bistrica“ iz [4]. Ovo se pre svega odnosi na činjenice da, umesto PAP, do 2030. treba izgraditi ovu RHE, i da njena buduća, gornja akumulacija „Klak“ neće imati kotu normalnog uspora (KNU) na 813 mnm, kako je ranije predviđano u [1-3], nego na 810 mnm, prema [4], te da neće biti objedinjavanja sa postojećom akumulacijom „Radoinja“ (iz koje je, prema [1], bila planirana izgradnja tunela prema Rzavu i budućoj akumulaciji „Orlovača“).

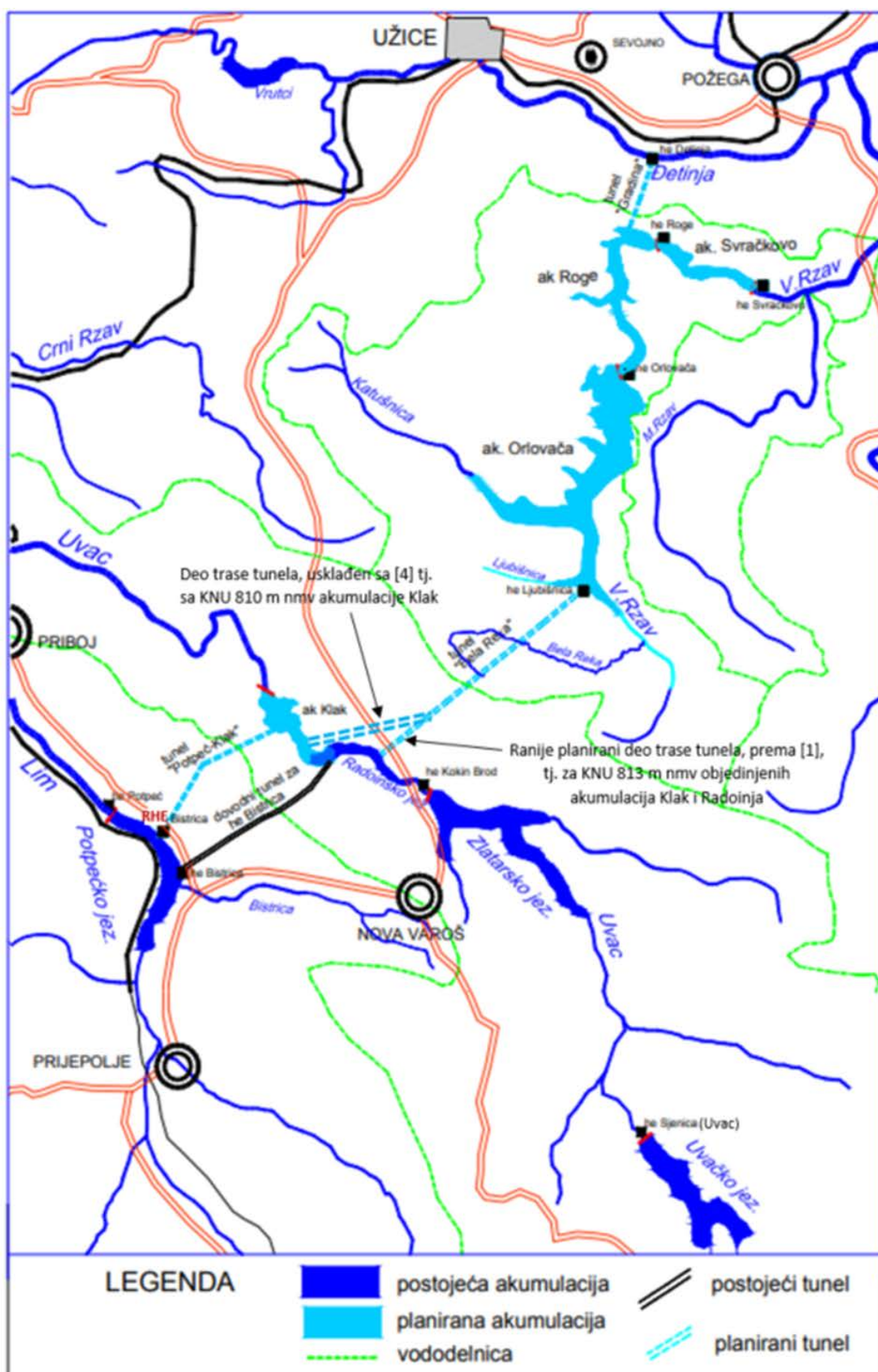
U poglavlju II ovog rada izloženi su razlozi za realizaciju ovog HS, u III je opisana njegova koncepcija, a u poglavlju IV efekti i mogućnosti realizacije. Na kraju su dati odgovarajući zaključci.

II RAZLOZI ZA REALIZACIJU HS „LIM-ZAPADNA MORAVA“

Prirodne karakteristike Republike Srbije, a pre svega prostorni i vremenski razmeštaj resursa voda i njihovih korisnika, nameću potrebu da se poboljša prirodni režim voda. Naime, potrebne količine vode u budućnosti, pre svega za vodosnabdevanje stanovništva Srbije južno od Save i Dunava, mogu da se obezbede povećanjem korišćenja površinskih voda, i to onih koje se formiraju u brdsko-planinskim područjima, gde su manje izložene zagađenju. Osnovna karakteristika ovih voda je vremenska neravnomernost u pogledu proticaja, tako da se one racionalno mogu koristiti samo izgradnjom odgovarajućih akumulacija, bez kojih se ne može postići vremensko prilagođavanje raspoloživih količina voda potrebama potrošača. Budući da su izvorišta kvalitetne vode locirana u područjima znatno udaljenim od centara veće potrošnje, biće nužno formiranje velikih regionalnih vodoprivrednih sistema, kojima će se voda iz zona izvorišta prebacivati do potrošača.

U svetlu sve izraženijih klimatskih promena i zagađenja životne sredine, posledičnoga generalnog smanjenja raspoloživih količina pitke vode, uza sve veće razlike količina padavina po sezonama, HS „Lim-Zapadna Morava“ bi predstavljao jedan od značajnijih, strateških projekata. Naime, njegovom realizacijom, u budućnosti bi se doprinelo da se, na širokom prostoru, voda stvorena u doba povodnja, koristi u sušnim periodima. Kao polazište za definisanje HS „Lim-Zapadna Morava“ (čija je dispozicija prikazana na slici 1) ističu se sledeća razmatranja:

- Na područjima Zapadne i Velike Morave, Šumadije, Kolubare i Beograda, potrebne količine vode za snabdevanje stanovništva i industrije, navodnjavanje, zaštitu kvaliteta voda, kao i za ostale namene, premašuju sopstvene vodne resurse. Vodoprivredni problemi ovih područja ne mogu se rešiti bez značajnog poboljšanja prirodnog režima voda. Osim zbog globalnog zatvaranja bilansa, od velikog je strateškog značaja i obezbeđivanje alternativnog izvorišta visoko kvalitetne vode za grad Beograd.
- Najznačajniji vodni resurs, raspoloživ za zadovoljenje ovih potreba, jesu vode reke Uvac i vode reke Lim, koje bi se, realizacijom ovog HS, mogle prevoditi u sliv reke Rzav. Posebno je važno da su izuzetno ograničene mogućnosti izravnjavanja voda Lima na sopstvenom slivu (postoje saobraćajni koridori i naselja u rečnoj dolini), kao i da na srednjoj i donjoj Drini ne postoje mogućnosti za stvaranje većih akumulacionih prostora. Prema tome, prevođenjem vršnih voda Lima istovremeno bi se ostvarilo i delimično izravnjavanje proticaja ovih voda, na samom drinskom slivu.
- U slivu reke Rzav postoje izuzetno povoljni prirodni i antropogeni uslovi za formiranje akumulacija u kojima bi se moglo smestiti više od milijardu kubnih metara visokokvalitetne vode, [1]. Ove vode bi mogle da budu značajna strateška rezerva vode, za veliki deo teritorije Srbije.
- U pogledu elektroenergetike, prevođenje vode Lima, dominantno u vreme povodnja, njeno akumulisanje u dolini Rzava i korišćenje u pravcu Zapadne Morave i Velike Morave, bilo bi preduslov i za značajnu proizvodnju tzv. „vršne električne energije“. Energetski sadržaj vode u planiranim akumulacijama iznosio bi oko 1 TWh, što je više od energetskog sadržaja svih postojećih akumulacija JP EPS, čime bi se obezbedila elektroenergetska sigurnost snabdevanja Republike Srbije. Takođe, izgradnjom ovog sistema značajno bi se uvećao instalisani kapacitet JP EPS (iako se u energetskom smislu ne bi dobila značajna dodatna energija), čime bi bila obezbeđena potrebna rezerva za integraciju obnovljivih izvora energije (OIE).



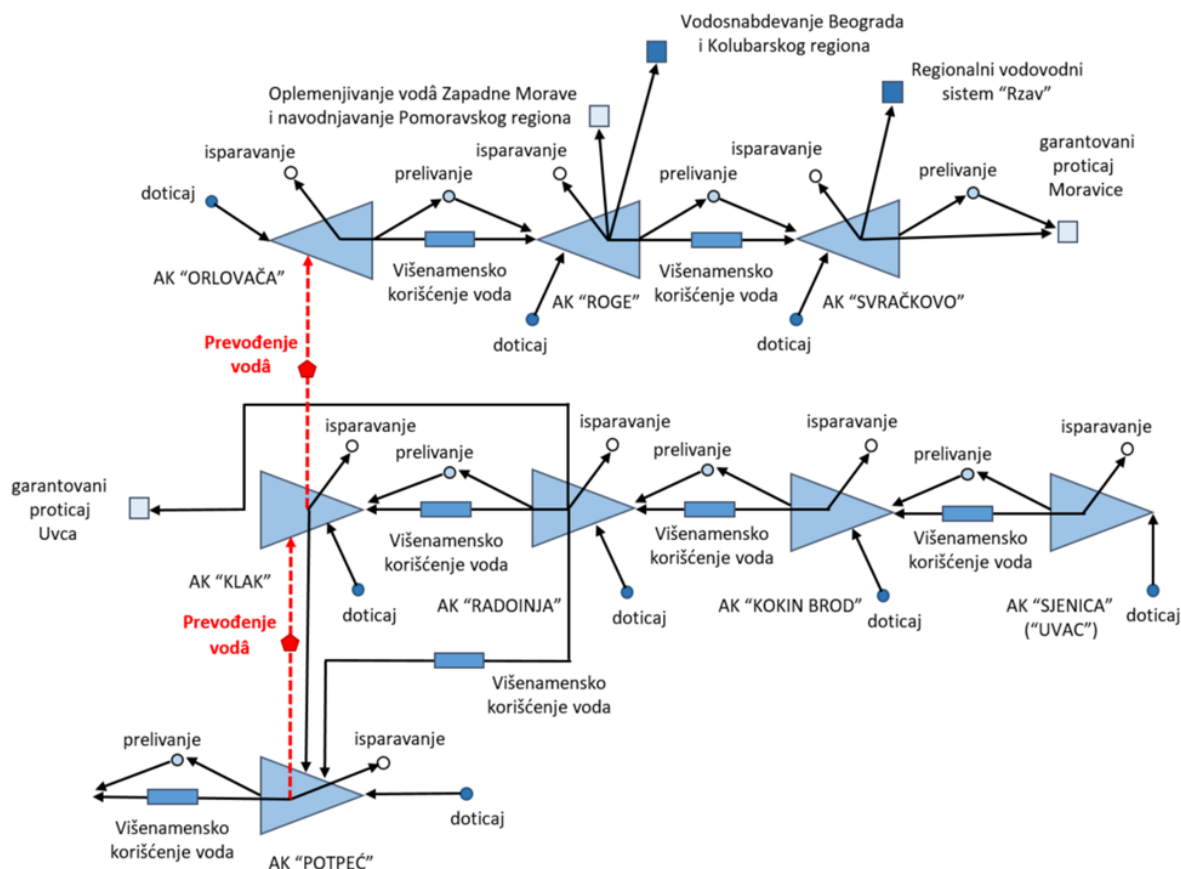
Slika 1. Dispozicija HS „Lim-Zapadna Morava“

III KONCEPCIJA HS „LIM-ZAPADNA MORAVA“

III.1 Osnovna koncepcija

Prevođenje značajnih količina vode iz vodom bogatog sliva Drine u malovodne prostore centralne Srbije (Kolubara, Šumadija, Pomoravlje), moguće je u slučaju izgradnje i korišćenja HS „Lim-Zapadna Morava“, koji bi se zasnivao na izuzetno povoljnim prirodnim i antropogenim uslovima u slivu Velikog Rzava, gde je moguće formirati veliki akumulacioni prostor. Rešenje se zasniva na realizaciji niza većeg broja zahtevnih hidrotehničkih objekata. Na slici 1 je prikazana prostorna karta HS „Lim-Zapadna Morava“. Na slici 2 je prikazana principijelna šema ovog HS, u njegovoj osnovnoj

koncepciji. Vode Lima bi se iz postojeće akumulacije „Potpeć“ zahvatale tokom perioda rada buduće RHE „Bistrica“ u pumpnom režimu i hidrotehničkim tunelom transportovale u buduću akumulaciju „Klak“, koja bi bila formirana na reci Uvac, a čija je planirana kota normalnog uspora (KNU) 810 mm, prema [4]. Veza buduće akumulacije „Klak“ i Rzava ostvarila bi se gravitacionim transportom vode, izgradnjom tunela „Bela Reka“, koji bi spajao akumulacije „Klak“ i „Orlovača“. Prema ranijim razmatranjima, iz [1], dužina tunela, trasiranog od postojeće akumulacije „Radoinja“ do buduće „Orlovače“, iznosila bi oko 14,5 km. S obzirom na sada aktuelno stanje stečenih planerskih obaveza, [4], potrebno je utvrditi novu trasu tunela „Bela Reka“ („Klak“–„Orlovača“) i precizirati njegovu dužinu.



Slika 2. Principijelna šema hidrosistema „Lim-Zapadna Morava“ – osnovna koncepcija

Centralni hidrograđevinski objekat HS „Lim-Zapadna Morava“ je brana „Orlovača“. Pregradno mesto je veoma povoljno, jer se nalazi u delu rečne doline Velikog Rzava koja je kanjonsko-klisurastog tipa, gotovo simetričnih, veoma strmih dolinskih strana. Izgradnjom ove brane u nenaseljenom području, visine do dve stotine metara, [1], formiralo bi se jezero zapremine veće od 1×10^9 m³ vode, [1], koje ujedno predstavlja osnovni geomorfološki potencijal za ostvarenje ideje o prevođenju voda iz sliva Drine u sliv Zapadne Morave. S obzirom da će, shodno [4], akumulacije „Klak“ i „Radoinja“ ostati razdvojene, u sliv Rzava i Zapadne Morave prevodile bi se primarno vode Lima, preko RHE „Bistrica“ i njene gornje akumulacije „Klak“, a vode

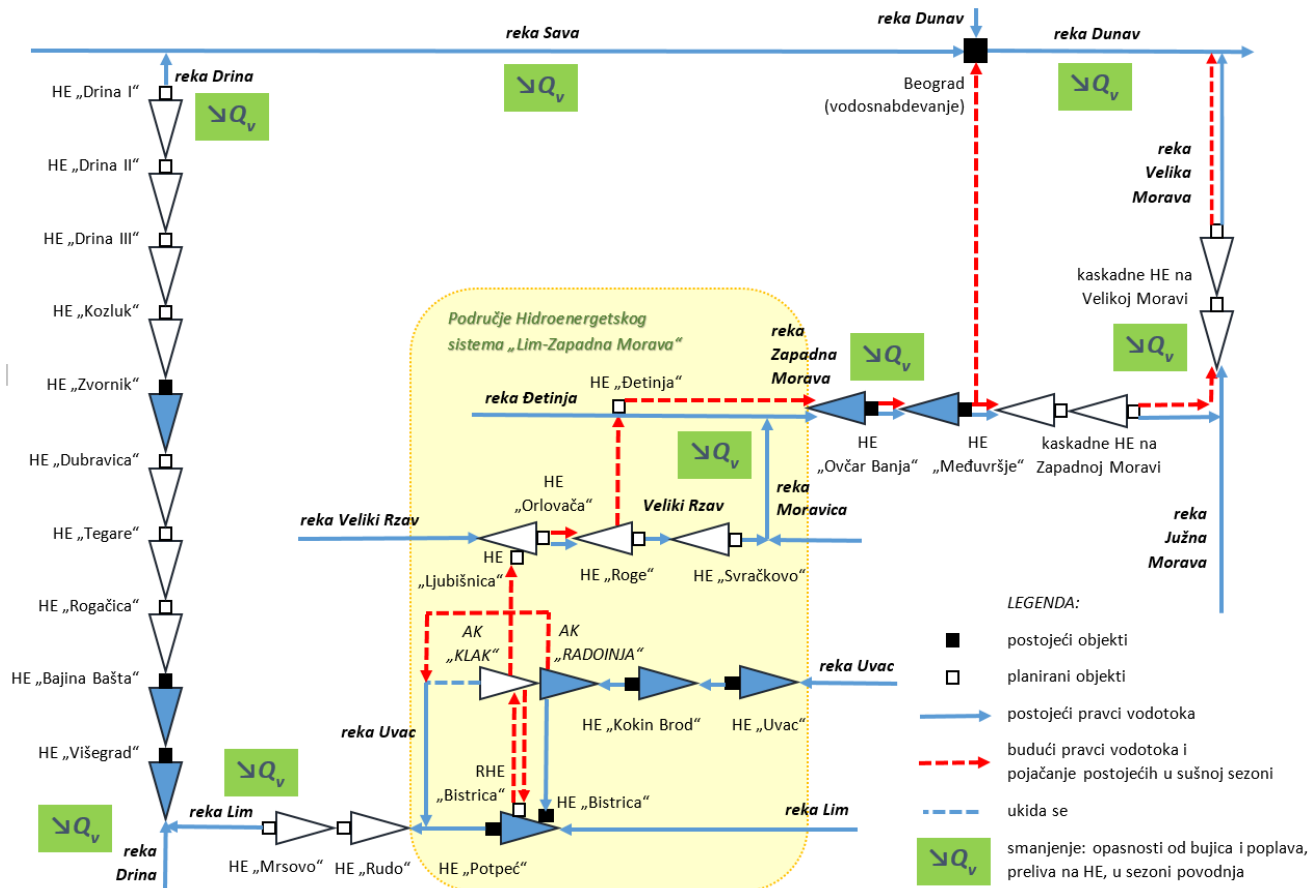
Uvca samo u slučajevima većih prirodnog dotoka i preliva iz postojeće akumulacije „Radoinja“ u buduću akumulaciju „Klak“. Nizvodno od akumulacije „Orlovača“ formirala bi se akumulacija „Roge“, koja bi predstavljala čvorište iz koga bi se voda distribuirala različitim korisnicima. Oдавde bi se zahvatala voda za vodosnabdevanje šumadijsko-kolubarskog regiona. U periodima malih voda (od aprila do oktobra) iz akumulacije „Roge“, ispuštala bi se količina vode namenjena za poboljšanje kvaliteta vode u Zapadnoj Moravi i za navodnjavanje pomoravskog regiona. Predviđene količine vode bi se prevodile u reku Đetinju, budućim tunelom „Gradina“, čime bi se omogućilo iskorišćenje pada u hidroenergetskom smislu i tim vodama bi se

podigao kvalitet vode u slivu Zapadne Morave na nivo kvaliteta vode IIa klase. Kvalitetnija voda omogućila bi popularizaciju i realizaciju savremenih irigacionih sistema u Moravskoj dolini, prihranjivanje podzemnih voda koje su izvor vodosnabdevanja stanovništva koje nije povezano na velike vodovodne sisteme i korišćenje vode za sport, rekreaciju, ribolov itd. Iz akumulacije „Roge“ voda bi se ispuštala i u prirodni tok Velikog Rzava, odnosno u buduću, nizvodnu akumulaciju „Svrackovo“. U akumulaciji „Svrackovo“, nalaziće se zahvat za već izgrađeni regionalni vodovod „Rzav“, kao i ispust za ostale nizvodne korisnike (na potezu Svrackovo-ušće Moravice). Inače, brana „Svrackovo“ je već u izgradnji i njen završetak se očekuje do 2024. godine.

Ovakva konfiguracija sistema, uz izgradnju pribranskih ili derivacionih elektrana, takođe prikazanih na slici 1, omogućila bi i puno energetske iskorisćenje ovog vodnog potencijala. Visinska razlika na početku i kraju čitavog sistema iznosi oko 560 m i u hidroenergetskom smislu vrlo je značajna. Akumulacije „Uvac“ i „Kokin Brod“ učestvovala bi u proizvodnji električne energije sa svojim postojećim elektranama. Na kraju tunela „Bela Reka“ koji bi spojio buduće akumulacije „Klak“ i „Orlovača“, neposredno iznad akumulacije „Orlovača“ predviđa se derivaciona HE „Ljubišnica“ sa padom od oko 100 m. Akumulacija „Orlovača“ bi značajno učestvovala u proizvodnji energije sa pribranskom

HE „Orlovača“, naročito imajući u vidu njenu veliku zapreminu, visinsku razliku i količinu vode koja bi se ispuštala nizvodnim korisnicima, kao i postojanje velike nizvodne akumulacije „Roge“ (kao moćnog kompenzacionog bazena). Vode koje bi se koristile iz akumulacije „Roge“ za oplemenjivanje voda Zapadne Morave i navodnjavanje Pomoravskog regiona, tunelom bi se prevele u reku Đetinju i time iskoristio pad od oko 180 m, realizacijom derivacione HE „Đetinja“.

Izbor optimalnih performansi ovako kompleksnog sistema izuzetno je složen inženjerski zadatak koji zavisi od više različitih faktora: zahteva za zadovoljenje potreba za vodom korisnika s određenom obezbeđenošću, morfometrijskih i geotehničkih uslova pregradnog mesta i akumulacije i drugo. Elektroenergetika i ostali vodoprivredni korisnici imaju različite zahteve u pogledu proticaja, kao i kota nivoa vode u akumulacijama. Usklađivanje rada ovih korisnika i određivanje prioritarnog režima u funkciji je vremena i treba da bude predmet veoma detaljnih analiza. Prvi zadatak u definisanju optimalnih performansi HS „Lim-Zapadna Morava“ je analiza interakcije i usklađivanje sa susednim hidrosistemima (pre svega sa Drinsko-limskim HE). Pozicija HS „Lim – Zapadna Morava“, u varijanti njegove osnovne koncepcije (sa slike 2), u odnosu na susedne (postojeće i perspektivne) hidrosisteme i njen uticaj na regulaciju tokova voda susednih sistema prikazan je na slici 3.



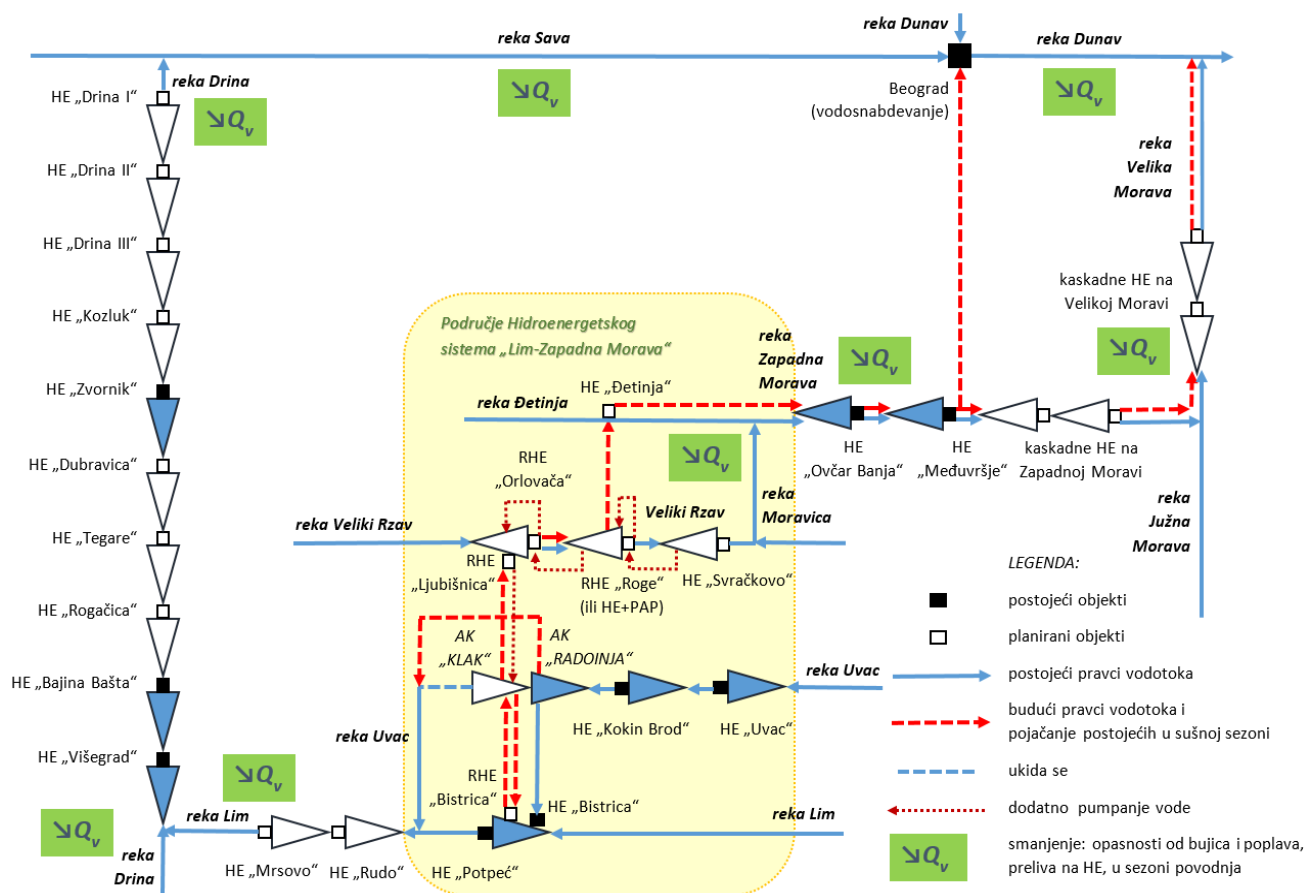
Slika 3. Uticaj osnovne koncepcije HS „Lim-Zapadna Morava“ na regulaciju tokova voda susednih (postojećih i perspektivnih) hidrosistema

III.2 Moguće varijante konceptualnog rešenja

Planirana struktura budućeg EES Srbije je prilično nepovoljna, jer će se i dalje veći deo električne energije proizvoditi u termoelektranama i protočnim hidroelektranama, uz očekivani veliki upliv OIE sa snažno varijabilnom proizvodnjom, što će smanjiti mogućnosti balansiranja snage u EES, ugrožavajući njegovu fleksibilnost i stabilnost. Zbog toga je neophodna izgradnja novih RHE ili PAP i sezonskih akumulacija, gde god je to moguće. Jedna od najpovoljnijih lokacija za takve objekte je upravo na prostoru budućeg HS „Lim-Zapadna Morava“ – RHE „Bistrica“ sa akumulacijom „Klak“, čije postojanje i korišćenje ujedno predstavljaju i preduslov za funkcionisanje i ispunjenje kompleksne svrhe ovog HS. Stoga, u slučaju realizacije ovog HS, a u cilju postizanja što većeg iskorišćenja osnovnog resursa i najvišeg mogućeg nivoa fleksibilnosti EES, treba razmotriti i varijante u kojima bi, na lokacijama „Ljubišnica“, „Orlovača“ i „Roge“ (na sve tri ili na samo nekim od njih), bile izgrađene

RHE a ne HE. Moguće su i podvarijante, na lokacijama „Orlovača“ i „Roge“, sa HE u 1. fazi realizacije i dodatnim PAP u 2. fazi, kada to budu iziskivali zahtevi integracije većeg obima varijabilnih OIE. Takođe, zavisno od uslova za ostale korisnike ovog HS, treba proceniti da li bi na lokaciji „Svrackovo“ mogla biti izgrađena HE ili mala HE (MHE).

Šema koncepcije HS „Lim – Zapadna Morava“ sa potencijalnim RHE „Ljubišnica“, „Orlovača“ i (eventualno) „Roge“, prikazana je na slici 4. Ovakva koncepcija bi omogućila maksimalnu fleksibilnost regulacije vode između susednih hidrosistema (pre svega zbog RHE „Ljubišnica“, iako bi njena izgradnja umesto HE verovatno značajnije poskupela investiciju u ovaj HS, zbog dužine derivacije), a takođe bi podigla i sigurnost snabdevanja električnom energijom na najviši nivo. Naime, skladišni kapacitet akumulacije Orlovača garantovao bi dostupnost vode za oba sliva tokom zimske sezone, čak i u slučaju najvećih poremećaja na tržištu energenata.



Slika 4. Koncepcija HS „Lim-Zapadna Morava“ sa RHE „Ljubišnica“, „Orlovača“, i „Roge“ i njen uticaj na regulaciju tokova voda susednih (postojećih i perspektivnih) hidrosistema

IV EFEKTI I MOGUĆNOSTI REALIZACIJE PROJEKTA

Nesumnjivo je da bi se rad HS „Lim-Zapadna Morava“ po njegovoj izgradnji odrazio i na proizvodnju električne energije u postojećim i planiranim HE sa slike 3 tj. 4, i stoga će se nametnuti potreba prilagođavanja hidroenergetskog korišćenja vodotoka kompleksnom korišćenju voda u ovom sistemu. Zbog toga će biti neophodno uskladiti interese svih korisnika voda,

odnosno iznaći optimalno rešenje korišćenja voda vodotoka koji će potpasti pod razmatrani HS. Izgradnjom HS „Lim-Zapadna Morava“ smanjila bi se proizvodnja energije u postojećim HE na Uvcu i Limu, ali i u nizvodnim HE na Drini, a sa druge strane, došlo bi do povećanja proizvodnje električne energije - u HE na Rzavu i Zapadnoj Moravi (u novim HE: „Ljubišnica“, „Orlovača“, „Roge“, „Detinja“, „Svrackovo“ i postojećim: „Međuvršje“ i „Ovčar Banja“), kao i na perspektivnim HE na

Velikoj Moravi (čijom izgradnjom bi se iskoristio pun potencijal ovog hidrotehničkog rešenja). Stoga je energetske efekte u budućim analizama, uključujući i analize opravdanosti, potrebno sagledavati ukupno, u celini kako posmatranog HS, tako i EES Srbije i ukupnog proizvodnog portfelja EPS.

Ono što bi u energetsom, ali i finansijskom pogledu svakako bio ključni benefit elektroenergetskog aspekta realizacije projekta ovog HS, svakako leži u činjenici da nov način korišćenja voda zasigurno može imati pozitivne efekte, jer bi voda iz Lima bila zahvatana u periodu povodnja, kada postoji i višak električne energije u sistemu (i kada je ona najjeftinija), a sa druge strane, buduće (R)HE na Rzavu, zbog posedovanja velikih akumulacija, proizvodile bi vršnu električnu energiju, tj. onda kada je ona najpotrebnija i najskuplja.

Uvažavajući moguće pozitivne elektroenergetske i finansijske efekte koje bi realizacija i eksploatacija ovog HS imala na tehničke i tržišne performanse JP EPS, ali i EES Srbije kao celine, najviše rukovodstvo i Nadzorni odbor Kompanije prihvatilo je inicijativu za reafirmaciju ideje o realizaciji ovog HS, upravo na način prikazan u ovom radu. Takođe je zaključeno da ovaj projekat treba da bude uvršćen u Dugoročni plan strategije razvoja JP EPS, kao i da se podnese inicijativa da bude proglašen za projekat od nacionalnog značaja i da, kao takav, uđe i u Strategiju razvoja energetike Republike Srbije (RS) do 2040. sa projekcijom do 2050, na kojoj trenutno radi resorno ministarstvo. JP EPS, kao društveno odgovorna organizacija, ima u vidu značaj ovog projekta i kao ekološkog, vodoprivrednog i strateškog za vodosnabdevanje i unapređenje kvaliteta života ljudi. Stoga je plan da Vladi RS on bude predložen kao višenamenski „zeleni“ projekat. Naime, za građevinske objekte (brane, hidrotehničke i gravitacioni tunel, pristupne puteve i dr.) koji su u funkciji regulacije rečnih slivova, smanjenja opasnosti od poplava, povećanja kvaliteta vode i navodnjavanja, moguće je obezbediti grantove, donacije i povoljnije kreditiranje. To bi u velikoj meri olakšalo realizaciju ovako složenog projekta.

V ZAKLJUČAK

Izgradnjom vodoprivrednog i hidroenergetskog sistema „Lim-Zapadna Morava“ omogućilo bi se da se deo voda iz vodom bogatog sliva reke Drine preusmerava u vodom znatno siromašniji sliv Zapadne, odnosno Velike Morave. Na taj način bi se, na širokom prostoru Zapadne i Velike Morave, Šumadije, Kolubare i Beograda, obezbedile potrebne količine kvalitetne vode za vodosnabdevanje stanovništva i industrije, navodnjavanje, zaštitu kvaliteta voda i životne sredine i druge namene (ribarstvo, turizam, plovidba itd.). Ovaj složeni sistem je tehnički izvodljiv, zbog izuzetno povoljnih prirodnih i antropogenih uslova u slivu Velikog Rzava, gde se može formirati veliki akumulacioni prostor, pre svega izgradnjom visoke brane u profilu „Orlovača“.

Konfiguracija HS „Lim-Zapadna Morava“ omogućila bi i puno energetske iskorišćenje vodnog potencijala, jer bi se voda iz Lima uzimala u periodu povodnja i kada u sistemu ima viška električne energije za pumpanje vode u RHE „Bistrica“. S druge

strane, buduće (R)HE na Rzavu, zahvaljujući formiranju velikih akumulacija u kaskadi, proizvodile bi vršnu električnu energiju, tj. onda kada je ona najpotrebnija i najskuplja. Ovo bi moglo značajno da utiče na poboljšanje postojećih, tehničkih i tržišnih, performansi EES Srbije, koji sada ima vrlo lošu strukturu proizvodnih kapaciteta. Ovo je naročito važno, imajući u vidu da će buduće elektroenergetske kapacitete i dalje činiti uglavnom termoelektrane na lignit, uz snažan upliv varijabilnih OIE, što aktuelizuje potrebu za novim skladišnim i/ili brzo reagujućim kapacitetima. S obzirom na znatne hidrokapacitete i povoljne geomorfološke i topografske karakteristike pojedinih područja, za Srbiju se kao optimalno rešenje ovog problema nameću nove (R)HE sa sezonskim akumulacijama.

Izgradnjom hidroenergetskog sistema „Lim-Zapadna Morava“ uvećala bi se i isplativost izgradnje kaskadnih HE na Velikoj Moravi, dok bi se sa druge strane u određenoj meri umanjila proizvodnja drinsko-limskih HE, tako da je potrebno analizirati i isplativost integralnog rešenja sa hidroelektranama na Velikoj Moravi, kako bi se u punom obimu kompenzovali gubici u proizvodnji na drinsko-limskom slivu.

U toku daljeg razvoja ovog projekta, usklađivanje zahteva različitih korisnika opisanog, mogućeg HS, i određivanje prioriteta treba da bude predmet veoma detaljnih analiza.

Može se zaključiti da bi, realizacijom HS „Lim – Zapadna Morava“, vode Lima, Uvca i Rzava, mogle postati značajan strateški resurs za veliki deo teritorije Srbije. Ove vode mogu predstavljati jedan od ključnih činilaca razvoja privrede Srbije, pa i opstanka naroda na ovim, relativno malovodnim prostorima, naročito kada se ima u vidu da se u ovom veku očekuje globalna kriza vodnih resursa, kako u njihovoj količini, tako i u kvalitetu.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Divac, D., Milovanović, M., Arsić, M. *Hidrosistem „Lim-Zapadna Morava“*, 2000.
- [2] Šiljkut, V., Čabarkapa, R., Tomašević, M., Komatina, D. Buduća reverzibilna hidroelektrana u Srbiji - njena uloga u optimizaciji rada proizvodnih kapaciteta i preliminarne analiza isplativosti, in Proc. *Savetovanje Energetika 2021 - U susret zelenom oporavku*, Zlatibor, pp. 244-252, 23-26. mart 2021.
- [3] Čabarkapa, R., Šiljkut, V., Komatina, D., Tomašević, M. Uticaj tržišnih cena električne energije na isplativost buduće reverzibilne hidroelektrane u Srbiji, *Energija, Ekonomija, Ekologija*, Vol 23, No. 4, pp. 23-30, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-4.23C>
- [4] Energorprojekt Hidroinženjering, *Energetski koordinacioni centar: RHE Bistrica - Analize i investiciono-tehnička dokumentacija*, Studija rađena za JP EPS, 2021.

AUTORI/AUTHORS

dr Vladimir Šiljkut - dipl. inž. el., JP Elektroprivreda Srbije, vladimir.siljkut@eps.rs, ORCID [0000-0001-7885-5090](https://orcid.org/0000-0001-7885-5090)

Radoš Čabarkapa - dipl. inž. el., JP Elektroprivreda Srbije, rados.cabarkapa@eps.rs

Aleksandar Latinović - dipl. inž. el., JP Elektroprivreda Srbije, aleksandar.latinovic@eps.rs

msr Jovan Ilić - mast. inž. maš., JP Elektroprivreda Srbije, jovan.ilic@eps.rs, ORCID [0000-0001-9431-7946](https://orcid.org/0000-0001-9431-7946)

Dragan Surudžić – dipl. inž. el., JP Elektroprivreda Srbije, dragan.surudzic@eps.rs, ORCID [0000-0003-3726-8521](https://orcid.org/0000-0003-3726-8521)

Integracija toplotnih pumpi u postojeći energetska sistem u malim i srednjim preduzećima

Integration of a Heat Pump into the Existing Energy System in SMEs

Dubravka Živković*, Davor Končalović**, Vladimir Vukašinić**, Mladen Josijević**, Dušan Gordić**

* Institute for Information Technologies, University of Kragujevac, Kragujevac, Serbia

** Faculty of Engineering, University of Kragujevac, Kragujevac, Serbia

Rezime - Industrijske procese karakterišu velike količine energije koja se gubi kao otpadna toplota u okolinu. U industrijskim sektorima analiziranim u SAD, Kini i EU28 otpadna toplota niske temperature, ispod 230°C, čini od 33% do 60% otpadne toplote. Korišćenje otpadne toplote niske temperature je obično složen proces, i na njega utiču zahtevi korisnika, neusklađenost između izvora otpadne toplote i potražnje korisnika, ograničen prostor za postrojenja za korišćenje otpadne toplote, konverzija toplotne energije nije efikasna za niskotemperaturnu otpadnu toplotu, period otplate i dr. Svrha ovog rada je da predstavi metodologiju za tehničko-ekonomsku analizu perioda otplate za iskorišćenje otpadne toplote. Da bi se rešilo pitanje razumnog kriterijuma, razvijena je metodologija prikladna za mala i srednja preduzeća i u ovom radu je predstavljena optimizacija koja integriše razmenu toplote, konverziju energije i skladištenje toplote. Studija slučaja iskorišćenja otpadne toplote iz sistema za hlađenje indukcionih mašina je korišćena da bi se demonstrirala primenljivost predložene metodologije. Predložena metodologija može pojednostaviti proces integracije toplotne pumpe, a može se dalje proširiti i na druge industrijske procese za iskorišćenje otpadne toplote niskog kvaliteta.

Ključne reči - otpadna toplota, toplotna pumpa, industrija

Abstract - Industry processes are characterized by large amounts of energy losses dissipated as waste heat to the ambient. In industry sectors analysed in the US, China and EU28 low-temperature waste heat below 230°C makes up from 33% up to 60% of waste heat. The recovery of low-temperature waste heat is usually complex, affected by the user demand, mismatches between the waste heat source and the user demand, limited space for heat recovery facilities, the heat-power conversion is not efficient for low-temperature waste heat, payback period, etc. The purpose of this paper is to present a methodology for technical and economic analysis of waste heat recovery. To address the issue of sensible criterion, methodology appropriate for small and medium enterprises is developed and in this paper, the user-friendly optimization integrating the heat exchange, energy conversion and heat storage is presented. A case study of waste heat recovery from an induction machine cooling system is used to demonstrate the applicability of the proposed methodology. The introduced methodology can simplify the heat pump integration process, and the proposed method can be

further extended to other industrial processes for low-grade waste heat recovery.

Index Terms - Waste heat recovery, Heat pump, Industry

I INTRODUCTION

Small and medium enterprises (SMEs) and large manufacturing industries are two vital contributors of industrial growth and development of any economy [1]. However, industry processes, electricity and heat generation represent a substantial source of emission to the environment and it is necessary to continuously develop and improve these processes in order to enhance their overall efficiencies. In the EU28, it is estimated that 70% of total energy use in the industrial sector is used in thermal processes (furnaces, reactors, boilers and dryers) and up to a third of this energy is wasted through losses [2]. Furthermore, most of the energy sources in the industry are fossil fuels. All these processes are characterized by energy losses dissipated as waste heat to the ambient, mostly by cooling towers and cooling fans [3]. Possible applications of the waste heat are diverse and depend on the type and characteristics of the plant and on its thermodynamic properties.

Waste heat recovery is the process of collecting heat from different processes to be used later directly, upgrading it to a more useful temperature, and/or converting it to electricity or cooling energy. Thus, recovering waste heat can provide extra power, heat or cooling but this opportunity at the same time is a great challenge.

Three essential components required for waste heat recovery are: (1) an accessible source of waste heat, (2) a recovery technology, and (3) possibilities for the recovered energy to be used [4].

Installing additional heat recovery equipment can affect technical improvements, but despite many positive effects, there are practical and financial limitations that have to be carefully analysed [4].

The energy generated from heat recovery, if it is not required by the process or industrial site, must be exported to neighbouring facilities and/or distribution networks.

The waste heat recovery also implies financial savings as well as a reduction of GHG emissions, which significantly reduces the

negative effect on the environment [5]. In the business context, the industrial sector shows an increasing interest in waste heat recovery, due to the need for consumption and cost reduction and increasing competitiveness.

There are many known technologies for waste heat recovery from combustion exhaust gases, cooling liquids or exhaust steam, depending mostly on the type of heat carrier, amount of heat available and temperature. While applying special equipment, waste heat may be utilized for electricity generation either the production of cooling or heating media.

Recently the role of SMEs in the transition to renewable and sustainable energy systems has been recognized. The manufacturing industry needs to support sustainable development by reducing energy consumption and improving efficiency. Hence, attention has been shifting to SMEs, which can successfully commercialize new technologies, but doing so is complex and quite challenging [6].

Waste heat recovery is most often one of the energy saving measures analysed within the energy management system. Direct tangible benefits of implementing an effective energy management system also include:

- Savings on energy costs;
- Optimal use of energy sources;
- Reduction of energy consumption;
- Increasing energy efficiency and performance;
- Reduction of environmental pollution;
- It helps to harmonize energy consumption with the legal provisions [7].

With the energy efficiency program (a planning document that an obligee of the energy management system adopts for a period of three years), company can provide reduction of energy consumption per unit of product that brings a reduction in financial costs for procurement of energy sources and reduction of CO₂ emissions per product unit. It also can enable a company:

- To achieve significant financial savings and to become competitive on the market;
- To achieve effective compliance with the law regulations and technical recommendations;
- To reduce energy consumption, that guarantees sustainable development of the company and significant environmental progress;
- To become one of the carriers of energy efficiency development in the region [8].

However, companies in Serbia are faced with many problems: the under developed market, unfair competition, uncontrolled import of products, and therefore a small portion of their profits to invest in increasing energy efficiency and waste heat utilization. In addition, a big problem is the lack of information and resources especially in SMEs. It often happens that the management pays the energy costs, believing that these costs cannot be optimized [9].

Since implementation of energy management system and designated energy efficiency program is not expected to be generally found in SMEs, one of the solutions could be provision of private consulting experts and ESCO companies.

There are certain shifts in private sector in Serbia and utilization of the ESCO companies. The management of SMEs places a high value on the consulting services that ESCO companies provide in the selection of machinery, electricity providers, etc. [10].

As mentioned above, small business owners often lack the tools, information or funds to adapt their practices, so the authors of this paper aim to contribute to the utilization of low-grade waste heat energy in SMEs.

The waste heat is generally classified into high-temperature (> 650°C), medium-temperature (230–650°C), and low-temperature (< 230°C) waste heat [11].

The recovery techniques for high- and medium-temperature waste heat are well developed and analysed; the higher the temperature, the higher the quality of the waste heat and the easier is the optimization of the waste heat recovery process [12]. The research activities in this field are intensive, due to the many waste heat exploitation options that are available [13]. Compared with low-temperature waste heat, high-temperature waste heat is more accessible to be recovered. Due to its high energy level, it could be used for power generation (and cogeneration) with relatively mature technologies that provide high efficiencies such as a steam turbine (Rankine Cycle) or Organic Rankine Cycle [14], waste heat recovering from exhaust flue gases [15], industrial high-temperature heat pumps [13], absorption chillers [16], absorption heat pumps [17], etc. For the same reason, the application of low-temperature waste heat recovery is limited by its temperature level: suitable user demand is not always available, and the heat-power conversion is not efficient for low-temperature waste heat. Because of its low exergy, the low-grade waste heat below 200°C, especially below 150°C, is difficult to be effectively utilized [18]. All these issues lead to difficulties and challenges in effectively achieving low-temperature waste heat recovery.

However, according to Xu Z.Y., et al. [19] in industry sectors in the US, low-temperature waste heat below 230°C makes up ~60% of the total waste heat. In China ratio of waste heat below 150°C is in the range from 44% to 66% (depending on the industrial sector) and in the 28 countries in European Union, one-third of the waste heat has a temperature level below 200°C. Therefore, finding potential applications of waste heat can greatly reduce the shortage of high-grade energy and improve serious environmental pollution effectively [20].

The recovery of low-temperature waste heat is usually complex, affected by the user demand, limited space for heat recovery facilities, payback period, etc. The decision to invest in heat recovery is challenged by many barriers of different nature. Here are listed three most common barriers that prevent wide applications of low-temperature waste heat recovery:

- (1) There is a lack of methodology for the heat exchange network optimization when the heat-work conversion is concerned.
- (2) Distributed waste heat recovery increases the installation space requirement, initial investment and operation costs.
- (3) Mismatches between the waste heat source and the user demand on time, space and energy grade limit the potential of

waste heat recovery [19].

Significant savings can be achieved when companies take the time to analyse their energy consumption but for SMEs, energy management is still an unresolved issue due to competing priorities, lack of appropriate methodologies and scarcity of specialist knowledge and financial resources. Knowing types and the amount of energy used in the company represents a significant first step towards improving energy efficiency [21].

Low-grade waste heat as a major untapped source of energy in industry and SMEs could be recovered with mechanical heat pumps, absorption heat pumps, and absorption heat transformers, however, there are few guidelines on the selection and integration of heat pumps in industrial processes [22].

According to Wang M., et al. [22] a sensible criterion (thermodynamic and economic characteristics considered simultaneously) can help industries to select and integrate heat pumps into processes.

The purpose of this paper is to present a methodology for technical and economic analysis of waste heat recovery in SMEs. To address the issue of sensible criterion, methodology appropriate for SMEs is developed and in this paper, the user-friendly optimization integrating the heat exchange, energy conversion and heat storage is presented. A case study of waste heat recovery from an induction machine cooling system is used to demonstrate the applicability of the proposed methodology. The introduced methodology can simplify the heat pump integration process, and the proposed method can be further extended to other industrial processes for low-grade waste heat recovery.

II METHODOLOGY

The integration of industrial low-temperature waste heat into the energy supply is of great importance for sustainable development and for moving from a growth-driven toward an impact-driven approach. However, measures can only be taken and evaluated after a detailed, specific and case-by-case analysis and study of production companies and processes. Our approach was to make a simple methodology that could be used in SMEs for preliminary cost-benefit analysis based on data collected from power monitoring. With this methodology, we aimed to better couple the waste heat source and user demand time-scale using a heat pump and heat storage, promoting simple and user-friendly optimization.

Presented optimization methodology with preliminary cost-benefit analysis (Figure 1) is based on waste heat recovery from cooling systems using vapour compression heat pump.

The proposed methodology could be divided into three segments – thermodynamic, technology and economic analysis.

Thermodynamic analysis: To make the optimal connection between the waste heat source and user demand it is necessary to provide analysis of waste heat source (power monitoring data, working hours of waste heat equipment) and user demand time-scale (climate data analysis for the region and user demand in winter, summer and transition season conditions). Collected data allows handling working hours/schedules and selection of

representative days/hours to calculate necessary power of waste recovery equipment (heat pump in this case).

Technology assessment: For clear technology assessment for decision makers, besides heat pump, different technologies that are also appropriate for application in the cooling system have been also offered for the selection (chiller and cooling towers). To optimize technology selection in all cases is proposed application of buffer tanks as auxiliary equipment.

In recent decades, heat pumps have been increasingly applied to improve the energy efficiency of industrial processes through low-grade waste heat recovery [22] and thus are analysed as the main potential technology. Even though heat pumps are a rather known and simple technology, almost all projects involving waste heat utilization are retrofitting projects where the space is often limited and the network required to recover waste heat could be too complex, which would reduce profits so these factors should be concerned [3]. In addition, after the heat pump has been selected and integrated, there are different proposed criteria for performance evaluation.

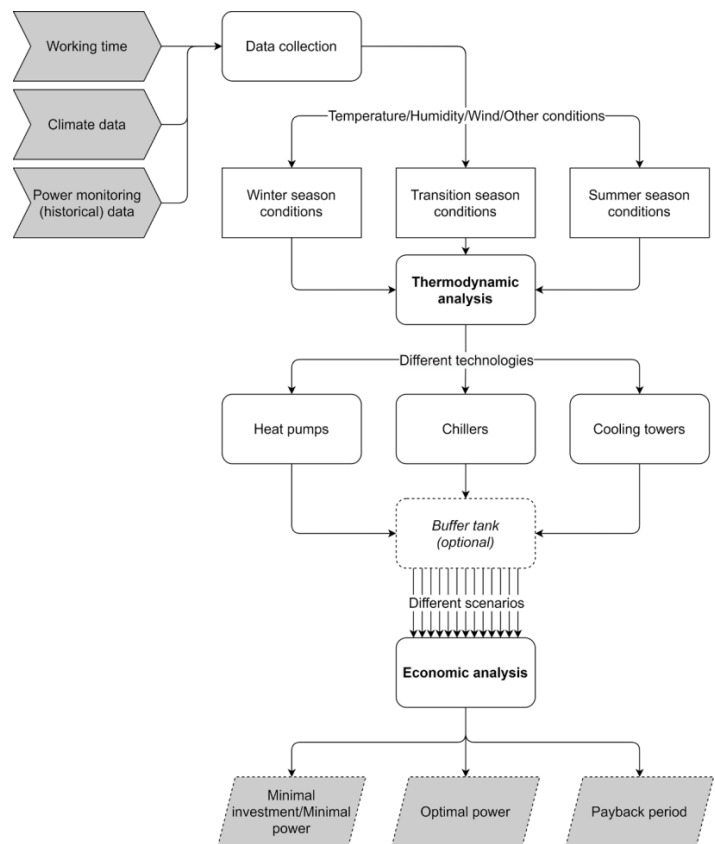


Figure 1. Proposed methodology

Economic analysis: With data acquired from two previous steps, cost-effective analysis has been developed and potential savings of energy and payback time have been calculated.

The main objective of the proposed methodology is to help decision makers to decide whether waste heat is worth utilizing as an energy resource. Given the amount of waste heat and heating demand, a simple calculation could be performed and determined if they should invest in the equipment (heat pump).

After that, they could take into account other factors such as environmental and social benefits.

The proposed methodology is already implemented in different SMEs with different operation processes (induction heating machines, printing machines, dairy, food and beverage industry, etc.). For easier demonstration here is presented a use case with induction machines.

III USE CASE – METHODOLOGY IMPLEMENTATION

In Serbia, there are significant, locally available sources of energy: waste heat from industrial plants, municipal waste, waste heat from waste water treatment plants; none of the above energy source is used in Serbia [23]. Here, with the use case, it is demonstrated how to analyse the amount of low-grade waste heat using the proposed methodology in a company that uses evaporative cooling towers for cooling induction machines.

The company has been a specialized manufacturer of safety parts – ball joints, tie rods, torque rods, suspension joints, radius arms and repair kits. For over half a century, it has been meeting the very strict demands of the automotive industry. A broad product range, with more than three thousand items, encompasses nearly all types of commercial vehicles of the European manufacturers.

Two parts of the production process (Figure 2) are the main sources of waste heat (Process of cutting, heat-treating/ forging, pressing and thermal treatment and Finalizing the process of surface protection – coating) and they are analysed and subjected to the proposed methodology. In the use case – a plant with three operating sections (Figure 3), for cooling induction machines, furnaces, presses, and other equipment of nominal power 1.350 kW is used as an open evaporative-tower water system with a plate heat exchanger.



Figure 2. The production process in the plant

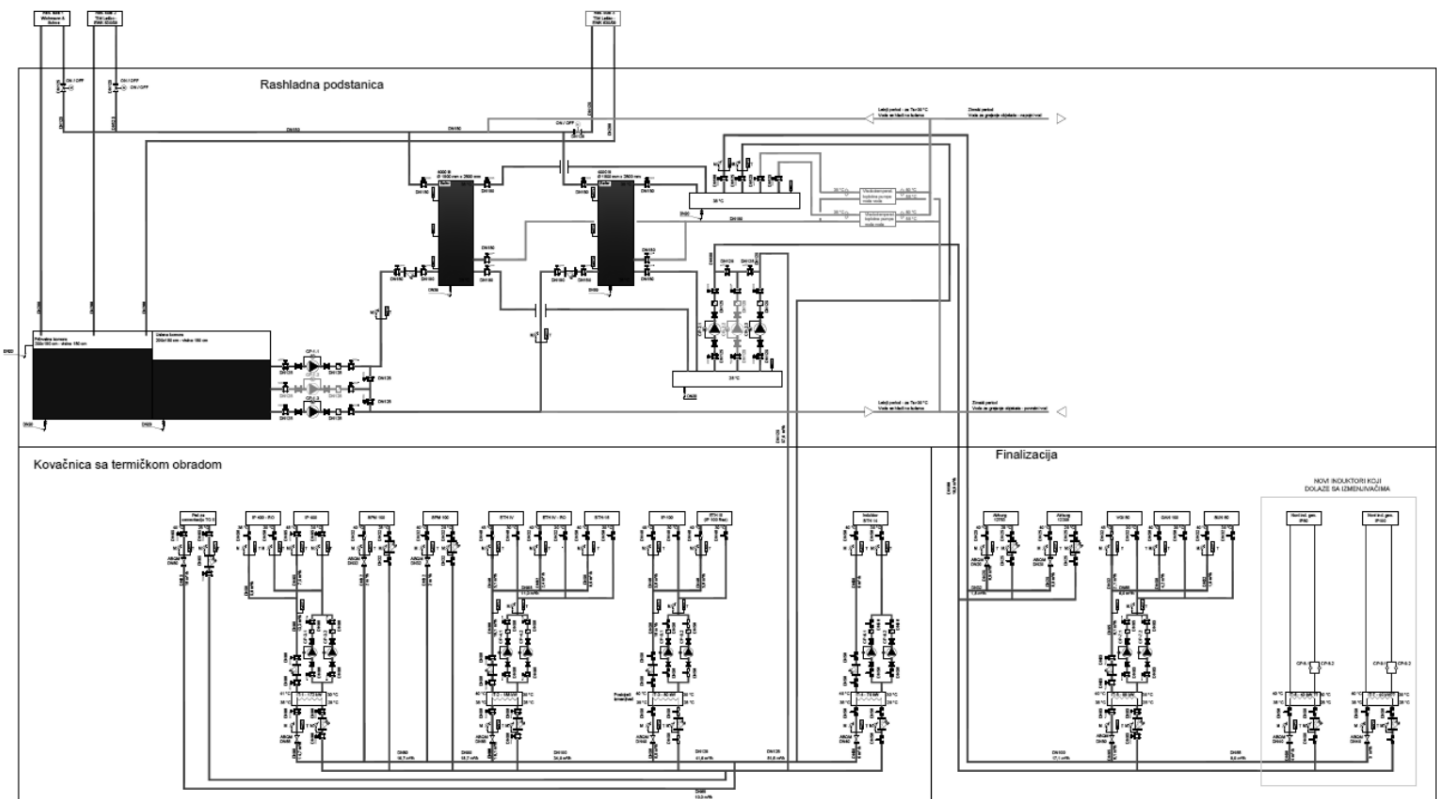


Figure 3. The layout of the plant

The existing plant cooling system consists of three independent cooling systems each connected to its own cooling tower, with independent circulation pumps and pipelines. Coldwater is supplied to consumers at a maximum temperature of 30°C. The temperature of the output water sent to the towers from the consumers is in the range of 35-45°C. The existing plant cooling system was detected as a potential source of waste heat.

According to measurements, the maximum electric load does not exceed 500 kW. Since the cooling capacity of the individual cooling tower is greater than 500 kW of cooling energy, it is concluded that with the central cooling system and the current intensity of work, one tower in operation will be enough for the cooling needs of all consumers. Currently, due to separate cooling systems, all three towers are in operation, since at least one consumer in each plant section is in operation. The disadvantage of the existing decentralized cooling system is also in the unreliability of the system, considering that due to the failure or maintenance of one of the cooling towers, the entire plant section connected to that tower stops working.

An additional reason for analysis is that in periods of high outdoor temperatures when it is not possible to provide cooling water of 30°C with existing cooling towers, there is a downtime in the operation of production plants.

The first step in methodology implementation was the installation of power monitoring equipment for four months and collecting data on working hours in the plant. The second step was gathering weather data for the local area. The result of this methodology segment is the number of working days/hours of the specific equipment (heat pump, chiller, cooling towers) in different seasonal conditions and the definition of a typical day/hour.

As already mentioned for the clarity of decision making in the segment of technical assessment three scenarios were considered:

- Scenario 1: implementation of high capacity buffer tanks and use of existing cooling towers;
- Scenario 2: using a heat pump and existing cooling towers for the cooling system and space heating;
- Scenario 3: using a chiller and existing cooling towers for the cooling system.

In the last segment of the proposed methodology, potential savings of electricity and natural gas (due to space heating of the plant with heat pump in winter) and the payback period of the equipment are calculated.

Results of methodology implementation in the use case

To avoid downtime due to high outdoor temperatures and to improve the efficiency and reliability of the cooling system, one central cooling system has been suggested, to which all three existing cooling towers are connected. The reconstruction envisaged that the cooling towers will remain in the places where they are currently located, and the cold water from the cooling towers will be led to the central open reception tank (3.5 m³) located in the cooling facility. For the accumulation of cooling water two heat storages (buffer tanks), with a volume of 4.0 m³ each, were designed. Buffer tanks will be connected with a heat pump, which would provide reliable cooling of equipment even

at high outdoor temperatures in the summer and the use/recovery of waste heat for the heating production plant in the winter.

The heat pump capacity was calculated through two steps:

- Step 1 defines the minimum heat pump power. The minimum theoretical power of the heat pump (for a specific use case), is approx. 99 kW of heat and approx. 29 kW of power. This heat pump is not recommended, as it would require a significant investment in a high capacity buffer tank.
- Step 2 defines the practically usable, optimal heat pump power, based on the average days (Mon - Fri) and the load during those days. According to the data (Figure 4), the highest heat load occurs on average Monday at 9 o'clock (159 kW). This value does not correspond to the maximum heat load during the observed period (January - April 2019) which is about 280 kW, but this heat load can be removed by a heat pump of 159 kW (adopted power of 200 kW) with a buffer tank of appropriate dimensions.

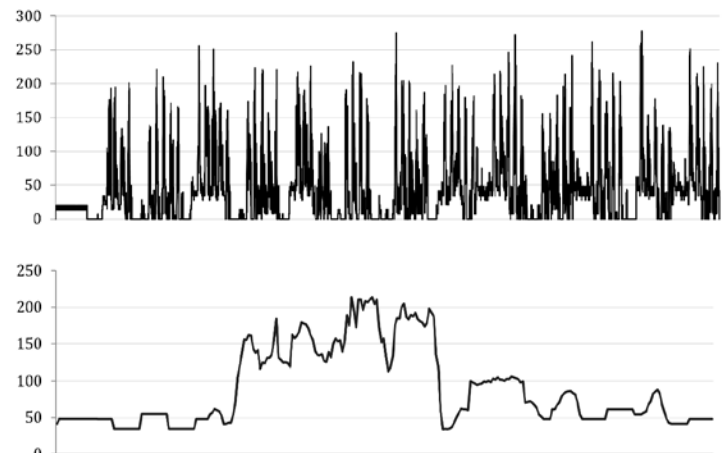


Figure 4. Quarterly (above) and 24h load (below) of induction heaters (kW) in use case

The follow-up procedure, (step 3) defined the planned operating time of the heat pump during the working week (Mon-Fri) which influences the equipment payback period.

In this specific use case, the reconstruction of the cooling system and optimization of heat pump and cooling tower operation would result in annual electricity savings of 121,434 kWh. In addition, thermal energy produced by heat pump would be used for office building heating (natural gas is used for office building heating now). With savings in electricity and natural gas, the payback period of the investment would be 2.04 years. Energy savings will increase with more work hours, and vice versa.

IV CONCLUSION

A large industry has been cutting costs for decades and actions waterfalls to smaller companies that are pressured in also acting costs to stay competitive. Since the big industry has its own R&D departments or finances R&D projects, SMEs need user-friendly methodology, which could motivate them to join the movement of the energy transition. With the energy transition, more pressure will be put on using electricity but also to use it wisely and waste heat recovery with heat pumps is the technology that

will be on the rise.

In this paper, we have set out a methodology that we recommend to be used in SMEs during energy management survey to make the first assessment of amounts of waste heat and necessary investments in heat pump as a relatively simple, mature, reliable and low-cost technology (suitable for those reasons to be implemented in SMEs). We have found out that methodology is particularly suitable for early assessments for energy efficiency improvement projects and plant refurbishments.

The methodology presented here intends to help companies dimension solutions that would save energy. Such assistance for SMEs is more than necessary for several reasons. The main reason is that the approach to proper sizing of heat pump for waste heat recovery, as a rule, remains unclear and there are few guidelines [22]. Although the decision-makers are often familiar with possible solutions and ways in which they could benefit from the implementation it ends in precautionary oversizing or even leaves space for equipment suppliers to deliver the equipment with a capacity larger than necessary.

When designing this methodology, special attention was paid to user-friendliness and transparency, to enable decision-makers and implementing engineers to approach the introduction of changes in the plant with full understanding and to empower them during negotiations in the procurement of equipment.

To sum up the present situation, the waste heat recovery in SMEs is still in a preliminary stage. For the quality approach, energy data statistics is essential and the use of reasonable technology – the technological guidance on utilization of waste heat should be established. Finally, a stimulating mechanism is necessary – a market mechanism to speed up the promotion of waste heat recovery in industry and SMEs to boost energy transition.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Authors acknowledge the Ministry of Education, Science and Technological Development of the Republic of Serbia for the support through Contracts No. 451-03-9/2021-14/200378 and 451-03-9/2021-14/200107

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Seth, D, Rehman, M.A.A, Shrivastava, RL. Green manufacturing drivers and their relationships for small and medium(SME) and large industries, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 198, pp. 1381-1405, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.106>
- [2] Agathokleous, R., Bianchi, G., Panayiotou, G., Arestia, L., Argyrou, M.C., Georgiou, G.S, et al. Waste heat recovery in the EU industry and proposed new technologies, *Energy Procedia*, Vol. 161, pp.489–496, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.02.064>
- [3] Luo, A., Fang, H., Xia, J., Lin, B., Jiang, Y. Mapping potentials of low-grade industrial waste heat in Northern China, *Resources Conservation Recycling*, Vol. 125, pp. 335-348, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2017.06.018>
- [4] Kljajić, M.V., Andjelković, A.S., Gvozdenac, D.D. Viability analysis of heat recovery solution for the industrial process of roasting coffee, *Thermal Science*, Vol. 20, No. Suppl. 2, pp. S623-S637, 2016. <https://doi.org/10.2298/TSCI151013044K>
- [5] Sztekler, K., Kalawa, W., Stefanski, S., Krzywanski, J., Grabowska, K., Sosnowski, M. Using adsorption chillers for utilising waste heat from power plants, *Thermal Science*, Vol. 23, No. 4, pp. 1143-1151, 2019. <https://doi.org/10.2298/TSCI19S4143S>
- [6] Meijer, L., Huijben, J., van Boxstael, A, Romme, A. Barriers and drivers for technology commercialization by SMEs in the Dutch sustainable energy sector, *Renewable and Sustainable Energy Review*, Vol. 112, pp. 114-126, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.050>
- [7] Paunović, M., Radonjić, A. Značaj energetskeg menadžmenta za poslovanje kompanija, *Energija, Ekonomija, Ekologija*, Vol. 20, No. 1-2, pp. 465-470, 2018.
- [8] Suslov, B., Bulajić, M. Program energetske efikasnosti HIP-Petrohemija Pančevo, *Energija, Ekonomija, Ekologija*, Vol. 23, No. 1, pp. 56-60, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-1.56S>
- [9] Ilić, S., Stevanović, M., Branković, B. Investicije u funkciji energetskeg menadžmenta, *Energija, Ekonomija, Ekologija*, Vol. 19, No. 1-2, pp. 244-250, 2017.
- [10] Ilić, S., Đorđević, B., Pavlović, R. Značaj konsaltinga u oblasti energetskeg menadžmenta, *Energija, Ekonomija, Ekologija*, Vol. 19, No. 1-2, pp. 251–257, 2017.
- [11] Zhang, X., Bai, H., Zhao, X., Diabat, A., Zhang, J., Yuan, H., et al. Multi-objective optimisation and fast decision-making method for working fluid selection in organic Rankine cycle with low-temperature waste heat source in industry, *Energy Conversion Management*, Vol. 172, pp. 200-211, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.07.021>
- [12] Jouhara, H., Khordehghah, N., Almahmoud, S., Delpech, B., Chauhan, A., Tassou, S.A. Waste heat recovery technologies and applications, *Thermal Science and Engineering Progress*, Vol. 6, pp. 268-289, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2018.04.017>
- [13] Kosmadakis, G. Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries, *Applied Thermal Engineering*, Vol. 156, pp. 287-298, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.04.082>
- [14] Wang, X., Tian, H., Yan, F., Feng, W., Wang, R., Pan, J. Optimization of a distributed energy system with multiple waste heat sources and heat storage of different temperatures based on the energy quality, *Applied Thermal Engineering*, Vol. 181, pp. 115975, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.115975>
- [15] Men, Y., Liu, X., Zhang, T. A review of boiler waste heat recovery technologies in the medium-low temperature range, *Energy*, Vol. 237, pp. 121560, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121560>
- [16] Li, B., Wang, S., Wang, K., Song, L. Thermo-economic analysis of a combined cooling, heating and power system based on carbon dioxide power cycle and absorption chiller for waste heat recovery of gas turbine, *Energy Conversion Management*, Vol. 224, pp. 113372, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113372>
- [17] Zarzycki, R., Panowski, M. Increase of Thermal Efficiency of Cogeneration Plant By Waste Heat Utilisation With Absorption Heat Pump, *Thermal Science*, Vol. 23, No. Supp. 4, pp. S1101-S1112, 2019. <https://doi.org/10.2298/TSCI19S4101Z>
- [18] Cui, P., Yu, M., Liu, Z., Zhu, Z., Yang, S. Energy, exergy, and economic (3E) analyses and multi-objective optimization of a cascade absorption refrigeration system for low-grade waste heat recovery, *Energy Conversion Management*, Vol. 184, pp. 249-261, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.047>
- [19] Xu, Z.Y., Wang, R.Z., Yang, C. Perspectives for low-temperature waste heat recovery, *Energy*, Vol. 176, pp. 1037-1043, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.001>
- [20] Zheng, H.F., Tian, G.J., Niu, Q.P., Ma, Y.Q., Li, Z.Q., Liu, E.H. Application of industrial waste heat in solar refrigerant system an example of a textile factory in Jinjiang, *Thermal Science*, Vol. 23, pp. 2495-2500, 2019. <https://doi.org/10.2298/TSCI1904495Z>
- [21] Menghi, R., Domizio, G. Di., Papetti, A., Germani, M., Marconi, M. An energy assessment method for SMEs: Case study of an Italian mechanical workshop, *Procedia Manufacturing*, Vol. 43, pp. 56-63, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2020.02.107>
- [22] Wang M, Deng C, Wang Y, Feng X. Exergoeconomic performance comparison, selection and integration of industrial heat pumps for low grade waste heat recovery, *Energy Conversion Management*, Vol. 207, 112532, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112532>
- [23] Ivezić, D., Živković, M., Madžarević, A., Pavlović, B. Mogućnost korišćenja toplotnih pumpi sa otpadnom toplotom iz postrojenja za prečišćavanje otpadnih voda kao toplotnim izvorom. *Energija, Ekonomija, Ekologija*, Vol. 23, No. 1, pp. 11-15, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-1.111>

AUTORI/AUTHORS

Dubravka Živković - Research Associate, Institute for Information Technologies, University of Kragujevac, Kragujevac, Serbia, dubravka@uni.kg.ac.rs, ORCID [0000-0002-0266-456X](https://orcid.org/0000-0002-0266-456X)

Davor Končalović - Associate professor, Faculty of Engineering, University of Kragujevac, Kragujevac, Serbia, davor.koncalovic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0003-1207-2653](https://orcid.org/0000-0003-1207-2653)

Vladimir Vukašinović – Associate professor, Faculty of Engineering,

University of Kragujevac, Kragujevac, Serbia, vladimir.vukasinovic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0001-6489-2632](https://orcid.org/0000-0001-6489-2632)

Mladen Josijević - Assistant professor, Faculty of Engineering, University of Kragujevac, Kragujevac, Serbia, mladen.josijevic@fink.rs, ORCID [0000-0001-9619-0897](https://orcid.org/0000-0001-9619-0897)

Dušan Gordić - Professor, Faculty of Engineering, University of Kragujevac, Kragujevac, Serbia, gordic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0002-1058-5810](https://orcid.org/0000-0002-1058-5810)

Novi pristup u upravljanju hidroelektranama zasnovan na neuronskim mrežama

A New Approach in Hydropower Plant Control Based on Neural Networks

Radmila Koleva, Darko Babunski, Emil Zaev, Atanasko Tuneski, Laze Trajkovski

Faculty of Mechanical Engineering, "Ss Cyril and Methodius" University in Skopje
Karloš II b.b. P.O. Box 464 1000 Skopje, R. Macedonia

Rezime – Novi pristup efikasnoj, bržoj i inteligentnoj hidroelektrani (HE), gde je sastavna oprema opisana visoko nelinearnim matematičkim modelima na osnovu preporuke radne grupe IEEE. Stabilnost HE i visoka efikasnost su važni faktori koji zavise od dinamičkih promena u zahtevima energetskeg sistema i vreme na pokretanja postrojenja jer je dobijena energija veoma fleksibilna na te promene u energetskeg sistemu. U ovom radu je prikazana i analizirana implementacija kontrolera baziranog na veštačkoj neuronskoj mreži sa PID-om kao pomoćnim kontrolerom koji je pomogao u postizanju boljeg ponašanja, brže stabilizacije postrojenja i rada. Prednosti novih tehnologija i mogućnosti dovele su do poboljšanja upravljanja HP i bržeg rada sistema. Ovo se postiže korišćenjem MATLAB®-a - Deep Learning Toolbox, dok su simulacije pripremljene u Simulink-u. Veštačke neuronske mreže (ANN) kao tehnika koja se koristi u sistemima upravljanja HP ima prednosti u dobijanju stabilnog i bržeg odziva, ali složenost strukture koja stoji iza neuronskih mreža (NN), što znači algoritme, broj skrivenih slojeva, funkciju obuke, pobudna funkcija može da zakomplikuje i destabilizuje proces. U ovom radu fokus je stavljen na odzive i prednosti implementacije novih tehnologija u suprotnosti sa problemima koji se mogu javiti njihovom upotrebom kao što su: destabilizacija postrojenja primenom manjih promena, prilagođavanje parametara, proces učenja i obuke koji neće biti temu ovog rada.

Ključne reči - hidroelektrane, upravljanje, veštačke neuronske mreže, PID

Abstract - A new approach to efficient, faster, and intelligent hydropower plant (HPP) control, where constituent equipment is described with highly non-linear mathematical models based on the recommendation from the working group of IEEE on prime movers, is represented in this paper. HPP stability and high efficiency are important factors dependent on the dynamic changes in the energy system demands and the starting time of the plant because the obtained energy is very flexible to those changes in the energy system. This paper is shown and analysed the implementation of the artificial neural network-based controller with PID as an auxiliary controller which helped achieve better behaviour, faster plant stabilization, and operation.

The benefits of new technologies and possibilities led to improvements in HPP control and faster system operation. This is achieved by using MATLAB® - Deep Learning Toolbox whereas the simulations are prepared in Simulink. Artificial Neural Networks (ANN) as a technique used in the HPP control systems have advantages in getting a stable and faster response but the complexity of the structure behind the neural networks (NN), meaning algorithms, number of hidden layers, training function, activation function can complicate and destabilize the process. In this paper, the focus is put on the mechanical power responses improvement and the advantages of implementing new technologies contrary to the problems that can occur by using them such as plant destabilization by implementing minor changes, fitting parameters, learning, and training processes, number of hidden layers/neurons, number of epochs, etc.

Index Terms - Hydro Power Plant, Control, Artificial Neural Networks, PID

I INTRODUCTION

Increasing hydropower efficiency besides operational improvements and the electricity market opportunities is possible by implementing new technologies in the plant control process, especially frequency control. Meaning that providing the hydropower plant (HPP) control strategy has a long history of improvement. The foundation is set by the IEEE working group on Prime mover and energy supply where the HPP dynamic model is proposed [1]. This paper has represented the improvement and modernization of the model proposed in [1], utilized, and verified in [2]. Here, the proposed control technique is achieved by the PID controller. By the time of various techniques improvement, different approaches have been implemented and represented.

The Proportional-Integral (PI) controller in HPP frequency control could be found to be a successful strategy in [3] and [4]. While in [5] are studied four types of controller strategies, traditional, PI, PID, and PI-PD but PI is represented as the one which has the best performance over the traditional, PID, and PI-PD within the stability criteria whereas the mechanical power follows the demanded power curve the best.

Besides, [1], [6] [2], and [7] which showed that the PID has the best performance as an HPP control strategy, [8] also represented rapid output response and minimal overshoot using PID.

In frequency control, another approach [9] is represented to highlight the PID performance based on the feedback signal average derivative for obtaining noise-tolerable differential control. Another completely different approach to power plant control is represented in [10] where the tilt-integral-derivative (TID) showed better performances than the PID in order to diminish the frequency variations along with control the tie-line power. This type of controller as shown offered a lesser effect on the closed-loop response for system parameter variations and offered better disturbance rejection.

Sometimes, two control techniques are combined for better plant dynamics behaviour as represented in [11] where PID is included as governor speed control and PI is included as a power control.

Despite the variations in the HPP frequency control strategies, choosing the appropriate PID parameter tuning method as the most suitable controller is represented in [12]. There are obtained two tuning methods Ziegler-Nichols (Z-N) and Ant Colony Optimization (ACO) in which is shown that the ACO PID parameter tuning method gave more accurate frequency responses.

Moreover, gain scheduling [13], [14] as a control technique is used for providing better HPP control because it can be applied in a complete working area of the plant while using the PID controller only, its control is valid in the vicinity of the workstation for which the controller is designed.

A lot of PI, PID, and its combination as an approach could be found in order to represent the plant control improvement. Looking forward to new intelligent control possibilities, the present techniques are Fuzzy-PI controller [15], [16] which showed better load frequency control and stability properties compared to PI/PID.

In the frequency control field, a lot of approaches that include intelligent control could be found such as fuzzy model predictive controller (MPC) [17], fuzzy logic implementation for managing the power over the grid demanding [18], and a lot of other approaches based on the fuzzy logic in HPP control as in [19].

A further step into HPP control is the Fuzzy neural network combination approach [20] which also brings additional system dynamics behaviour improvement. After the fuzzy neural network era, control law based on the neural networks and only neural networks (NN) is the new trend.

The papers for HPP control based on the NN found until now, are about using only NN without the influence of some control law as an approach to system HPP dynamics behaviour improvement. This means that the NN with its input and target data set is used for a plant model behaviour prediction or improvement as represented in [21], [22], [23].

Besides the PI, PID, fuzzy logic, and NN, there are present adaptive methods whose purpose is to achieve stability and flexibility of the power system [24] no matter the conditions or the disturbances influencing the system.

This paper has represented neural network (NN) based control as the latest approach in the control theory [25]. Besides the different control strategies and backgrounds, the achieved results comparing PID and NN-based controllers, are comparable and in this paper are analysed.

Building the NN-based controller parameters and its architecture covers a few steps: selecting the error calculation method, which in this paper is Mean Square Error (MSE), selecting tansig and purelin as the activation function (AC) of the neuron's output in the hidden and output layer, designing the right number of neurons in the hidden layer, selecting Levenberg-Marquardt Algorithm (LMA) as training algorithm, and choosing the right number of epochs. Based on the design and selection of these parameters, simulation results have been represented and discussed in this paper.

The control strategy implemented with the NN-based controller resulted in the HPP dynamics behaviour enhancement when the optimal turbine model has been in use. The non-optimal turbine would not be a discussion point because its working point is not in accordance with the real-case scenario turbine operation as elaborated in IV – Results and discussion.

II METHODOLOGY

To achieve a more stable, efficient, and reliable HPP process, both control techniques have been examined, PID plant control and NN-based control.

Because of the plant and operation complexity, PID plant control is performed as a gain scheduling technique that provides, control in the entire working area of the HPP.

NN-based control as an advanced and modern technique provides options for designing and selecting different types of controllers and parameters that affect plant behaviour in different ways. Each parameter, as part of the controller, and the controller itself contributes to different system behaviour.

Nonlinear autoregressive moving average (NARMA-L2) is the selected type of NN-based neuro controller for HPP control. This type of controller makes an approximation and cancels the process nonlinearity by transforming the nonlinear system dynamics into linear but simultaneously aiming to maintain the original system behaviour and dynamics. This leads to a reduction in the need for large computing power and long computing periods [26]. The training is performed offline because during the computing process, both functions that are part of the NARMA-L2 mathematical representation (Heading III), are eliminated after the approximation and after the training data generation. It is happening after each computation cycle.

In the proposed model [1], the reference value, the feature, which is system input, is the frequency/angular velocity. This is the controlled parameter by the NN-based neuro controller based on the network load. The error between the reference frequency/angular velocity and the real/output frequency/angular velocity is the signal which is processed inside the NARMA-L2. Its output is further HPP model input, according to Figure 1. Besides the design and selection of the parameters that describe the NN-based neuro controller, choosing the right training

algorithm is also important. In this paper, Levenberg-Marquardt Algorithm (LMA) is utilized as the most efficient and most accurate training backpropagation algorithm [27] for fast and correct simulation results execution. All equations and parameters set in the NN-based neuro controller are normalized. Also, the equations describing the HPP model are normalized and expressed per unit (pu).

HPP which is elaborated on in this paper works in island operational mode.

III MATHEMATICAL REPRESENTATION

Mathematical representations of both, (A) non-linear HPP and (B) NN-based neuro controller, type NARMA-L2, have been represented.

Figure 1 represents the functional combination of the following subsystems: hydraulic servo mechanics, turbine dynamics, rotor dynamics, and control law.

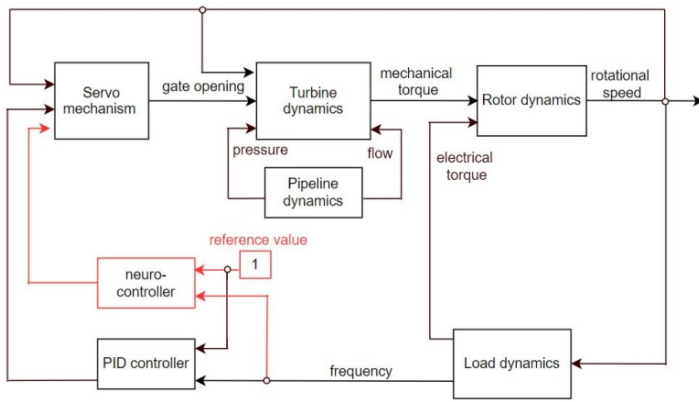


Figure 1. HPP block diagram [1] (amended by authors)

A. HPP mathematical representation

The hydraulic servo mechanism is mathematically described as follows:

$$G_v(s) = \frac{1}{(T_1 s + 1)(T_2 s + 1)} \quad (1)$$

In equation 1, T_1 and T_2 are responsible for the servo mechanism movement including the servo motors. They are determined by the pressure and the flow that enters the HPP [2].

$$\frac{L[y(t)]}{L[u(t)]} = \frac{1}{T_p s + 1} \quad (2)$$

In equation 2, T_p is a pilot valve and servo motor time constant. The signal from the controller $u(t)$ enters the hydraulic servo mechanism, where the output $y(t)$ is the blade opening position of the wicket gate [1] [2].

A non-linear hydro turbine is described as follows:

$$\frac{dq_t}{dt} = \frac{1}{T_w} (1 - h_f - h_t) \quad (3)$$

$$q_t = c \sqrt{h_t} \quad (4)$$

$$P_m = A_t h (q - q_{nl}) - D c \Delta \omega \quad (5)$$

where: h_f - pressure drop, h_t - pressure through a turbine, P_m - mechanical power, D - turbine damping coefficient, T_w - water time constant, A_t - coefficient that brings the equation into a single quantity in relation to the power of the generator, q_{nl} - water flow through a turbine when there is no load and q - turbine water flow, c - wicket gate opening and $\Delta \omega$ - difference between the reference input value and actual output value [2].

Turbine damping coefficient can vary between 0.5 and 1; in the paper its chosen value is 0.5.

The mathematical representation of the electrical subsystem is as follows:

$$\dot{\omega} = \frac{1}{T_m \cdot \omega} (P_m - P_e) \quad (6)$$

$$P_e = P_l + D(\omega - 1) \quad (7)$$

Parameters that describe the mathematical model of a single electric generator are: T_m - mechanical time constant in seconds, ω - nominal angular velocity, P_e - electrical power, P_l - electrical load [2].

$$G(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d \cdot s \quad (8)$$

The control basic of non-linear HPP is the PID control which is mathematically represented with Eqn. 8, but practically the HPP control is executed with a gain scheduling control technique. It is due to the full HPP operating area.

B. NN-based neuro controller – NARMA-L2, parameter design, and selection

Since NARMA-L2 is the chosen type of NN-based neuro controller, its functional block diagram and mathematical representation follow.

The working principle of the NARMA-L2, Figure 2 is based on the input reference data and plant output data comparing and thus creating the control signal that enters the HPP with the minimized error between both input and output values.

Two non-linear functions are in the structure of this neuro-controller, g and f . They have $(2n-1)$ inputs whereas y is plant output and u controlled signal i.e. controller output. After the plant approximation and training data generation, g and f are eliminated. Once the data are generated inside the neuro-controller, the system is trained repeatedly, until reaching the desired behaviour and minimal data output error.

Both non-linear functions g and f are mathematically described as follows:

$$f = F\left[\left(y(k), \dots, y(k-n+1), 0, u(k-1), \dots, u(k-n+1)\right)\right] \quad (9)$$

$$g = \frac{\partial F}{\partial u(k)} \Big|_{\left[\left(y(k), \dots, y(k-n+1), 0, u(k-1), \dots, u(k-n+1)\right)\right]} \quad (10)$$

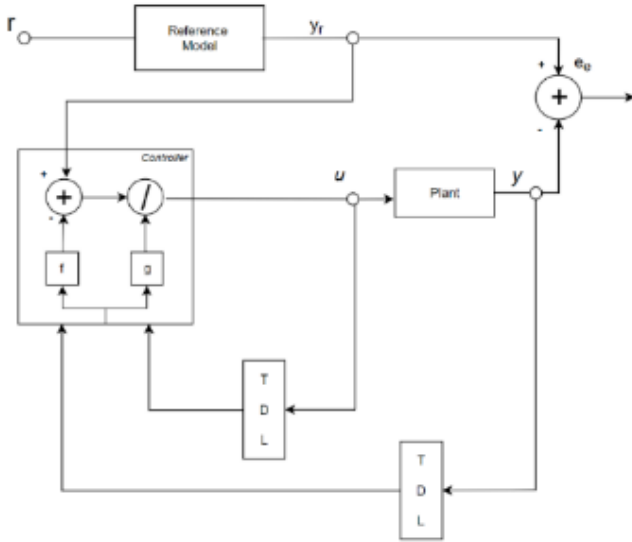


Figure 2. Block diagram of NARMA-L2 [6]

Mathematical representation of the control law is defined by the following discrete-time characteristic equation

$$u(k+1) = \frac{y_r(k+d) - f[y(k), \dots, y(k-n+1), u(k), \dots, u(k-n+1)]}{g[y(k), \dots, y(k-n+1), u(k), \dots, u(k-n+1)]} \quad (11)$$

System output is $y(k+d)$. It is equal to the tracked reference model output defined as $y_r(k+d)$, where d is a delay, n is a positive integer, and shows the number of delayed outputs and k is the time index.

Fitting the network is based on a few parameters: activation function (AC), numbers of neurons, training algorithm, error calculation principle.

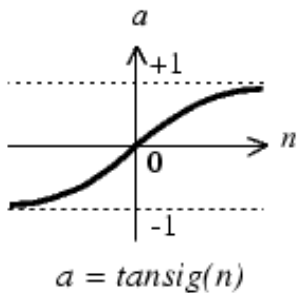


Figure 3. Tansig AC [28]

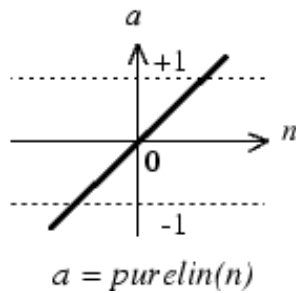


Figure 4. Purelin AC [28]

When choosing the AC, must be taken into consideration that the model/plant is real, verified, and in operation. This directs the selection of Tansig AC (Figure 3) in the first hidden layer. The cancelation of the nonlinearity of the system directs to Purelin AC (Figure 4) selection in the output layer. However, it could be neglected by achieving good design and fitting the controller parameters.

Equation 12 gives the calculation possibilities of the lower and upper limits in neuron number calculation.

$$2 \cdot (n_i + n_o) \leq n_1 \leq \frac{k \cdot (n_i + n_o) - n_o}{n_i + n_o + 1} \quad (12)$$

Here, where n_i is the number of inputs, n_o is the number of outputs, k is the number of rows/values, and n_1 is the calculated number of neurons.

In this paper, LMA as the most accurate and efficient controller training algorithm [27] is selected and executed.

In (13), N is the average value of all results, y_i is the true value, and $\hat{y}$ is the estimated value of y . Equation 13 refers to Mean Square Error (MSE), a loss function integrated into the controller.

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y})^2 \quad (13)$$

IV RESULTS AND DISCUSSION

In this paper, the implementation of an NN-based neuro controller, type NARMA-L2 in HPP control is the main research topic. From the very beginning, it was known that NARMA-L2 has its own limitation in the system implementation because of the AC types, the non-linear functions approximation, and even its own structure.

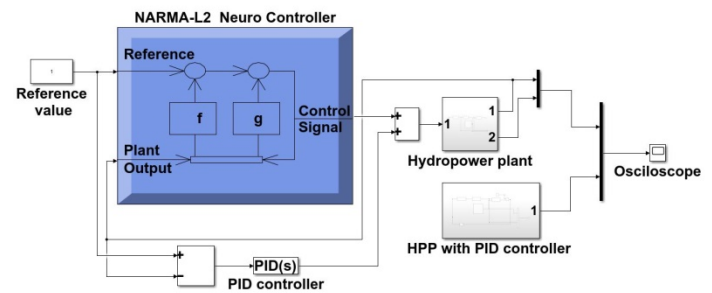


Figure 5. HPP model of Neuro-PID controller

Combining an NN-based neuro controller and PID will give much better results than using PID or NN-based neuro controller only. This is because with NARMA-L2 better dynamics behaviour will be achieved i.e., small behaviour improvement but the error in the tracking signal will be present because of the function approximation and AC that performs inside the controller.

Figure 5 represents a combination of both controllers, where NARMA-L2 is designed, fitted, and trained to track the network load. PID is added with the purpose to minimize the error that could not be reduced by the NN-based neuro controller NARMA-L2, because of the activation function in the layers and because of the non-linear function f and g approximation.

Table 1 represents the network architecture, training data, and training parameters.

Table 1. Plant identification and controller configuration

Network Architecture			
Size of hidden layer	4	Delayed plant inputs	1
Sampling interval (sec)	1	Delayed plant outputs	1
Training data			
Training samples	3000	Minimum interval value	0.1
Maximum plant input	1	Maximum plant output	inf
Minimum plant input	0.9	Minimum plant output	-inf
Maximum interval value	250	Simulink plant model	Model_1
Training parameters			
Training Epochs	2500	Training function	trainlm

According to equation (12), the number of neurons in the layers is calculated to be 4 as its lower limit. This number of neurons calculation must be proper and correct because the behaviour of the system most of the time depends on this parameter which can lead to overfit or underfit. Both conditions are bad for the system dynamics representation. Trainlm means that LMA is the training algorithm. There are 2500 training epochs, and the training samples are 3000. The input limitation is 1 because the reference value in the Simulink model is the angular velocity, which is 1, or 50 Hz. The more the system is operating near the optimal model, the more appropriately the parameters should be selected and designed.

Responses of the HPP control model represented in Figure 5 follow in Figure 6 and Figure 7.

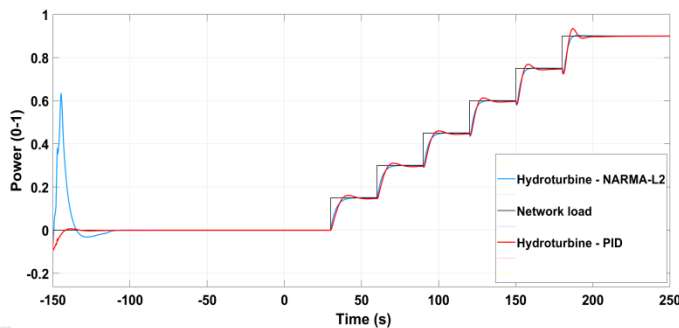


Figure 6. System response of a non-linear HPP model

Responses in Figure 6. represent the system behaviour when the optimal turbine model is in use.

The blue line represented the response when the NARMA-L2 combined with PID is in use while the red one represents the

response when the PID controller only is in use.

According to Figure 6 and Figure 7, the mechanical power is in balance with the network load. The blue line response represents a critically damped system while the red line represents the stable system with oscillations that are increased as the system approaches equilibrium.

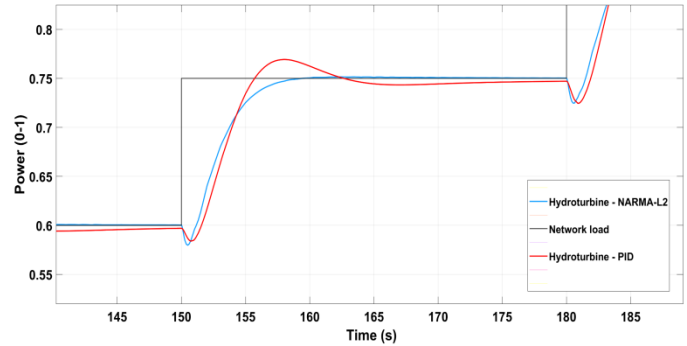


Figure 7. Detailed view of a non-linear HPP response

A small improvement in the system behaviour can be noticed between the PID and the NN-based neuro controller.

The presented model and its simulations refer to an HPP at the black start which means starting the plant operation without an external supply of electricity. In such a case it is very important for the balance between the network load and the generated power to be established. According to the responses, the network load is tracked by the generated power.

According to the non-optimal turbine model using, analysis and simulation results showed that the improvement in system dynamics behaviour when implementing an NN-based neuro controller is incomparably greater than the optimal one. That is because the non-optimal turbine model, whose operational point is not a real-case scenario, has greater performance improvement based on the simulation results. Having a non-optimal turbine in operation is not a usual case. [29].

In theory, an NN-based neuro controller can adapt to a different case, but the adaptation depends on the system's mathematical complexity. Due to the controller limitation, sometimes it would not work as well as expected because every system has its own dynamics features and properties in terms of NN-based neuro controller creation and preparation for implementation.

NN structure may be different for the same input and target data set. The important approach in this paper is to build a NN structure that helps the system to enable better system dynamics behaviour. According to [30], the NN behaviour depends on the hyperparameters data set combination. It means that different training NN data sets would provide different results. Since the different system performances are based on the data set configuration, [30] proves the statement while in this paper is made an additional check to complement the claim.

In this paper is made additional check when only the number of hidden layers/neurons is changed. The number of epochs, training function, and input and output data set remained the same.

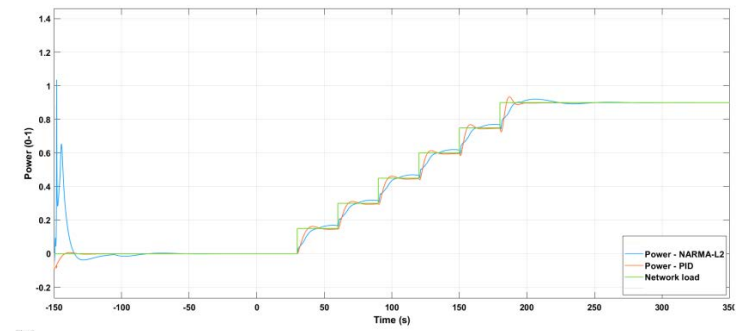
Table 2: NN-based neuro controller configuration [30]

Network Architecture – First case	
Size of hidden layer: 10	Delayed plant inputs: 1
Sampling interval (sec): 1	Delayed plant outputs: 1
Training samples: 1000	Minimum interval value: 0.1
Maximum interval value: 250	Simulink plant model: Model
Training Epochs: 600	Training function: trainlm
Network Architecture – Second case	
Size of hidden layer: 20	Delayed plant inputs: 1
Sampling interval (sec): 1	Delayed plant outputs: 1
Training samples: 1000	Minimum interval value: 0.1
Maximum interval value: 250	Simulink plant model: Model
Training Epochs: 10	Training function: trainlm
Network Architecture – Third case	
Size of hidden layer: 4	Delayed plant inputs: 1
Sampling interval (sec): 1	Delayed plant outputs: 1
Training samples: 1000	Minimum interval value: 0.1
Maximum interval value: 250	Simulink plant model: Model
Training Epochs: 2500	Training function: trainlm

Table 3: NN-based neuro controller configuration

Network Architecture – First case	
Size of hidden layer: 2	Delayed plant inputs: 1
Sampling interval (sec): 1	Delayed plant outputs: 1
Training samples: 1000	Minimum interval value: 0.1
Maximum interval value: 250	Simulink plant model: Model
Training Epochs: 2500	Training function: trainlm
Network Architecture – Second case	
Size of hidden layer: 50	Delayed plant inputs: 1
Sampling interval (sec): 1	Delayed plant outputs: 1
Training samples: 1000	Minimum interval value: 0.1
Maximum interval value: 250	Simulink plant model: Model
Training Epochs: 2500	Training function: trainlm
Network Architecture – Third case	
Size of hidden layer: 100	Delayed plant inputs: 1
Sampling interval (sec): 1	Delayed plant outputs: 1
Training samples: 1000	Minimum interval value: 0.1
Maximum interval value: 250	Simulink plant model: Model
Training Epochs: 2500	Training function: trainlm

According to the calculation and proposal in [30], the minimal number of neurons for the available data set is 4 and the maximum is above 100.

**Figure 8.** HPP response with 2 neurons – first case

The first case, Figure 8 is when the number of neurons is lower than the minimum calculated. If the response is analyzed, could be concluded that the generated power response when the NN-based neuro controller has the control role, blue line, tracks the network load with a very big error. Even more, the system is very slow compared with the response when the PID has the control role. This indicates that 2, which is below the calculated number of neurons is not suitable for training the proposed controller and NN.

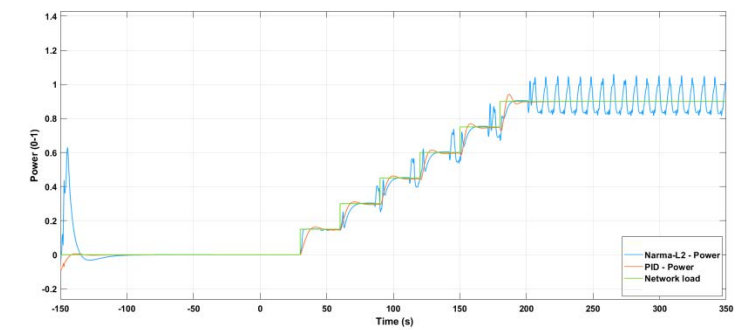
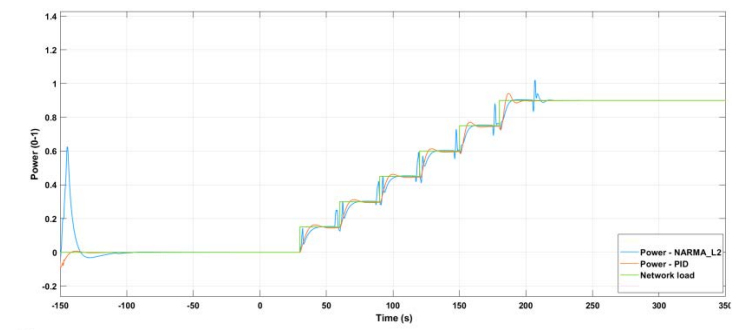
**Figure 9.** HPP response with 50 neurons – second case**Figure 10.** HPP response with 100 neurons – third case

Figure 9 and Figure 10 are the second and third cases, meaning 50 and 100 neurons in the NN.

Training the network with 50 hidden layers/neurons, according to Figure 9, acts as the system is overtrained. The generated power,

the blue line tracks the network load but with a lot of oscillations and damping during the transition from one to another load level which is also not good for the power plant. Figure 9 shows that in the steady-state position there would be constant oscillations.

According to Figure 10, with 100 hidden layers/neurons, the mechanical power tracks the network load, but at the moment of transition from one to another load level, there are disturbances in the system. At the steady-state position, the response gets stable with a sudden unexpected pick and then the plant remains stable. However, with 100 neurons, the system with implemented NN-based neuro controller has slower properties, response with blue colour, than the response with red colour, when PID has the control role.

Should be mentioned that this is not an adaptive control, but the control law based on the NN with possibilities to enable better dynamics behaviour, and faster and more efficient plant performance. But since the training data set is not prepared adequately, the plant response would not have any improvements. This shows that every training data set could not bring the system into the desired condition no matter the training period or other system properties.

V CONCLUSION

A mathematical representation of non-linear HPP and the control law of the NN-based neuro controller has been made, and the implementation of the NN-based neuro controller with its control law has been successfully exhibited.

According to the simulations, at black start mode conclusion is made that the frequency i.e. the angular velocity of the turbine at island operational mode can be successfully controlled when new technologies, as a controller based on NN, will be implemented in the system.

The NN training data set configuration is a crucial feature in system stability and dynamic behaviour. Inappropriate training data sets can easily destabilize the plant properties.

The benefits when NARMA-L2 is implemented in the system control when the hydro turbine model is optimal are small but evident. A critically damped, fast, and stable system is achieved when an NN-based neuro controller is in control of the HPP, meaning a more efficient operation process.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Working Group Prime Mover and Energy Supply, Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 167–179, Feb. 1992. <https://doi.org/10.1109/59.141700>
- [2] Babunski, D., Tuneski, A. Simulation of Control Plant Dynamic Characteristics in the Case of Hydraulic Turbine, IFAC Proceedings Volumes, Vol. 37, No. 19, pp. 301–305, 2004, [https://doi.org/10.1016/S1474-6670\(17\)30701-2](https://doi.org/10.1016/S1474-6670(17)30701-2)
- [3] Saxena, S., Hote, Y.V. PI Controller Based Load Frequency Control Approach for Single-Area Power System Having Communication Delay, IFAC-PapersOnLine, Vol. 51, No. 4, pp. 622–626, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.06.165>
- [4] Strah, B., Kuljaca, O., Vukic, Z. Speed and Active Power Control of Hydro Turbine Unit, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 20, No. 2, pp. 424–434, 2005. <https://doi.org/10.1109/TEC.2004.837278>
- [5] Zoby, M. R. G., Yanagihara, J.I. Analysis of the primary control system of a hydropower plant in isolated model, Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering, Vol. 31, No. 1, 2009. <https://doi.org/10.1590/S1678-58782009000100002>
- [6] Babunski, D., Tuneski, A., Zaez, E. Simulation of load rejection on a nonlinear Hydro Power Plant model with mixed mode nonlinear controller, in Proc. Mediterranean Conference on Embedded Computing (MECO), Bar, Montenegro, pp. 275–278, 19–21 June 2012. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6268977> [pristupljeno 02.04.2022]
- [7] 125-2007 - IEEE Recommended Practice for Preparation of Equipment Specifications for Speed-Governing of Hydraulic Turbines Intended to Drive Electric Generators, in: Revision of IEEE Std 125-1988, pp. 1–55. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2007.4383553>
- [8] Hammid, A.T., Hojabri, M., Sulaiman, M., Abdalla, A., Kadhim, A.A. Load Frequency Control for Hydropower Plants using PID Controller, Journal of Telecommunication, Electronic and Computer Engineering, Vol. 8, No. 10, pp. 47–51, 2016.
- [9] Moon, Y.-H., Ryu, H.-S., Lee, J.-G., Kim, S. Power system load frequency control using noise-tolerable PID feedback, in Proc. ISIE 2001. 2001 IEEE International Symposium on Industrial Electronics Proceedings (Cat. No. 01TH8570), Pusan, South Korea, pp. 1714–1718, 12–16 June 2001. <https://doi.org/10.1109/ISIE.2001.931967>
- [10] Khamari, D., Sahu, R.K., Gorripotu, T.S., Panda, S. Automatic generation control of power system in deregulated environment using hybrid TLBO and pattern search technique, Ain Shams Engineering Journal, Vol. 11, No. 3, pp. 553–573, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.asej.2019.10.012>
- [11] Kawkabani, B., Nicolet, C., Schwery, A. Modeling and control of large salient-pole synchronous hydro generators and stability issues in isolated production mode, in Proc. 2013 IEEE Workshop on Electrical Machines Design, Control and Diagnosis (WEMDCD), Modena, Italy, pp. 148–157, 11. March 2013. <https://doi.org/10.1109/WEMDCD.2013.6525175>
- [12] Singh, O., Verma, A. Frequency Control for Stand-Alone Hydro Power Plants using Ant Colony Optimization, in Proc. 2020 IEEE International Conference on Advent Trends in Multidisciplinary Research and Innovation (ICATMRI), Buldhana, India, pp. 1–6, 30. December 2020. <https://doi.org/10.1109/ICATMRI51801.2020.9398417>
- [13] Orelind, G., Wozniak, L., Medanic, J., Whittemore, T. Optimal PID gain schedule for hydrogenerators-design and application, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 4, No. 3, pp. 300–307, 1989. <https://doi.org/10.1109/60.43228>
- [14] Babunski, D. Optimal control systems in hydro power plants Faculty of Mechanical Engineering, Ss. “Cyril and Methodius” University, Skopje, 2012.
- [15] Asoh, D. A., Mbinkar, E. N., Moutlen, A.N. Load Frequency Control of Small Hydropower Plants Using One-Input Fuzzy PI Controller with Linear and Non-Linear Plant Model, Smart Grid and Renewable Energy, Vol. 13, No. 1, pp. 1–16, 2022. <https://doi.org/10.4236/sgre.2022.131001>
- [16] Çam, E. Application of fuzzy logic for load frequency control of hydroelectrical power plants, Energy Convers Manag, Vol. 48, No. 4, pp. 1281–1288, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.09.026>
- [17] Kayalvizhi, S., Vinod Kumar, D.M. Load Frequency Control of an Isolated Micro Grid Using Fuzzy Adaptive Model Predictive Control, IEEE Access, Vol. 5, pp. 16241–16251, 2017. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2735545>
- [18] Angalaeswari, S., Swathika, O.V.G., Ananthakrishnan, V., Daya, J.L.F., Jamuna, K. Efficient Power Management of Grid operated MicroGrid Using Fuzzy Logic Controller (FLC), Energy Procedia, Vol. 117, pp. 268–274, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.131>
- [19] Mahmoud, M., Dutton, K., Denman, M. Design and simulation of a nonlinear fuzzy controller for a hydropower plant, Electric Power Systems Research, Vol. 73, No. 2, pp. 87–99, 2005. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2004.05.006>
- [20] Kareem, H.J. Control on Hydropower Plant using Fuzzy Neural Network based on Right-Angle Triangle Membership, Journal of Advanced Research in Dynamical and Control Systems, Vol. 10, No. 10, pp. 1239–1250, 2018.
- [21] Syan, S., Biswal, G.R. Frequency control of an isolated hydro power plant using artificial intelligence, in Proc. 2015 IEEE Workshop on Computational Intelligence: Theories, Applications and Future Directions (WC1), Kanpur, India, pp. 1–5, 14–17. December 2015. <https://doi.org/10.1109/WCI.2015.7495537>
- [22] Barzola-Monteses, J., Gómez-Romero, J., Espinoza-Andaluz, M., Fajardo, W. Hydropower production prediction using artificial neural networks: an

- Ecuadorian application case, *Neural Computing and Applications*, Vol. 34, No. 16, pp. 13253-13266, 2022. <https://doi.org/10.1007/s00521-021-06746-5>
- [23] Elgammal, A., Boodoo, C. Optimal Frequency stability Control Strategy for a Grid-Connected Wind/PV/FC/BESS Coordinated with Hydroelectric Power Plant Storage Energy System Using Variable Structure Control, *European Journal of Energy Research*, Vol. 1, No. 4, pp. 1-7, 2021. <https://doi.org/10.24018/ejenergy.2021.1.4.17>
- [24] Gezer, D., Taşcıoğlu, Y., Çelebioğlu, K. Frequency Containment Control of Hydropower Plants Using Different Adaptive Methods, *Energies*, Vol. 14, No. 8, pp. 2082, 2021. <https://doi.org/10.3390/en14082082>
- [25] Ma, J., Xu, S., Li, Y., Chu, Y., Zhang, Z. Neural networks-based adaptive output feedback control for a class of uncertain nonlinear systems with input delay and disturbances, *Journal of the Franklin Institute*, Vol. 355, No. 13, pp. 5503-5519, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.jfranklin.2018.05.045>
- [26] The MathWorks, *Design NARMA-L2 Neural Controller in Simulink*, <https://www.mathworks.com/help/deeplearning/ug/design-narma-l2-neural-controller-in-simulink.html>
- [27] Lv, C., Xing, Y., Yhang J., Na, X. Levenberg–Marquardt Backpropagation Training of Multilayer Neural Networks for State Estimation of a Safety-Critical Cyber-Physical System, *IEEE Trans Industr Inform*, Vol. 14, No. 8, pp. 3436-3446, 2018. <https://doi.org/10.1109/TII.2017.2777460>
- [28] Sharma, S., Sharma, S., Athaiya, A. Activation functions in neural networks, *International Journal of Engineering Applied Sciences and Technology*, Vol. 04, No. 12, pp. 310-316, 2020. <https://doi.org/10.33564/IJEAST.2020.v04i12.054>
- [29] Koleva, R., Lazarevska, A.M., Babunski, D. Artificial Neural Network-based Neurocontroller for Hydropower Plant Control, *TEM Journal*, Vol.11, No.2, pp. 506-512, 2022. <https://doi.org/10.18421/TEM112-02>
- [30] Koleva, R., Babunski, D., Zaev, E. System dynamics behaviour based on the hyperparameters impact in hydropower plant control, in *Proc. SimTerm*, Niš, Serbia, 18-21. October 2022.

AUTORI/AUTHORS

Radmila Koleva - assistant, Saints Cyril and Methodius University in Skopje, radmila.koleva@mf.edu.mk, ORCID [0000-0001-9089-2214](https://orcid.org/0000-0001-9089-2214)

Darko Babunski - professor, Saints Cyril and Methodius University in Skopje, darko.babunski@mf.edu.mk, ORCID [0000-0003-2133-4301](https://orcid.org/0000-0003-2133-4301)

Emil Zaev - associate professor, Saints Cyril and Methodius University in Skopje, emil.zaev@mf.edu.mk, ORCID [0000-0003-4041-8789](https://orcid.org/0000-0003-4041-8789)

Atanasko Tuneski - professor, Saints Cyril and Methodius University in Skopje, atanasko.tuneski@mf.edu.mk, ORCID [0000-0002-0719-0543](https://orcid.org/0000-0002-0719-0543)

Laze Trajkovski - professor, Saints Cyril and Methodius University in Skopje, laze.trajkovski@mf.edu.mk

Koraci u rekonstrukciji za poboljšanje performansi rada zatvarača na temeljnom ispustu

Reconstruction Steps to Improve Performance of a Dam Bottom Outlet Regulation Gate

Filip Stojkovski, Sašo Belšak, Robert Broz

ISKRA IMPULS d.o.o., SLOVENIA

Rezime - Brane i hidroelektrane u regionu Balkana, posebno u zemljama bivše Jugoslavije, dolaze u period kada se moraju razmotriti rekonstrukcijski radovi, da bi se produžio njihov radni period i poboljšao njihov učinak. Sledeći rad predstavlja sublimaciju serije koraka preduzetih za rekonstrukciju i poboljšanje performansi regulacionih tablastih zatvarača na temeljnom ispustu brane. Kako su se nekadašnji standardi malo razlikovali od današnjih, a i proizvodnja opreme je bila drugačija, glavni izazov je bio preduzeti određene korake, kao što su pristup analitičkom proračunu, numeričke CFD i FEA simulacije, kao i mehaničkoj radovi na rekonstrukciji, kako bi se napravio obim radnih tokova na tablastom zatvaraču, poboljšao radni opseg, smanjilo opterećenje podizanja i poboljšale vibracije zatvarača. Sprovedene su numeričke simulacije uslova isticanja kroz temeljni ispust, a kasnije su dokazane snimcima dronom gde se posmatra tok isticanja. Izvršena su i puna suva i mokra merenja pre i posle rekonstrukcijskih radova, gde je postignuto značajno poboljšanje performansi rada zatvarača.

Ključne reči – Zatvarači, Rekonstrukcija, CFD, FEA, Poboljšanje performansi

Abstract - Dams and Hydropower plants in the Balkan region, especially in the countries of Ex-Yugoslavia, are coming to a period where reconstruction works have to be considered, to prolong their operational period and to improve their performance. The following paper represents a sublimation of series of steps taken for reconstruction and performance improvement of a Dam Bottom Outlet Regulation Gate. As the standards back in those days were slightly different from today's, and the equipment manufacture was also different, the main challenge was to take certain steps, such as analytical calculation approach, numerical CFD and FEA simulations and also mechanical reconstruction works, to make scope of workflows on the hydraulic gate, to improve operational range, reduce lifting loads and improve gate vibrations. Numerical simulations of the outflow conditions of the bottom outlet were carried out, and later were proved with drone footage to observe the outflow pattern. Besides, full dry and wet test measurements were made before and after reconstruction works, where significant performance improvement of the gate operation was achieved.

Index Terms - Hydraulic Gates, Reconstruction Works, CFD, FEA, Performance Improvement

I INTRODUCTION

Reconstruction works on hydraulic gates are not prescribed by any standard and are mainly based on the practical experience of the engineers throughout the years of work with this type of hydromechanical equipment. Mainly, the minimal basis of the reconstruction works is known, where obligatory is the change of seals, wheel axles, bearings or bushings and bolts, and gate body corrosion protection coating application. Except for the mentioned essential mechanical works, the proof is needed that the gate will perform without any obstacles throughout the years, for any load case which can occur on-site.

In this paper, a brief description is given of all reconstruction steps taken to improve the performance of a bottom outlet regulation gate, such as analytical calculations and numerical simulations, 3D CAD modelling, on-site mechanical works and field tests to prove that the reconstruction works improved the overall gate performance. The scope of the work took place in the summer of 2021, on the bottom outlet regulation gate of HPP Rama in Bosnia & Herzegovina. Briefly, the main problem which was settled was that the gate couldn't perform full opening, increased flow leakage was present on-site, intense corrosion was present on several mechanical vital parts and seals and wheels frictional wear have reduced their full functionality. The maximal water height acting on the gate is $H = 95 [m]$, and the gate has overall dimensions of $4.3 \times 3.3 [m]$ and weight of app. 24 tons.

II DAMAGES ASSESSMENT

Pre-reconstruction phase was to inspect the gate as it is and to find out eventual damages on the gate slots and body, if any. The gate was installed back in 1964, app. 57 years old equipment, which was partially functional. The main issue was that the gate was not 100% operational, i.e. it could perform only 50% opening, which endangers the functionality of the dam bottom outlet, disabling evacuation of increased amounts of water and the self-closure (gravitational closure) criteria of the gate was brought to a question.

At first site, several damages were noticed. Primarily, the gate lip and the bottom seals were accessible to inspect eventual damages. A missing part was noticed on the bottom face of the side seal, where local water leakage was allowed. Second, as the discharge rates through the bottom outlet are excessive and the flow velocities are high, the water wears rocks and stones which hit the bottom of the gate and caused local damages on the gate body and the seals (Figure 1).



Figure 1. Local damages at the gate bottom (left – gate lip caverns from rock hits, right – side seal bottom face damage)

The following items described are the wheels and the wheel axles. Before reconstruction, damage was noticed on the wheel tracks, as the lower wheels which carry the highest loads were substantially pressed towards the wheel tracks and their initial rolling was blocked. That led to local damage of the wheel tracks, reducing the wheel rolling surface diameter and forcing the gate to slide towards the side bumpers, leading to increased friction and damages on the side sliding tracks (Figure 2).



Figure 2. Wheel track damage (left) and side bumper contact with the sliding track (right)

When the site was ready to perform gate dismantling, an interesting phenomenon was noticed – the gates center of gravity with the pre-described holes for the hydraulic cylinder and the hinges were miss-matched. The gate weight is app. 24 tons and when pulling out, the gate got stuck on the side bumpers and the side tracks. This situation was outrun by cutting out the side bumpers to release the gate and pulled out into the revision space (Figure 3). Later, new side bumpers were installed within the tolerances.

As the gate was pressed towards the side bumpers, the wheels were not performing contact with the wheel tracks, which is unacceptable (Figure 4). Also on Figure 4 it can be noticed the

surface damages on the wheel rolling surface which results in reducing the rolling diameter of the wheel, which increases the pressure on the seals. These damages were initially noticed and represent some of the main disadvantages of the gate which lead to increased lifting resistant forces of the gate, and negatively contribute towards performance of full lift, which was the main issue.



Figure 3. Side bumpers cut-out to release the stuck gate



Figure 4. Wheel not in contact with wheel track

III MECHANICAL WORKS AND DESIGN CALCULATIONS

After dismantling all mechanical elements, sand blasting was applied on the gate body and the gate slots, to clean the surfaces and to make them rough to better accept the anticorrosive coating. Corrosion damages were noticed especially at the sections where the wheel axles covers were attached. On Figure 5 a comparison is shown before and after the sand blasting.



Figure 5. Before (Left) and after (Right) sand blasting

As the standards and practices back in the days were different than today's methods, the challenge was primarily to re-design certain mechanical elements, such as bearings, wheel axles and their sealings, as standard equipment sizes have changed over time.

Primarily, the seals' dimensions for the gate were made by JUS standards which needed to be specially molded from Nitrile Rubber with 50 Shore rubber hardness, to perform „soft“ contact with the sealing frame and to be pre-compressed within the allowable limits. The seal plates and bolts were completely replaced, made from stainless steel. The sealing frame in the lower gate slot was also made from stainless steel, where the damaged sections were refurbished by welding stainless steel on them, and then adjusting at the right thickness. As the gate lifts and gets in the upper slot, the seals are always in contact, and the gate performs sealing throughout the operating height. The material of the gate slot is structural steel and the seals must remain in contact all the way.

The seals profiles are given on Figure 6 by JUS standards. Today's seals by European standards cannot fit in the pre-described sealing space. The seals between each other were glued to obtain a sealing unity. On Figure 7 the top seal is presented after refurbishment with the sealing plates and new bolts from stainless steel.

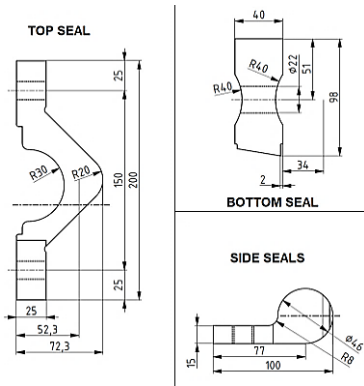


Figure 6. Gate seals profile dimensions by JUS standards



Figure 7. Gate top seal after refurbishment

The wheels were refurbished and their axles were re-designed. The purpose of the re-design of the axels was to reduce the contact pressure inside the rolling surface and to reduce rolling friction, which will reduce the lifting forces and allow the gate to perform full opening. Primarily, the wheel was sent to a workshop for cleaning, machining and the rolling surface was welded with stainless steel. The wheel axle hole diameter was decreased for 7 [mm] from Ø347 to Ø340 to put a pair of roller bearings packs with outer diameter of Ø340 and inner diameter of Ø220, compared to the old axle with outer diameter of Ø210. Also, the axle was bored with channels to allow lubrication of the roller bearings, where the old axle had self-lubricating copper bushings.

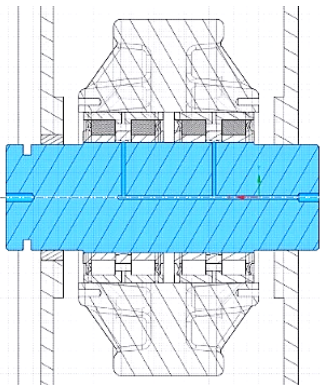


Figure 8. Wheel axle redesign



Figure 9. Refurbished wheel with welded stainless steel and packed with roller bearings

To perform this type of design, FEA simulations were carried to analyze the stress and strain behavior of the wheel assembly. The new design led to reducing the material grade quality from 1.4057 (original axle material) to 1.4301, obtaining a safety factor of the wheel of 1.355 (Figure 10).

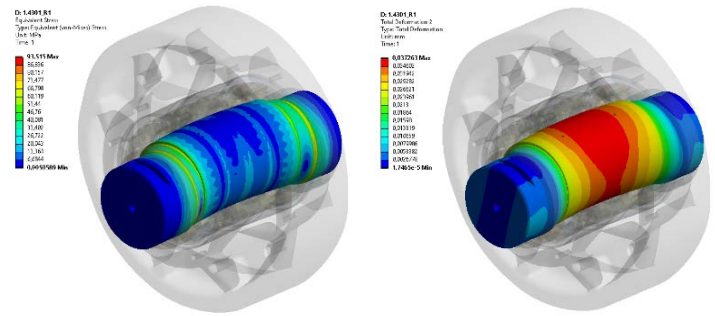


Figure 10. FEA analysis of the redesigned wheel assembly

Other mechanical FEA simulations were performed on the gate body, according to real measured material thicknesses, to obtain the stress and displacement behavior of the gate body and its critical sections, and also the determine the natural frequency of the gate, as later vibration measurements were performed to see how the reconstruction has overall influence on the gate improvement.

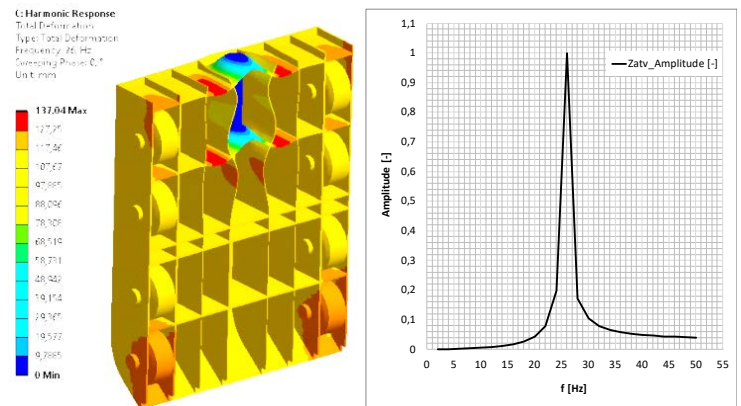


Figure 11. Harmonic response of the gate and its natural frequency at 26 [Hz]

IV CFD ESTIMATION OF HYDRODYNAMIC FORCES

As the primary criterion is to obtain self-closure of the gate, hydrodynamic forces estimation via CFD simulations is inevitable in the process. Using the Multiphase Flow Modelling approach with the Volume of Fluid (VOF) method, the gate was numerically tested from closed to opened position at different water levels in the reservoir. A 3D model was built, considering short segment of the bottom outlet and the outflow conditions in the atmosphere, considering a simplified terrain configuration behind the gate. The results of the CFD simulations show remarkable correspondence with the Model Tests of the bottom outlet performed 50 years ago.

The obtained results for the hydrodynamic forces showed that at every gate position, the forces are positive downwards which creates the Down-pull effect of the gate, leading towards self-closure of the gate (Figure 13). The water jet formation behind the gate from the CFD simulations was compared with drone footage, where at the same positions, the outflow conditions were filmed, showing similarity with the real operating conditions (Figure 14 and 15).

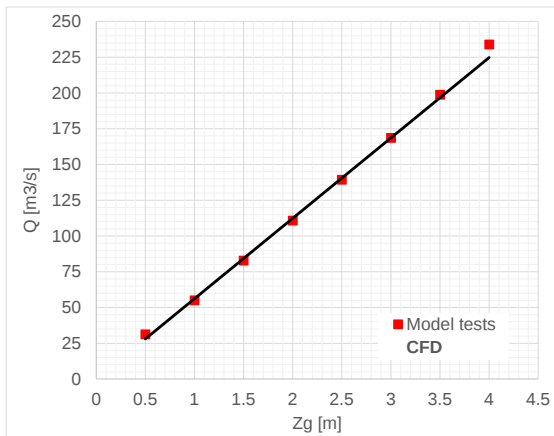


Figure 12. CFD obtained discharge rate compared with model tests data

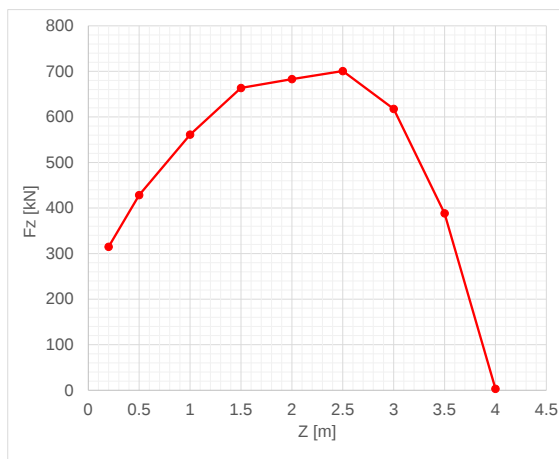


Figure 13. CFD obtained vertical hydrodynamic force on the gate

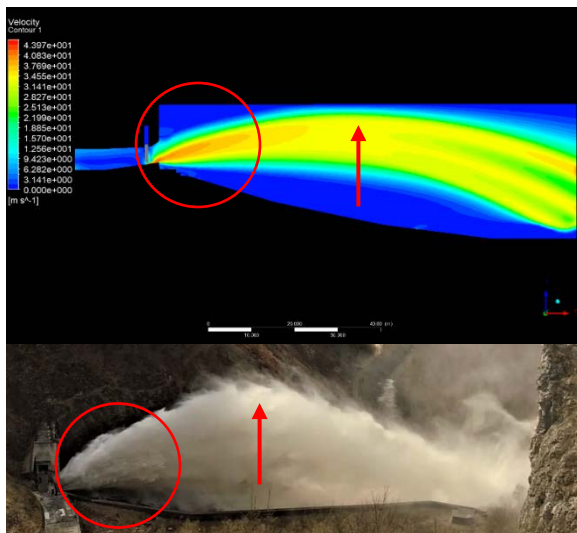


Figure 14. Gate opening at 5 [%]

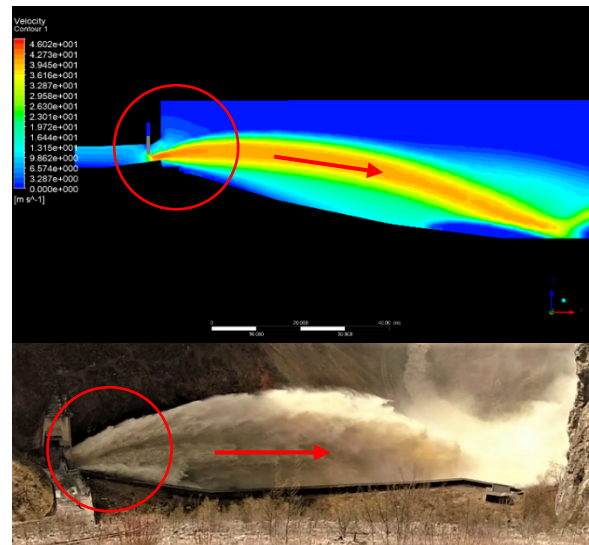


Figure 15. Gate opening at 37.5 [%]

The jet formations behind the gate obtained with CFD simulations show good correspondence with the drone footage of the outflow conditions, where for smaller gate openings the jet is more humped and shortened, and for increased opening, is flattens and has increased length. Discharge rates depends from the water level in the reservoir, and it was obtained for maximal water level in the reservoir of app. $Q=250 \text{ [m}^3/\text{s]}$ for full gate opening.

V GATE TESTS AND MEASUREMENTS

Pre-reconstruction and after-reconstruction tests and measurements were carried out to see the differences in the performance, i.e. the vibrations and the lifting pressures. The tests are dry tests without water pressure and wet tests.

Dry tests were carried out to see the mechanical behavior of the gate of its own. The measured results showed no change in the natural frequency of the gate after the reconstruction. The measured natural frequency was obtained as 26.875 [Hz], showing that the harmonic response simulations from the previous chapter (26 [Hz]) show good correspondence with the measured values. Also, it was obtained that the lifting pressure was reduced by 19 [bar] after the reconstruction (Figure 17).

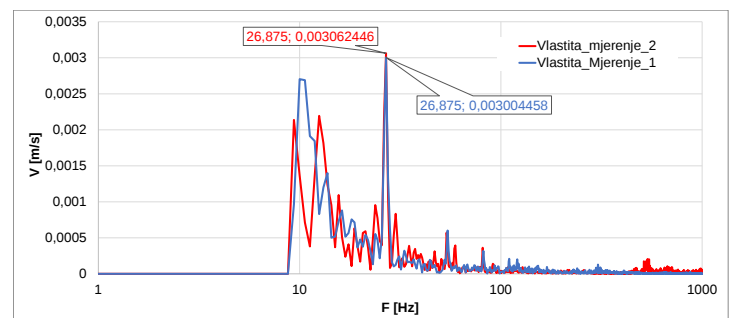


Figure 16. Gate natural frequencies comaprison

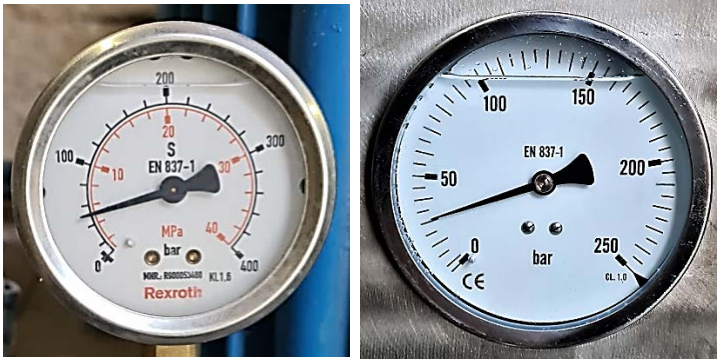


Figure 17. Dry lifting pressure comparison (left 50 [bar] – pre; right 31 [bar] – after reconstruction)

The wet tests showed that for partial openings of the gate below 20% where they represent the most critical opening positions, a significant reduce of the vibrations was achieved.

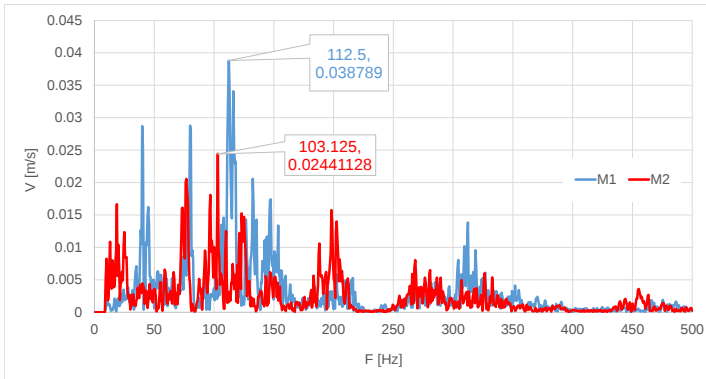


Figure 18. Vibration comparison for 6.25% opening

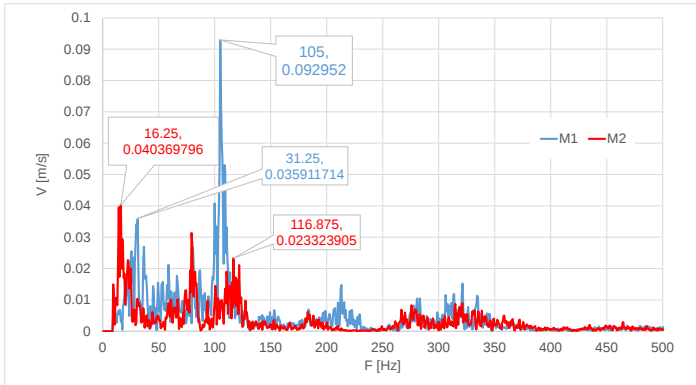


Figure 19. Vibration comparison for 12.5% opening

From figure 18, it can be seen that vibrations velocity after the reconstruction works was reduced by 37% and the vibration frequency for 8.3% for gate opening of 6.25%, and on figure 19, for gate opening at 12.5%, the vibration velocity was reduced by 67% and the frequency for 28.5%. Due the lifting, the pressure was measured needed to lift the gate. A reduce in the lift was obtained from 22 to 48% throughout the gate path.

All of the measurements done showed decreased values of the gate loads, whether they were vibrations or lifting loads. This shows that all the steps taken to refurbish the gate contributed towards improved gate performance. To validate the numerical

simulations and analytical calculations with the measured data, mathematical models for the seals friction and wheels rolling friction were derived and were coupled with the CFD calculations of the hydrodynamic forces, to obtain the lifting pressure in the hydraulic cylinder.

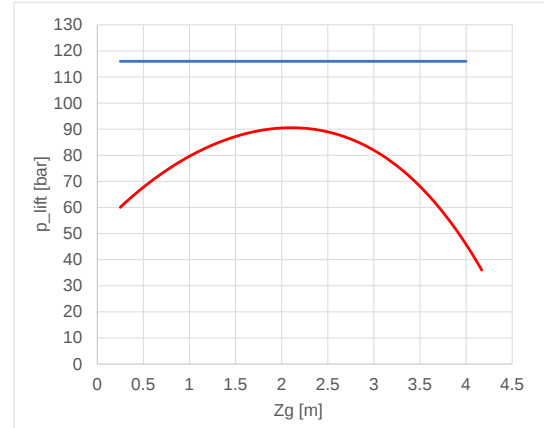


Figure 20. Lifting pressure comparison pre and after reconstruction

According to [1], as the wheels were packed with sets of roller bearings, the rolling friction of the wheel and the bearings were adopted as:

$$\mu_1 = 0.2 [-] \quad (1)$$

for the wheel rolling friction, and

$$\mu_2 = 0.003 [-] \quad (2)$$

for the roller bearings friction. The total wheel resistance is calculated as [2]:

$$F_{\mu w} = n_w \cdot \frac{2F_{wn}}{D_2} \left(\mu_1 + \mu_2 \frac{D_1}{2} \right) \quad (3)$$

where n_w is the number of wheels on the gate, D_2 and D_1 are the outer and inner wheel diameters respectively, and F_{wn} is the normal force in one wheel obtained as function of the horizontal hydrostatic force F_x obtained from the CFD simulations acting on the gate as the gate lifts:

$$F_{wn} = f(F_x) ; F_x = f(Z_g) \quad (4)$$

The seals frictions were also calculated according to [2] where the friction force also reduces as the gate lifts, as the pressure on the seals decreases:

$$F_{\mu s} = f(p_s) ; p_s = f(Z_g) \quad (5)$$

The mathematical models were coupled with the CFD results to obtain the needed lifting force, i.e. lifting pressure of the hydraulic cylinder, as:

$$F_{lift} = G_z + F_{\mu w} + F_{\mu s} + F_{DP} \quad (6)$$

where G_z is the gate weight and F_{DP} are the CFD obtained down-pull (vertical) forces on the gate. This model showed good correspondence with the measured values of the lifting pressure of the gate (figure 21), showing that the CFD modelling coupled with the analytical methods are good predictive method for

estimating real loads and operating conditions. To validate the CFD model from another point of view, the static pressure on the gate slot cover were extracted from the simulations and compared with on-site measured pressure values (figure 22).

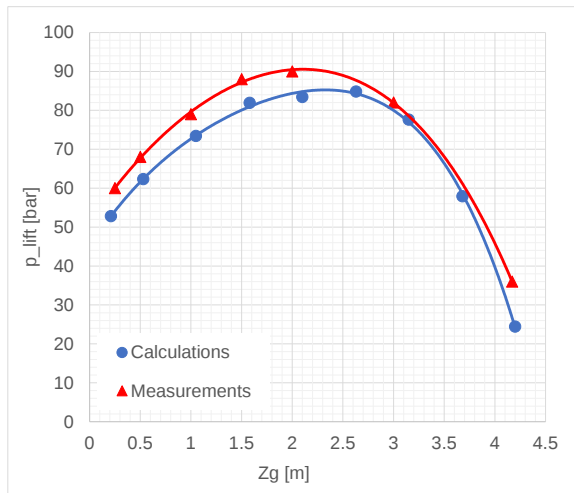


Figure 21. Lifting pressure comparison (CFD calculations + analytical models v.s. measured)

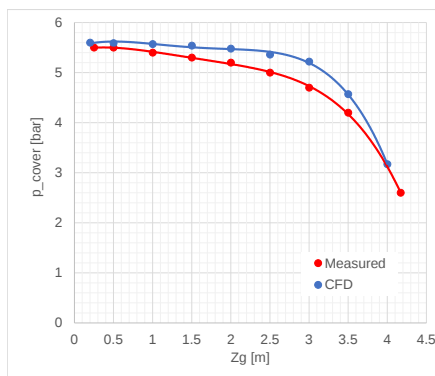


Figure 22. Pressure on the slot cover (CFD calculations v.s. measured)



Figure 23. Cover pressure measurement

VIII CONCLUSIONS

This paper shows brief explanation of engineering approach steps towards estimating gate operating loads and hydrodynamic conditions, investigating damages on the gate which prevented the gate to fully operate, mechanical works on the gate and measurements to prove all the steps taken that lead to gate operational improvements. The series of works took place in the

summer of 2021 on the bottom outlet regulation gate of HPP Rama in B&H.

As the gate was made app. 57 years ago, redesigning of several mechanical parts was needed to improve functionality. The wheels of the gate were refurbished and the wheel axles were redesigned to fulfill the needed mechanical operating conditions, such as reducing friction, which led to reducing lifting pressure and allowance to lift gate to maximum opening, which was not possible before the reconstruction.

Numerical simulations were carried out for the mechanical system (Static Structural) and CFD for obtaining the hydrodynamic conditions, discharge rates and forces which act on the gate. All together were coupled with analytical mathematical models to estimate the lifting loads needed of the gate, where great reducing of the pressure values was obtained, and later was measured on-site.

Vibration measurements were also carried out to compare the benefits from the reconstruction works. The mechanical works haven't changed the natural frequency of the gate, and in partial opening critical positions below 20% opening of the gate, reduction in the vibrations was noticed.

As it was mentioned, fixed reconstruction steps are not strictly specified in the standards and are mainly based on engineering experience. This paper sublines a successful work done and points out several measures taken to overcome lifting issues of old gates, how to refurbish certain mechanical parts, redesign wheels and axles and predict operating conditions in pre-reconstruction phase, to achieve operational improvement on-site, and to prolong their operating lifetime.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] DIN 19704-1:2014, Hydraulic Steel Structures - Part 1: Criteria For Design And Calculation, 2014.
- [2] Erbst, P.C.F. *Design of Hydraulic Gates*, 2nd edition, CRC Press, London, 2014.
- [3] EN10025-2, Hot rolled products of structural steels - Part 2: Technical delivery conditions for non-alloy structural steels, 2004.
- [4] Naudasher, E. *Hydrodynamic Forces*, Routledge, London, 1991.

AUTORI/AUTHORS

Filip Stojkovski – Ph.D. in Mech. Eng., Iskra Impuls d.o.o. Slovenia,

filip.stojkovski@iskraimpuls.si, ORCID [0000-0001-8876-7158](https://orcid.org/0000-0001-8876-7158)

Sašo Belšak – B.Sc. in Mech. Eng., Iskra Impuls d.o.o. Slovenia,

saso.belsak@iskraimpuls.si

Robert Broz – B.Sc. in Mech. Eng., Iskra Impuls d.o.o. Slovenia,

robert.broz@iskraimpuls.si

Pravična tranzicija energetike Srbije - održivost reformi u uslovima nove globalne krize

Just Transition of the Energy Sector in Serbia – Reforms Sustainability in Face of a new Global Crisis

Petar Đukić

Tehnološko-metalurški fakultet, Univerzitet u Beogradu

Rezime Ostvareni rezultati tranzicije energetike Srbije u velikom su zakašnjenju u odnosu na relevantne zemlje Evrope, pa i sveta. Energetski sektor najveći je antropogeni uzročnik zagađenja vazduha u Srbiji, naravno i svih štetnih emisija. To znači da akcija za klimu i ostvarenje zelene agende i moraju da pođu od energetike. Toga je svesna većina građani Srbije, ali ipak još uvek nema dovoljno organizovanih društvenih napora da se preduzmu sistemske strukturne promene velikih sistema i institucija u energetici. Bez obzira koliko poboljšani, ekološki zakoni, programi i strategije neće biti efikasne ukoliko se nedovoljno sistematski radi na društveno-prihvatljivom sistemu strukturnog preobražaja energetike. Energetska tranzicija u čitavom današnjem svetu je proces koji vodi ka ubrzanjoj dekarbonizaciji i „ozelenjavanju“ energetike, ali tako da se stalno podižu ekonomska i energetska efikasnost, u jednom socijalno održivom sistemu kontrolisanih i nepovratnih institucionalnih promena. Srbija spada u zemlje koje su u svetu vodeće po udelu uglja u elektro-energetskom sektoru i energetici uopšte. Gubici i rasipnički sistem distribucije, transfera i naplate, posebno u elektro-energetskom sistemu, neprihvatljivo su visoki. Utoliko pre je neophodno povesti sistematsku institucionalizovanu raspravu o sadržajima pravične i socijalno održive tranzicije energetike. Izvesna strana iskustva, posebno češka, mađarska, poljska, rumunska, grčka i bugarska mogla bi da budu od pomoći, ali to neće biti dovoljno. Široka rasprava treba da se vodi iznad nivoa političkih sučeljavanja i da uključuje sve zainteresovane strane. U tu raspravu treba uključiti predstavnike zaposlenih u energetskim kompanijama, njihovih sindikalnih organizacija, aktuelnog rukovodstva i administracije, žitelje lokalnih zajednica gradova i prostora koji zavise egzistencijalno od energetike, a posebno mlade, čak i studente, kao i nevladine organizacije. Na nivou najviše izvršne vlasti, kao i u okviru parlamenta, potrebno je da se formira stručni tim koji bi se permanentno i strateški bavio predlaganjem rešenja pravične tranzicije energetike i njenim monitoringom u Srbiji, najmanje tokom naredne dve do tri decenije.

Ključne reči - tranzicija energetike, eksterni socijalni troškovi, socijalna pravičnost, restrukturiranje sektora, koordinacija tranzicije, monitoring tranzicije energetike EPS-a

Abstract. The accomplished results of the energy transition in Serbia are in big delay, in comparison to the relevant countries in Europe and the world. Energy sector is the biggest anthropogenic factor of air pollution in Serbia, as much as all damaging emissions. Serbian climate action and green agenda have to start from the energetics. The majority of Serbian citizens are aware of that, but there are not enough organised public efforts for the structural changes in the big public companies and institutional system in the energy sector. Regardless how much updated, the environmental standards, programs and the strategies will not be efficient unless we put systematic work of designing one socially acceptable model for structural reform of the energy sector. Energy transition in today's world is the process that leads to the rapid decarbonisation and "greening" of energy systems, in the way that permanently increases economic performances and energy efficiency, as well as one social sustainable and controlled process of the institutional changes. Serbia belongs to the group of the "leading" countries towards coal participation in electricity power production, as much as in the energy mix. Therefore, transformation and distribution loses, especially those in the electricity sector are unacceptably high. That is why it is necessary to undertake a systematic discussion about basic contents of one just and socially sustainable model of energy transition. Some foreign experiences, especially Czech Hungarian, Polish, Rumanian, Greek and Bulgarian could be useful, but it should not be enough. Large debate needs to be conducted behind the level of political confrontations, including all interested parties. The independent experts, representatives of employed in energy companies, union activists, as much as actual administration and management, citizens depending of energy companies, students and NGOs on the local and national level, all should be included in this dispute. On the level of the national executive authority and legislative power, it should be constituted one advisory body, that could strategically deal with acceptable solutions of just energy transition and its monitoring in Serbia, at list for the next two or three decades.

Index Terms: Energy transition, External social costs, Social just, Sectorial reconstruction, Transition coordination, Monitoring, Transformation of EPS company

I UVOD

Taman je trebalo da se naširoko počnu realizovati planovi i strategije preobražaja energetika nakon velike kovid krize, kada su početkom 2022. nastupile veoma nepovoljne okolnosti na koje se nije računalo. Neke od njih imaju međunarodni, a neke unutrašnji karakter i uzroke. Navode se, samo uz neophodni komentar, ukratko te nove nepovoljne pretpostavke za svaku, pa i pravičnu, tranziciju energetike u današnjoj Srbiji:

A. Inflacija kao globalna i preteća nacionalna pojava

Kao opšta tendencija inflacija je manje više latentno nastupila pre godinu dana, ali u formi koja veoma podseća na veliku strukturnu krizu sedamdesetih 20. veka i pretili da se pretvori u novu stagflaciju [1,2]. Najpre je registrovana kroz nepredviđeni porast cena hrane, energenata i repromaterijala. Pri tome se mora napomenuti da su različita („umirujuća“) tumačenja privremenosti ovih trendova potpuno promašila, ne samo u Srbiji već verovatno i u čitavom svetu [3]. Sve u svemu, globalni monetarni tokovi i politike u vreme kovid krize doprineli su sadašnjim restrikcijama i pretnjama makroekonomske stabilnosti koje destimulišu ili odlažu reforme, pa i one energetske [4,5].

B. Oštra energetska kriza

Započela je „skokovima“ cena, najpre nafte na globalnom tržištu, a onda gasa i električne energije naročito u Evropi u drugoj polovini 2021. Otuda su logična lančana poskupljenja grejanja, kao i usluga i robe, čije cene u većoj meri zavise od energetskih troškova. Srbija je energetska deficitarna, naročito u pogledu proizvodnje-potrošnje, odnosno uvoza nafte i gasa, pa se na tom planu očekuju novi izazovi koji ne zavise samo od međunarodnih trgovinskih tokova već i od geopolitičkih faktora [5, 4]. Dodatni problem je trenutna zavisnost tokova uvoza nafte i gasa samo sa jednog područja odnosno iz Rusije, koja je u teškoj međunarodnoj poziciji, pa je i energetska saradnja sa Rusijom puna nepoznanica.

C. Rat u širem okruženju

Izazvan je agresijom Rusija na Ukrajinu 24. februara 2022. U momentu kada se dovršava ovaj tekst već dva meseca traju borbe, praćene ogromnim gubicima, koji se samo u materijalnom pogledu procenjuju na oko 60 milijardi dolara, da se i ne pominju desetine hiljada stradalih vojnika i civila. U ovom delu Evrope, skoro nezapamćeno rušenje gradova, infrastrukture i objekata, samo delom može da se razume kroz logiku rata po sebi (da se postigne ratni politički cilj). Čini se ipak da je drugi razlog za takav pristup testiranje snage oružja i demonstracija nove raspodele globalne moći. Energija koja se upotrebljava u svrhu razaranja i destrukcije nikako ne ide u prilog energetske tranzicije, tako da će sasvim sigurno dovesti i do krize ostvarivanja liste strukturnih reformi u Srbiji [6].

D. Nova kriza poverenja i globalne saradnje u svetu

Za razliku od kriznih tokova i tendencija koje su proisticale iz same kovid-pandemije, sadašnja globalna kriza dobila je veoma kompleksne sadržaje i značenja koja proističu i iz osećaja da kovid kriza prolazi. Iz toga delimično proističe i geostrateška rekonfiguracija današnjeg vojno-političkog sveta, koja već postoji kao preteća tendencija u međunarodnim odnosima i svetskoj ekonomiji, naročito u toku druge decenije 21. veka. Međutim, sadašnja faza praćena opštim konfrontacijama i

trendovima „svrstavanja“ u smislu sankcija prema Rusiji, takođe nije na tragu neophodne kooperacije u reformama. Svet se, nažalost sve više posvećuje konfrontacijama na račun usporjenih reformi.

U svim aspektima nove globalne krize Srbija je prošla (prolazi) relativno loše. Uprkos zvaničnim saopštenjima u kojima se podvlači da je u Srbiji inflacija „među najnižim u Evropi“, način kako se ona reflektuje na privredni život i psihologiju ljudi u Srbiji dobro je poznat kako u teoriji tako i u praksi zemalja sa istorijom najviših hiperinflacija na svetu [2].

Još uvek se, naravno, sve negativne posledice nepredviđene inflacije nisu pokazale. Administrativna kontrola cena (hrane, energije, itd.) koju preduzimaju pojedine zemlje, a Srbija od početka novembra 2021. nikada nije donosila trajan uspeh, pa u tom pogledu valja očekivati dalje lančane reakcije i još višu odloženu inflaciju [2,3].

Sve u svemu, čak i ako stupamo u (drugačiju) postkovid eru od koje se očekuje mnogo, sve kazuje da su taj početak, a naročito aktuelni trendovi veoma zabrinjavajući. To znači i negativne pretpostavke za energetiku novih dimenzija, posebno onu u znaku „zelene agende“, tako popularne metafore u današnjim planovima velike rekonstrukcije energetskih tehnologija, industrije, pa i načina života [7].

II STANJE I PERSPEKTIVE - NEOPHODNOST ENERGETSKE TRANZICIJE

I bez posebne analize, prilično je jasno da energetska tranzicija u Srbiji u velikom zaostatku. Njeni sadržaji zvanično i konceptualno još nisu u dovoljnom meri usaglašeni, dostupni javnosti, pa čak ni onima na koje se u najvećoj meri odnosi – zaposlenim u energetskom kompanijama [8,9,10]. To je, problem po sebi, koji je multiplikovano narastao godinama i decenijama. Samo jedan njegov deo može se pripisati socijalističkom energetskom nasleđu. Naime, energetski sektor, tokom najvećeg dela XX veka gotovo svuda u svetu evoluirao je u pravcu velikih infrastrukturnih sistema koji su, posebno u sektoru elektro-energije, nafte i gasa, bili nacionalizovani, ili su nastajali kao deo javnog sektora. U sistemu realnog socijalizma (najpre u toku „lenjinizma“) elektrifikacija je opravdano, bila alfa i omega tehnološkog napretka. Ona je ušla čak u vladajuću vrednosni sistem i matricu vodećih ideoloških poruka: „Elektrifikacija + sovjeti = komunizam“. To je bila Lenjinova teza iz vremena izgradnje socijalističke alternative čitanom privrednom i društvenom razvoju tadašnjeg sveta. Ideološka matrica razvoja društva na načelima vlasti radničke klase (prihvaćena i u socijalističkoj Jugoslaviji) u formi „diktature proletarijata“ posrnula je krajem osme decenije XX veka, da bi se urušila nakon pada Berlinskog zida.

U nasleđe postsocijalističkim „reformatorima“ ostali su teški zadaci, među kojima posebno deregulacija, liberalizacija i privatizacija velikih energetskih sistema. Mnoge vladajuće strukture nisu se dovoljno dobro snašle u tom poslu, jer je reforma energetike tekla uz mnogo korupcije, i uz destabilizaciju i debalanse praćene ogromnim poskupljenjima električne energije ili gasa, ili pak nastavljanje organizacione energetske-političke inercije. Ovaj treći slučaj, karakterističan je za nasleđe većeg dela državne energetike bivše Jugoslavije.

Srbija je imala loše pretpostavke za reformu energetike, posebno izražene kroz sankcije Saveta bezbednosti (Rezolucija 757, 31. maj 1992) kao i u okolnostima raspada zemlje, ratova oko njenog nasleđa, i hiperinflacije [11,12]. I promene do kojih je došlo 2000. godine nisu tekle evoluciono, tako da politička tranzicija nije bila dovoljno dobro praćena ekonomskom i organizacionom, naročito u sektoru pod jakim uticajem izvršne vlasti kao što je energetika. Privatizacija je otpočela u sektoru nafte, samo delimično u sektoru gasa, dok je grejna energetika, kao i posebno elektroprivreda, ostala da radi po starom, uglavnom kao „država u državi“. Skoro sve vlasti u Srbiji, kako onoj u vreme SRJ, Državne zajednice Srbija i Crna Gora, tako i u današnjoj Srbiji, nalazile su različite izgovore za nepreduzimanje odlučnih mera ka suštinskoj tranziciji energetike [11]. Nojeviski princip „zavlačenja glave u pesak“ pred tako dugotrajnim i teškim problemima kao što su ogromni gubici, kako finansijski tako i tehnički, prezaposlenost, loša stručna struktura i niska produktivnost radne snage, politički uticaji na postavljanje rukovodstva, korupcija, populizam u odnosu na front monolitnog sindikalnog otpora. Za elektroenergetski sistem Srbije, EPS, Srbijagas, kao i za lokalne grejne kompanije ne može se reći da ne rade svoj posao, ali se može sa sigurnošću reći da ga odrađuju neefikasno, nedovoljno odgovorno i ne u skladu sa principima održive energetike u bilo kom pogledu, a naročito ekonomsko-ekološkom.

U vreme sankcija EPS, NIS i Srbijagas, podneli su veliki teret obavezne isporuke jeftine energije, neplaćenih računa i loše uprave. U vreme sankcija, 1992-2000, kao i u vreme bombardovanja (1999) naravno i poplavnog talasa (2014) takva uloga i položaj energetske sistema imali su svoju dobru stranu. Centralizacija odlučivanja orijentisana je prvenstveno ka osnovnom cilju - urednom snabdevanju elektroenergijom i grejanjem, što je uglavnom funkcionisalo. Možda je za to trebalo posebno istaći požrtvovanost osoblja u energetske kompanijama. Međutim, u vremenu mira i reformi, ta uloga (energija kao javno dobro) bila je i previše naglašena, a rukovodstva u energetske kompanijama postala su nedodirljiva. A postavljana su uvek sa blagoslovom vladajuće partije.

I danas je vladajuća partijska struktura verovatno najvažniji faktor za objašnjenje zaostale, nedosledne i formalne energetske tranzicije i njenih sve većih troškova. Restrukturiranje energetike, danas i tokom buduće dve do tri decenije koštaće Srbiju daleko više nego što bi to bio slučaj da se sa promenama krenulo još početkom XXI veka.

Najnoviji zvanični „kolaps“, (najava velike krize elektroenergetskog snabdevanja) desila se neočekivano i skoro šokantno u prvom snežnom talasu 10. i 11. decembra 2021. Tadašnje loše stanje u EPS-u kulminiralo je preko noći u kada se ispostavilo da Elektroprivreda Srbije ostala čak bez 6 blokova Obrenovačkih elektrana (TENT-a) u pogonu. TENT sa Kolubarom, odgovoran je za proizvodnju čak oko 2/3 proizvodnje električne energije iz uglja, odnosno za oko polovinu ukupne domaće elektroenergetike.

Veliki problem je što je krizu proizvodnje pratila i kriza elektroenergetskog snabdevanja odnosno distribucije, usled godinama neobavljanja priprema saniranja rizika odnosno usled prekida vodova. Sve u svemu, zimsku i grejnu sezonu 2021-2022. pratilo je mnoštvo nepovoljnosti od kojih su najveći izazov uvoz

izuzetno skupe elektroenergije u sezoni i to u periodima kada je čak i preko jedne četvrtine ukupne snage dolazilo iz eksternih pogona. Računice govore da je do sada u toku minule zime i proleća uvezeno električne energije za blizu 2 milijarde EUR.

Konačno, vanredna situacija u pogledu elektroenergetskog snabdevanja u dobroj meri je uticala na promenu percepcije neophodnosti zelene energetske tranzicije u Srbiji. Tzv. ugljarski lobi, ponovo je počeo da plasira prilično tvrde poruke o tome kako je „tranzicija energetike usmerena protiv interesa Srbije“ kao i njenih radnih slojeva, a u cilju promocije stranog „zelenog biznisa“ koji se nameće snagom standarda i lažne ekološke retorike.

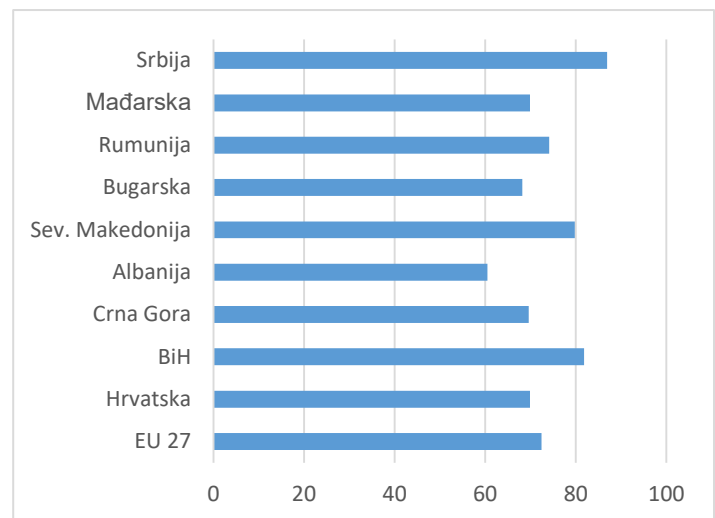
III KLJUČNI FAKTORI I POKAZATELJI NEOPHODNOSTI ENERGETSKE TRANZICIJE

A Najveći problem - struktura izvora

Uvodna informacija za ovaj segment rada nije neophodna. Iz dosadašnjih radova potpisnika ovog priloga prezentiranih na skupovima Saveza energetičara, trebalo bi da je prilično izvesno sledeće:

- Srbija drastično kasni za tokovima i rezultatima energetske tranzicije, posebno u zemljama sličnih polaznih pretpostavki kao što su Bugarska, Češka, Grčka itd. [4]

- Bez obzira na izvesne pomake koji je Srbija napravila u domenu energetske efikasnosti, najveći problem današnje energetike Srbije, ni za dlaku nepromenjen, ostaje veoma nepovoljna struktura izvora i neodrživih i štetnih postupaka proizvodnje primerne energije. To demonstrira posebno podatak o udelu izvora fosilnih goriva u ukupnom energetske miksu Srbije u odnosu na relevantne zemlje okruženja i EU. Prosečni udeo fosilnih goriva u energetske miksu relevantnih zemalja je 65%, dok je on u Srbiji rekordan i iznosi blizu 87% (slika 1).



Slika 1. Udeo fosilnih goriva u zemljama u regionu EU-27 (2018) Izvor Eurostat, Energo Data

- Nepreduzimanje mera restrukturiranja energetske kompanije uslovljava visok nivo socijalnih opstrukcija tranzicije energetike, čime je dimenzija pravičnosti energetske tranzicije danas dospela

u prvi plan.

- Pravična energetska tranzicija se uvek manje ili više, ali naročito, tokom poslednje tri godine „politizuje“ i zloupotrebljava u većoj meri nego ranije, što predstavlja dodatni problem za perspektive svake, a naročito „zelene“ energetske tranzicije i sadržaja i pojma pravičnosti.

B. Politička dimenzija pravične tranzicije

Politizacija je u izvesnoj meri opravdana činjenica svakog javnog projekta, jer on ima društveni karakter i tiče se javnog dobra. Međutim, u dnevnom smislu politizacija u Srbiji danas podrazumeva političko-partijsku (zlo)upotrebu reformi kao navodnih izvora velike dobrobiti i blagostanja, ili pak društvenih patnji, u zavisnosti od njihovog javnog tumačenja sa strane vlasti ili opozicije.

Da bi ova konstatacija bila što očiglednija, politička „upotreba“ pravične energetske tranzicije zaslužuje malo detaljniji konkretan primer (sledeći boks u sivom rasteru).

Politizacija (pravične) energetske tranzicije

Tokom proleća i leta 2021. na videlo su izbile mnoge kontroverze koje se tiču političke volje za tranziciju energetike. Najpre je kod Kalenića, u blizini Kolubare izbio otvoren sukob dve koncepcije u vezi reforme Kolubare. Prethodno se govorilo o tome da aktuelna ministarka energetike zalaže za bržu reformu EPS-a sa akcentom na napuštanje uglja. Onda je iznenada u Kaleniću sazvan „zbor“ više od dve i po hiljade rudara.

Prema novinskim izveštajima oko 2.500 radnika Rudarskog basena Kolubara okupilo se na „zboru upozorenja“ u znak protesta zbog navodne odluke Ministarstva rudarstva i energetike Srbije o prekidu svih aktivnosti na izgradnji Termoelektrane Kolubara B, čija je gradnja na tom mestu počela pre 35 godina, ali su radovi obustavljeni.

Obrazloženje je bilo da je protest pozvao sindikat Rudarskog basena Kolubara, a sindikalisti su zahtevali smenu ministarke i predsednika sindikata EPSa, koji je navodno podržava.

Okupljeni rudari, kako su potvrdili Danasu, podržali su zahteve za smenjivanje ministarke jer se ona „zalaže za brz prestanak rada termoelektrana u Srbiji, što bi dovelo do otpuštanja oko 16.000 zaposlenih u rudniku i ugrozilo egzistenciju njihovih porodica“.

Iz ovog saopštenja može se jasno videti koji je osnovni motiv okupljanja i akcije radnika Kolubare. On proističe iz straha da će se tranzicija energetike od lignita ka obnovljivim izvorima završiti gubicima radnih mesta. Mada je broj potencijalnih gubitnika malo preuveličana, verovatno za potrebe nastupa u javnosti, iz ovog primera političke akcije „za-protiv“ energetske tranzicije, može se jasno videti kuda i na koji način će se generisati zelena energetska tranzicija u Srbiji, makar ona bila i pravična.

(Izvor informacija, Danas, 24 mart 2021.)

C. Energetske i druge institucije

Prilikom posete EPS-u i Kolubari 2018., sudeći po izveštajima medija, Međunarodni monetarni fond (MMF) pozitivno je ocenio unapređenje poslovanja i rezultate „Elektroprivrede Srbije“. Tom prilikom v. d. direktor JP EPS predstavio rezultate i uspehe iz protekle tri godine¹. Navodno MMF se najviše bavio EPS-om

¹ Prema napisu od 29.09.2018, proističe da je taj period 2014-2017. Mada ne treba potceniti organizaciona poboljšanja, kao i volju zaposlenih i menadžmenta, mora se konstatovati da je u vreme

kao državnim preduzećem, jer je najvažnije i ima najviše zaposlenih. Džejms Ruf, šef Misiije MMF-a za Srbiju nakon posete EPS-u zajedno sa tadašnjim ministrom rudarstva i energetike Srbije, konstatovao je „unapređenje u samom EPS-u u smislu efikasnosti poslovanja i progresu koji će se nastaviti i u budućnosti“. Razume se da je ministar istakao da je stanje u energetskim kompanijama u Srbiji, pre svega EPS-u i Srbijagasu „daleko bolje nego ranije, naročito u finansijskom smislu“. Prema oceni domaćih zvaničnika drastično je promenjena slika o tom preduzeću u odnosu na onu iz 2015. godine, jer je to javno preduzeće „bilo jedno od najlošije dece, danas je jedno od najboljih“. Jedan od ključnih načina za ocenjivanje uspešnosti rada je stepen naplate, a postignuti su i dobri rezultati i u smanjenju gubitaka, kao i povećanju efikasnosti procesa rada u EPS-u.²

Kontroverze - EPS i MMF

Tokom obilaska ključnih EPS-ovih kapaciteta, EPS je dobio dobru ocenu MMF, a v.d. direktor je istakao da RB „Kolubara“ i TENT u Obrenovcu garantuju sigurno snabdevanje električnom energijom svih domaćinstava i privrede u Srbiji. Rukovodstvo EPS je podvuklo da su „saveti i smernice MMF-a bili teški i zahtevni, ali i logični i ekonomski opravdani“. Pošto je stanje loše naplate električne energije nasleđeno, taj zahtev je delovao nedostižno. Jedan od zahteva bio je se „naplata podigne na više od 96%“. EPS se u poslednje vreme značajno bavio ovim problemom, i ovu godinu (2018 – prim P. Đ), će završiti sa dostignutim procentom naplate od 100,7%³. Zato se direktor zahvalio MMF-u zbog upornosti, a EPS je konstatovao: „pokazali smo da možemo ne samo da ispunimo njihovu molbu, već i malo više od toga“. Ovo je malo neobično, jer ispada da je viša naplata isporučene električne energije, ne logičan poslovni potez EPS, ili tek samo „molba“ MMF-a koju je trebalo ispuniti.

Najnovija institucionalna saradnja MMF sa Srbijom na izvestan način se očitava u izveštaju nakon posete Srbiji, objavljenom 22. marta. U njemu se MMF pozitivno izražava o relativno dobrom postupanju srpske ekonomske politike u vreme kovid krize (recesija od -1% BDP u 2020, i navodni rast od 7,4% u 2021). Međutim, u kontekstu nastupajućeg rata u Ukrajini, za Srbiju se predviđaju veća iskušenja, naročito u energetici (snabdevanje gasom). Takođe MMF konstatuje da Srbiju tek očekuje otklanjanje dispariteta cena električne energije, kao i reforma energetskog sektora [12]. U Izveštaju od 12. aprila 2022. takođe je konstatovano da su problemi sa nedavnom (decembarskom)

poplavnog talasa „EPS“ bio drastično oštećen ulivanjem vodene mase veličine Vlasinskog jezera u površinski kop Kolubare. Tom prilikom uništeni su brojni bageri i druge mašine na površinskom kopu, skoro potpuno zaustavljena tehnologija, pa su sve posledice ispumpavanja vode, osposobljavanja tehnologije i kopa za normalan rad, morao biti doživljen kao poboljšanje.

² Interesantan podatak o održivosti srpske energetike predstavlja ocena Svetskog energetskog foruma, za 2018, u kojoj stoji da je njen relativni položaj i dalje među najslabijim u Evropi. U toj godini jedino lošiji status održivosti u regionu od Srbije imala je BiH. Srbija je 2018. prema pokazatelju „energetska trilema“ bila 80 u svetu, a njena pozicija u 2020. je 60, no ipak najlošija u Evropi, izuzimajući BiH.

³ Ovaj iskaz izgleda apsurdno, a objašnjava se u kontekstu činjenice da je EPS naplaćivao i račune za prethodne godine sa docnjom, pa je ukupna naplata bila neznatno veća u odnosu na isporučenu električnu energiju.

proizvodnjom električne energije demonstrirali urgentnost „rigoroznih reformi upravljanja u ključnim energetske kompanijama“ kao i primene nove strategije investiranja u energetske sektor“ [12].

Inače, zvanična nezavisna ekspertna institucija za analize javnih finansija Srbije - Fiskalni savet, mnogo puta je do sada upozoravao na potrebu oštih reformi energetske sektora, dok u najnovijoj analizi intervencija iz budžeta tokom pandemije procenjuje da je vlada nepotrebno intervenisala čak sa 1,5 milijardi EUR neselektivne pomoći građanima, penzionerima i određenim kategorijama mladih [13]. Sve asocijacije eksperata inženjerske i ekonomske struke, a naročito energetičari već decenijama upozoravaju građane i državu da je (pravična) odnosno socijalno usaglašena i funkcionalna energetska tranzicija ključni uslov kvalitetnog ekonomskog rasta i tehnološkog razvoja [14].

IV USAGLAŠAVANJE ENERGETSKE PRAVDE

A. Filozofija i ekonomija pravde

Pravda je filozofsko-pravna kategorija koja se tiče ekonomije i morala. I dok je već u filozofiji shvaćena kao relativna i višeslojna kategorija, prilično različitog poimanja, verovatno nikada nije zabeleženo postojanje i jedna kultura bez tog pojma i principa u upotrebi. Aristotel ju je na svoj način objasnio pokušavajući da uvede razliku između *egalitarne* i *distributivne* pravde. Ova prva podrazumeva jednakost u pribavljanju nekog dobra, kvantitativno jednaku raspodelu na učesnike. Obično se egalitarni princip sprovodi tamo gde je nemoguće primeniti bolji. Tako naprimer u koncentracionim logorima zarobljenici - logoraši, primali su jednaka sledovanja hrane, pa čak i duvana, iako mnogi od njih nisu bili pušači. Jednako pravo, odnosno pravičnost se propagira i kao jednakost pred sudom, a u poslednje vreme i kao jednakost šansi, što znači da se neka mogućnost i pravo primenjuju bez diskriminacije.

Pravda je većito nastojanje da se svakome dodeli pravo koje mu pripada, a pravičnost označava primenu te ideje na konkretnim slučajevima. Pravičnost kao konkretno ovaploćenje pravde mnogo znači za advokate i sudije, pa prema tome i za postupanje državnih organa [15].

B. Pravično energetske restrukturiranje

Za pravdu i pravičnost su se zalagali uglavnom oni koji su usled različitih okolnosti bili izloženi većim gubicima i troškovima od ostalih učesnika u društvu. Tada društvom odnosno zajednica i država priskaču u pomoć. Ta pomoć je najčešće materijalno-finansijska pa u tom slučaju pravda podrazumeva i preraspodelu – distributivna prava.

U drugim slučajevima prilikom kriza posebno, pravda se ispostavlja kao egalitarna raspodela – svima podjednako. I jedna i druga forma pravde podrazumevanju i princip solidarnosti, podnošenja različitog opterećenja i žrtava u interesu opšteg dobra.

Kada su u pitanju ekonomske promene, one se najčešće dešavaju usled tehnoloških inovacija i strukturnih promena sistema proizvodnje. Zahtevi tržišta i volja potrošača vode ka izmenama tražnje, odnosno privredne strukture. Nove potrebe vode ka

drugačijim tehnološkim rešenjima, kako kada je u pitanju roba, tako i u slučaju svih usluga, pa i energije. Aktuelna globalna scena na energetskom planu prolazi kroz tranziciju celokupnog sistema pribavljanja, distribucije i potrošnje energije. Svet danas iz temelja menja energetske sistem, a novine na kojima se on zasniva su napuštanje korišćenja mineralnih goriva, kao izvora energije i prelazak na druge oblike, pre svega obnovljive i čistije energije [16,17].

Šta je tu pravedno, a šta ne? Na ovo pitanje ima toliko odgovora koliko i ljudi. Međutim, suštinski pravednost određuje *nivo i tip gubitaka*. Energetska tranzicija znači gašenje pojedinih kapaciteta i ustanovljenje novih, efikasnijih i zelenijih. Najgora je pozicija kapaciteta energije koje se dobija uz uglja. Razume se da su jedna od najizloženijih socijalnih grupa posebnim troškovima i gubicima od takve tranzicije radnici, posebno oni koji rade na eksploataciji uglja. Zato se njihov pristup pravednoj energetskoj tranziciji svodi na sledeće:

Sindikati podrazumevaju da pravedna energetska tranzicija „uključuje sveobuhvatnu političku strategiju koja će onemogućiti da radnici izvuku deblji kraj u nužnoj tranziciji globalne industrije“. To znači „stvaranje pritiska na vlade država da implementiraju socijalne politike i zakone koji će štititi radnike na izlaznim vratima iz prljavih industrija, investiranje u otvaranje radnih mesta u novim industrijama i obavezivanje poslodavaca na preuzimanje svoje porcije odgovornosti i dužnosti“⁴.

Srbija je kandidat za člana Evropske unije. Ovo njeno opredeljenje ustanovljeno je i zvaničnom Strategijom priključivanja EU donetom 2004. Takođe je i od 2006 član Energetske zajednice. Svoju energetske politiku ona usaglašava sa još 7 zemalja regiona, razvijajući sa njima tesnu saradnju kao i sa EU na polju energetike. Najveći investitor i donator Srbije za potrebe njenih reformi je EU, a pojedinačno najveći ekonomski partneri Srbije u spoljno-trgovinskoj razmeni i tehnološkoj saradnji su pojedine članice AU (posebno Nemačka i Italija). Sve okolnosti ukazuju da Srbija treba da prihvati standarde tranzicije energetike, koje između ostalog primenjuju zemlje članice i kandidati za članstvo EU. To se odnosi i na koncept pravične energetske tranzicije [18].

C. Pravična tranzicija – ekspertna stanovišta

Socijalna prihvatljivost institucionalnih reformi, pa i energetske tranzicije, obično se nalazi na začelju kolone istraživanih faktora i relevantnih sistemskih mera. Imajući baš to u vidu, kao i iskustva brojnih evropskih manje razvijenih ekonomija, Beogradska otvorena škola (BOŠ), otpočela je istraživanje pravične energetske tranzicije na osnovu studije slučaja RKB Kolubara. Mada je sam koncept istraživanja bio u dobroj meri podrivan tokovima pandemije (terensko istraživanje stavova zaposlenih i žitelja relevantne lokalne zajednice bilo je nemoguće) nešto od istraživačkih rezultata, po mišljenju autora ovog rada koji je bio i koordinator pomenutog istraživanja BOŠ tokom 2020. i 2021. [18], trebalo bi da se istraži sistemom posebnim ciljanim intervju (Delfi metoda). Ispitivani su lični ekspertski stavovi i preporuke, i upoređivano sa iskustvima niza do sada ostvarenih konferencija koje se tiču tranzicije energetike

⁴ UGS Nezavisnost, stavovi MOR, prema reformama u kovid krizi.

u Srbiji, naročito stručnih i naučnih skupova Saveza energetičara. Eksperti različitih struka, od inženjera energetičara, preko ekonomista specijalista za privredni održivi razvoj, preko pravnika i sociologa, kao i ekoloških eksperata u najširem smislu, svojim nalazima doprinose stručnom sagledavanju najprihvatljivijeg koncepta tranzicije za društvo u celini, kao i za lokalnu zajednicu i zaposlene u kompanijama.

Na sintetičko pitanje „Šta je po Vašem mišljenju potrebno za prelazak na efikasniju, čistiju i socijalno pravičnu energetiku“, odgovori, kao i u prethodno iskazanim primerima se najviše koncentrišu oko „političke volje“. Tu se pominju uobičajeno promene u zakonima, strategije, planovi, kao i „stručni i iskusni ljudi u vladi, lokalnoj samoupravi, javnim i komunalnim preduzećima. Od ostalih faktora najviše se pominju stručnost kadrova, edukacija, informisanje i slično. Ima se utisak da je ispitanicima veoma važno poimanje struke u okviru temeljnog preobražaja energetike, koji ne podrazumeva samo pravdu, već i ozelenjavanje i tehnološku modernizaciju.

Na poslednje pitanje u upitniku, koje zahteva neki slobodan komentar, ispitanici su izneli uglavnom pozitivne utiske o tome što se istraživanje sprovodi. Međutim, njihovi predlozi i konkretni, prethodno neiskazani komentari prilično se razlikuju. Tako naprimer u okviru devet različito definisanih slobodnih komentara nalazi se nekoliko njih koji pominju da je glavni problem zaostajanja Srbije u energetske tranziciji loša kadrovska politika, korupcija, „isisavanje sredstava iz javnih kompanija“, kao i nešto što bi se moglo podvesti pod zloupotrebe koje dolaze iz političke sfere. Jedan odgovor tragajući za pravcima prihvatljive tranzicije pominje neophodnost nuklearne elektrane.

U komentarima se oseća pozitivan odnos prema ubrzanju energetske tranzicije u Srbiji, ali sa određenom rezervom u smislu da ju je neophodno bolje, konkretnije i šire definisati. Takođe ima i sugestija za širi društveni dijalog oko sadržaja i mera energetske tranzicije, između zaposlenih, eksperata, studenata, omladine, NVO na lokalnom nivou. Nema sumnje da bi nastavak istraživanja o mogućnosti pravične energetske tranzicije zahtevao i proširenje metodološke osnove, kao i pristupa ispitanicima, posebno onima sa lokala. Naime, najveći problem za sve strukturne promene uvek je bilo ponašanje zaposlenih u energetskom sektoru, kao i stanovništva iz lokalnih zajednica koje najviše živi od kritičnih delatnosti privrednog sektora koji se reformiše.

D. Kako do stavova lokalne zajednice i zaposlenih?

Klasična predstava zaposlenih proističe iz sledećeg scenarija. Restrukturiranja po definiciji, znači smanjenje zaposlenosti, odnosno izlaganja mnoštva zaposlenih nižem dohotku ili statusu nezaposlenih. Takav scenario je ušao u programe mnogih sindikalnih organizacija. U energetici zaposleni su prilično svesni svog posebnog položaja i u najvećem obimu drže se sektorskih sindikata, koji zapošljavaju samo radnike zaposlene u Elektroprivredi. Utoliko je njihov položaj, kao i neka vrsta specifične socijalne ideologije, poseban interesni problem za prihvatljivost tranzicije. Veoma je interesantno svedočenje istraživača koji su pokušavali da zakažu konferenciju ili okrugli sto u lokalnim opštinama, naročito u Lazarevcu, centru

Kolubare. Lokalna vlast odgovorna za sva javna događanja poručila je da svaki razgovor o pravičnoj tranziciji energetike mora da se odobri od direktora Kolubare, a što se njihovih stavova sa lokala tiče „oni su protiv svake tranzicije energetike, pa i protiv „pravične tranzicije energetike (PET), na primeru Kolubare“ [18, 25].

E. Socijalne opstrukcije i preporuke

Čitavo istraživanje ne bi ni imalo mnogo smisla ako ne bi dovelo do jasnijeg sagledavanja mogućih pravaca za postavljanje koordinata pravične energetske tranzicije. Ove preporuke bi trebalo da se tiču ekonomsko-ekoloških i socijalnih sadržaja, u svakoj od faza buduće energetske tranzicije, ali bi pre svega trebalo da budu orijentisani ka socio-humanoj dimenziji odnosa prema potencijalnim tranzicionim gubitnicima. Naime, opšta prihvatljivost mera, tempa i načina sprovođenja pravedne energetske tranzicije, morala bi da se bazira na približnim odgovorima i stanovištima.

Najvažnije u svemu tome je *zajedničko stanovište* o tome:

- ko i na koji način sprovodi energetske tranzicije,
- ko skicira mere i dinamiku njihovog izvršenja - ko sprovodi PET,
- ko nadzire i kontroliše PET,
- kakav odnos u PET imaju domaći i strani učesnici,
- ko obezbeđuje sredstva za fond PET;
- ko i na koji način distribuiraju ova sredstva, itd.

Razume se da pitanje PET ovim ne bi bila završena. U najboljem slučaju treba da bude jedan usaglašen koncept dinamike ostvarivanja pravične energetske tranzicije u Srbiji. Kako dizajnirati projekat, ko i na koji način u tome treba da učestvuje, kada i kako otpočeti PET? Ostalo zavisi od države, vlade, energetskih kompanija, lokalnih zajednica, zaposlenih u energetskom sektoru i javnosti uopšte. Verovatno bi najvažniji cilj ovog istraživanja i projekta u celini bio da skrene maksimalno pažnju javnosti na problem, da ga učini dovoljno transparentnim, da edukuje učesnike o tome, i da ih privoli na saradnju.

Socijalno partnerstvo u pravičnoj energetske tranziciji nije nešto što se tiče samo vlade, sindikata i poslodavaca. Ono nadraستا interes lokalne zajednice i energetskog sektora, ali ostaje najvažnija garancija pravedne energetske tranzicije u kojoj je kumulativni indeks nezadovoljstva preduzetim promenama najniži.

V SLUČAJ KOLUBARE

Nigde nije istaknuto ni prihvaćeno, da baš područje basena Kolubara mora biti talac loših nacionalnih energetskih strategija i politika, odnosno da čitav kolubarski kraj nema drugu perspektivu već da lagano ekonomski, ekološki i populaciono odumire zajedno sa konceptom fosilne energetike. To, samo privremeno, može da izgleda drugačije, onima koji posmatraju puki broj žitelja lazarevačke opštine, koji se nalazi u laganom porastu, ili bolje rečeno, čiji pad stanovnika nije tako izražen kao u ostalim sličnim opštinama Srbije, koje su pri tome nešto više udaljene od Beograda ili Novog Sada.

Toga su verovatno svesni Lazarevčani kako oni koji su zaposleni

u Kolubari, tako i članovi njihovih porodica. Ipak, čini se da su usled prilično velikog zakašnjenja u tranziciji energetike i prilično zabrinuti zbog praktičnih konsekvenci prelaza. To pokazuju protestna okupljanja zaposlenih u Kolubari, mahom rudara, njih više hiljada, jedne junske nedelje 2021. na poljani blizu kopova. Navodno je protest izbio zbog određenih vesti iz vladinih kabineta i promena u tretmanu projekta Kolubara, od koga zaposleni očekuju da produži perspektivu sadašnjeg poslovanja Kolubare uopšte.⁵

Druga indikativna vest vezana za potencijalnu (političku) tranziciju energetike tiče se saopštenja, koje je došlo iz kabineta predsednika Srbije, na Dan rudara, 6. avgusta 2021. Naime predsednik Srbije, prema navođenju agencije Beta, „čestitao je rudarima njihov Dan porukom: „Srbija neće da beži od svojih kapaciteta uglja, od svojih termokapaciteta i neće ih se odreći. To znači da ćete da imate svoj posao za 10 i za 20 i za 30 godina“. Perspektiva proizvodnja uglja u Kolubari, zasniva se na eksploataciji sa površinskih kopova Kolubare, gde se proizvodi 30 miliona tona uglja godišnje, što je oko 70 procenata ukupne proizvodnje tako da se od kolubarskog lignita proizvodi 52% ukupne električne energije u Srbiji.

Rezerve lignita se prostiru na oko 600 km². Treba imati u vidu da kopovi zahvataju područja opština Lazarevac, Lajkovac i Ub. Veliki problem tehnološkog procesa, kao i ekonomsko-ekološka priroda je otkrivka, jer se za iskop 30 miliona tona lignita, mora iskopati još i 70 miliona tona otkrivke. Ovo je samo jedna od ilustracija neodrživosti sistema proizvodnje električne energije od kolubarskog lignita u savremenim uslovima. Sve ostale činjenice koje govore o ekonomskim, prostornim i zdravstvenim posledicama nastavljanja dosadašnjih tokova moraju se uzeti u obzir u trasiranju održive i pravične energetske tranzicije Kolubare.

A. Ljudski kapital Kolubare kao potencijal i/ili opstrukcija reformi

Veoma je diskutabilno to što se tvrdi da Kolubara još uvek predstavlja okosnicu srpske energetike. Iz napisa sa sajta „Kolubara“ može se pročitati da je svaki drugi kilovat električne energije u Srbiji proizveden sagorevanjem lignita Kolubare, kao i da je Kolubara najveći ogranak „EPS“ u kome je zaposleno 11.880 radnika. Najveći broj njih 6.625, radi u organizacionoj celini „Površinski kopovi“ koja je zvanični „stub proizvodnje kompanije“. U „Preradi“ je zaposleno 1.528 radnika, u „Metalu“ 2.001, u „Projektu“ 87 i Direkciji 1.639 zaposlenih.

Potpuno je razumljiva vezanost ljudi Lazarevca, Uba i Obrenovca za rudarski basen Kolubara, kao deo EPS. U daljem obrazloženju stanja zaposlenosti kaže se da „okosnicu proizvodnog procesa u „Kolubari“ čine radnici sa trećim,

⁵ Skup je održan početkom juna 2021. Na skupu su zaposleni rudari Kolubare poručili ministarki energetike da neće dozvoliti gašenje Kolubare zarad obnovljivih izvora ili gasnih elektrana, a suštinski to je izraz ušančene odbrane pozicija izazvanih strahom zbog gubitka radnih mesta ili pada standarda. U javnosti su takođe prisutne teze da je reč o obračunu različitih struja u okviru vladajuće stranke, što nije dovoljno ubedljivo. Pre će biti da su različite koncepcije daljeg razvoja elektroenergetskog sistema, izražene različitim porukama i pritiscima. U svakom slučaju, opomena je veoma bitna, a razrešenja potencijalnog konflikta tiče se pravičnosti energetske tranzicije.

četvrtim i petim stepenom stručne sprema“. Među visokoobrazovanim, dominiraju inženjeri tehničkih nauka – rudarsko-geološke, mašinske i elektrostruke. Interesantan je napis koji sledi na kraju materijala sa internet strane, da „zahvaljujući visokim standardima, širokim mogućnostima za usavršavanje i napredovanje, materijalnoj sigurnosti i jakom osećaju pripadnosti kolektivu, lojalnost zaposlenih u RB „Kolubara“ je izuzetno visoka, što pokazuje činjenica da većina radnika svoj radni vek do penzije provede u okviru kolektiva“ [18, 26].

Analiza relativnog ekonomskog položaja zaposlenih i njihovih rukovodilaca, govori da su problemi nasleđa veoma indikativni. RKB Kolubara i nekoliko pratećih opština kao što su Lazarevac, Ub i Ljig na dugi rok imale su veliku korist od basena Elektroprivrede zasnovanih na uglju. Za poslednjih pet decenija njihovi žitelji prolazili su ekonomski bolje od ostatka Srbije, na šta ukazuju podaci i činjenice koje se navode u sledećem odeljku.

Nažalost kriza i raspad Jugoslavije, kao i vreme sankcija doveli su taj relativni status u pitanje, jer su izostali predviđeni alternativni programi za postenergetsku tranziciju privrede, a posebno onu ekološku. Tako je već 1991. u Lazarevcu ukinut „Fond rente“, koncipiran na dobar način sa ciljem da se iz njega ulaže u infrastrukturu, životnu sredinu, zdravlje i obrazovanje.

Ovaj poslednji navedeni stav ostavlja slobodu tumačenja šta danas znači bit zaposlen u Kolubari, kao i da li je „lojalnost“ kolektivu posledica materijalne sigurnosti, visokih standarda, mogućnosti napredovanja ili nedostatka izbora. Verovatno od svega po nešto. Sigurno je samo to da se radnici Kolubare relativno jedinstveni u akcijama i zahtevima. To se najbolje osetilo u štrajkovima tokom devedesetih godina (naročito krajem 1993) kao i glavnim štrajkom rudnika na kopovima, koji su se priključili protestima 5. oktobra 2000.⁶

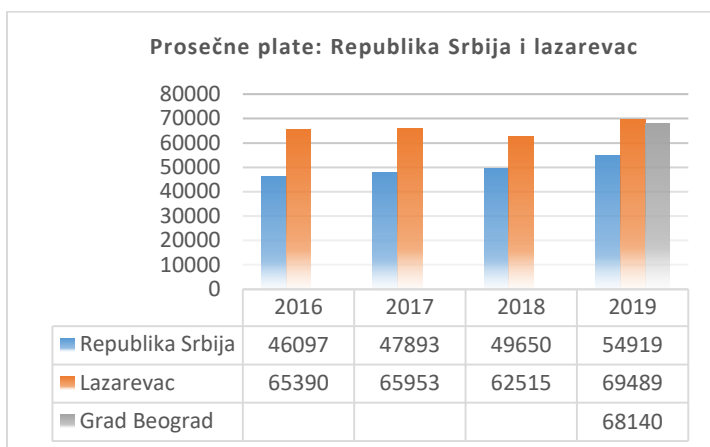
B. Energetska tranzicija i održivost poslovanja

Kolubara je „najveći ogranak“ Elektroprivrede Srbije i lider u proizvodnji uglja u Srbiji i na Balkanu. To znači godišnju proizvodnju od oko 30 miliona tona iz njenih površinskih kopova, što je 70% proizvodnje uglja u EPS⁷. Dobro je što je jedna kompanija osnova stabilnosti elektrosistema snabdevanja, ali nije dobro što se tolika količina uglja u Srbiji iskopa i sagori svake godine tako da je ekološka slika neposrednog okruženja, koju indirektno nameće i uslovljava Kolubara, kao i čitave Srbije, veoma nepovoljna.

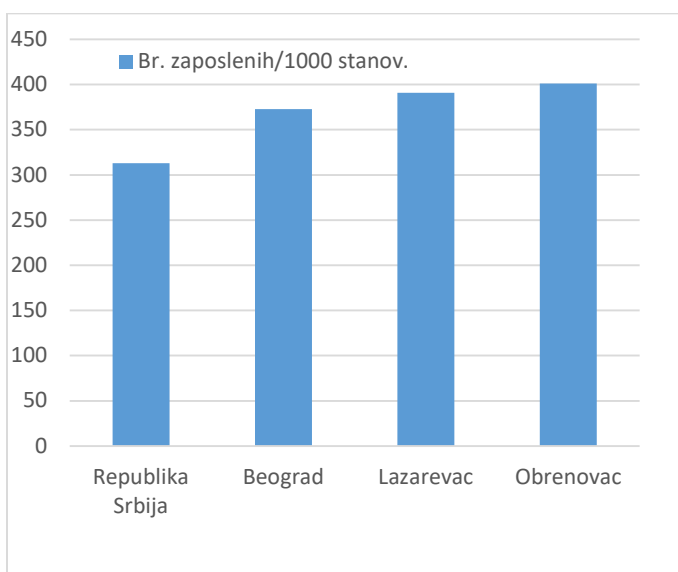
Takođe nije dobro to što čitav elektro-energetski sistem zavisi od Kolubare u toj meri, da je ona kao kardinalna činjenica energetske tranzicije postala nezaobilazna na dugi rok. Kolubara je na izvestan način postala loša determinanta lokalnog i nacionalnog privrednog razvoja.

⁶ Lideri DOS-a, otišli su na kop da se traže podršku radnika u protestu za priznavanje rezultata izbora. Dogovor oko podrške uslovljen je pojedinim pogodnostima za zaposlene koje su tadašnji politički lideri obećali, u vezi sa zaradama, zaposlenima, beneficiranim radnim stažom. Slični pritisci na sve političke lidere nastavljaju se i danas. Kolubara je čvorište sindikalnog jedinstva koje je jedan od najtvrdih faktora inercije stanja u energetici uopšte.

⁷ <http://www.eps.rs/cir/kolubara/Pages/Istorija/Istorija.aspx>



Slika 2. Ekonomski indikator prosečne neto plate opštine Lazarevac u odnosu na Republiku i Grad Beograd (Izvor RZS)



Slika 3. Zaposlenost u opštinama Lazarevac i Obrenovac iznad proseka Republike i Grada Beograda (Izvor RZS)

U analizama poslovanja opštine Lazarevac mogu se naći podaci koji se u relativnom smislu mnogo ne menjaju. Odnose se na poslovanje i rezultate privređivanja po sektorima. Nesumnjiva je činjenica da suštinski lokalna privreda pa i čitava zajednica zavise od proizvodnje električne energije iz lignita, koji je energetski sve siromašniji, prljav i konačan. Samo je prividna ili trenutna prednost Lazarevca koja se ogleda u tome što se permanentno ostvaruju više prosečne plate nego od proseka Srbije. Čak su za nijansu više i od proseka grada Beograda, mada među 14 opština Beograda ima i onih sa višim zaradama nego u Lazarevcu. Lokalni ekološki plan opštine veoma dobro prepoznaje većinu velikih izazova sa kojima se suočava lokalna zajednica, od zdravstvenih do strateških razvojnih i socio-ekoloških [21]. To nažalost nije dovoljno da se sa lokala inicira konceptualno rešavanje problema tranzicije energetske tranzicije u kontekstu održivog i prihvatljivog rešenja.

Obrenovac je grad i opština koja takođe pripada gradu Beogradu i Beogradskom regionu, ali su prosečne plate daleko niže.

Međutim, u Obrenovcu je nešto viša stopa zaposlenosti stanovništva. U Srbiji je u proseku zaposleno 313 stanovnika na 1000 žitelja, u Beogradu je taj broj 373, a u Lazarevcu 391, dok je u Obrenovcu čak 401 (Slika 3). Obe pomenute opštine pripadaju gradu Beogradu, i u obe slučajeva energetika je veoma intenzivno prisutna u privrednom i društvenom životu.

C. Tzv. ciljana reorganizacija EPS 2015.

Ciljana reorganizacija se dogodila, ali uglavnom na papiru. Suštinski Program koji je usvojen 20. juna 2015. nikada nije primenjen. Tačnije rečeno, samo su se formalno-pravno promenili nazivi preduzeća i menadžerskih funkcija, ali su im ostavljena ista ovlašćenja koja su imali pre reorganizacije. Pravilnik o sistematizaciji i unutrašnjoj reorganizaciji EPS diferencirao je tri nivoa menadžmenta: u „ograncima“ EPS. To su: proizvodnja, korporativni poslovi i finansije [19].

U stvarnosti dati su pisani nalozi kojima finansijski direktor i direktor kooperativnih poslova prenose svoja ovlašćenja na direktora proizvodnje i tako vraćaju organizacionu strukturu na prethodno stanje. Ogranak u okviru RB Kolubara imao je svoj menadžment, koji se sastojao od direktora ogranaka i njegovih pomoćnika za: ekonomske poslove, pravne poslove, tehničke poslove. Njihove plate bile su kao i plate top menadžera, a njihovi nivoi odlučivanja direktorski. Svako od pomoćnika imao je svog pomoćnika kojeg su radnici nazivali rukovodilac sektora, sa istom platom, ili neznatno manjom za 0,1% od pomoćnika.

Tadašnji VD generalnog direktora EPS-a Aleksandar Obradović obznanio je 2014. da EPS ima oko 600 direktora i naveo jasnu nameru da taj broj smanji. Smatrao je da je taj posao obavio tako što su pomoćnici postali glavni stručni saradnici, ali su njihovi pomoćnici ostali sa istim ovlašćenjima i zaradama. Dana 30. juna 2015. godine sva društva sa ograničenom odgovornošću u okviru EPDS, postala su „ogranci“, a svi bivši ogranci u okviru DOO su postali „organizacione celine“ sa nominalno manjim ovlašćenjima i autonomijom upravljanja. RB Kolubara je postao ogranak EPS i umesto Skupštine privrednog društva i celog sistema top menadžmenta ogranak je dobio bord direktora: proizvodnje, korporativnih poslova i finansija. To je bila simetrija u odnosu na EPS u celini.

Nekoliko meseci posle reorganizacije EPS, 19. decembra 2015. godine, top menadžment EPS je dao aneksirane Ugovore o radu. Glavnim stručnim saradnicima i vodećim stručnim saradnicima, u kojima se navodi: „imate obavezu da obezbedite pravilno funkcionisanje i koordinaciju finansijske službe Površinski kopovi Baroševac, nabavno-skladišne službe Površinski kopovi Baroševac i plansko-analitičke službe Površinski kopovi Baroševac“. Prema dostupnim izvorima [20], ovim činom su vratili unazad reorganizaciju i njene efekte. Dana 20. januara 2016. godine rukovodstvo je dalo pisane naloge glavnim stručnim saradnicima i vodećim stručnim saradnicima da potpisuju knjige nadnica za zaposlene u finansijskoj službi Površinski kopovi Baroševac, nabavno-skladišnoj službi Površinski kopovi Baroševac i plansko-analitičkoj službi Površinski kopovi Baroševac. Tim činom su konačno poništena sva ovlašćenja koja su bila uspostavljena novom reorganizacijom EPS. Posle ovih aneksiranih Ugovora i pisanih „naloga“, poslovanje je vraćeno na prethodni model za celu RB Kolubaru.

Kako stoji u istom izvoru [20], EPS je zvanično povukao i „ukinuo sopstvenu reorganizaciju i prevario MMF u vezi efekata reorganizacije“. Ako u pomenutom pokušaju „reorganizacije“ ima išta dobro, to su sledeći zaključci koji bi se mogli izvući iz neuspešnih modela modernizacije upravljanja EPS, bez suštinske, odnosno pravične tranzicije:

- reorganizacija velikih energetske sistema „iznutra“, koja se inicirana političkom odlukom i koja se nameće kao ciljani model do koga se dolazi voljom rukovodstva, osuđena je na propast;
- tranzicija energetike suviše je kompleksan institucionalni proces da bi se mogao poveriti samo jednoj rukovodećoj strukturi energetskih kompanija, pa i aktuelne vlasti;
- štaviše koncept funkcionalne tranzicije zahteva mnoštvo međusektorskih i institucionalnih usaglašavanja, kao i participaciju lokalnih zajednica, predstavnika zaposlenih, eksperata, nevladinih organizacija, kao i svih političkih struktura, a ne samo izvršne vlasti;

VI POLITIČKA VOLJA - I DALJE NAJVEĆE ISKUŠENJE

„Politička volja“ obično podrazumeva usaglašeni stav trenutne strukture na vlasti, ili bar dela političkog aparata koji vrši vlast i upravlja državom. Da bude jasno - to nije volja države niti državnog aparata. U dobro uređenom društvu država treba da bude neutralna, kao aparat društvene organizacije, sistem institucija, organa i procesa koji sistemski funkcionišu jednako efikasno sprovodeći zakone i druga pravila na društveno-prihvatljiv način. Ako se vlast menja, to bi trebalo da znači da ta vlast u skladu sa ideologijom, odnosno političkim i akcionim programima, utiče na društvene procese i promene pre svega donošenjem novih zakona, kao i da politikama sprovođenja tih zakona uređuje društvene odnose na društveno prihvatljiv način.

Takva praksa treba da se primenjuje na sve sektore pa i na energetiku. Međutim, ovo je sektor od fundamentalne važnosti za ukupni razvoj, ekološku budućnost, a naročito klimatske promene [22,23].

Postojeći zakoni i strategije u sektoru moraju da se primenjuju bez obzira na trenutnu političku strukturu na vlasti. U tom pogledu nema mnogo mesta pominjati odlučujući uticaj „političke volje“, što će reći nekakvog posebnog programa same vladajuće strukture.

U praksi se međutim, obično ispostavi drugačije. Politička volja postaje alfa i omega razvoja ne samo ukupnog već i sektorskog, pa tako od te volje (vlasti) zavisi hoće li se donositi, ali i primenjivati i menjati zakoni i strategije. U ovom slučaju, to se odnosi i na strategiju tranzicije energetike. Ni jedna dosadašnja vlast u Srbiji, nakon promena 2000. (a bilo je bar četiri strukture koje su je činile) nije negirala potrebu energetske tranzicije [10]. Međutim, ni jedna do sada ništa bitno nije preduzela u smislu promena u energetici koje su već prethodno usaglašene u strategijama. To se odnosi kako na opšte kao što je Nacionalna strategija održivog razvoja (2008-2017), tako ni u sektorske (Strategija razvoja energetike, koja se formalno primenjuje od 2015 [9]).

Inicijativa Ministarstva energetike i rudarstva (od sredine 2021), da se u relativno kratkom roku izradi nova strategija razvoja

energetike sa perspektivom 2040. i dalje, može da bude znak da je „politička volja“ za tranziciju energetike promenjena i da će ona rezultirati ubrzanim aktivnostima promena i preobražaja, reorganizacije kompanija, na nacionalnom planu o čemu je već bilo reči. Naravno, uvek postoji i drugačiji mogući scenario, u kome bi se inicijative restrukturiranja prigušile, a formalne promene svele na kozmetiku uz inerciju postojećih, manje ili više loših trendova. [20]. Ove opasnosti i scenariji su u suprotnosti sa trendovima prisutnim u svim energetskim sistemima sveta, bez obzira na krizu. Klimatske promene, kao i strategije koje se u svetu već primenjuju samo su deo tržišnih mehanizama naplate eksternih troškova proizvodnje, a naročito emisija gasova staklene bašte. [21, 22]. To je samo deo narastajućih troškova i dugoročnih posledica nečinjenja.

VII ZAKLJUČAK

Odugovlačenje strukturnih promena dovelo je do toga da su energetske sistemi opet dočekali jednu novu globalnu krizu energije i politike, koja se itekako tiče Srbije. Svaka kriza je ispit za održivost privrednih struktura, tehnoloških procesa i organizacionih sistema, a posebno za socijalnu stabilnost zemlje.

Energetika treba da bude ključni faktor stabilnosti u svakom vremenu.

Dugoročne strukturne teškoće i nasledeni ideološko-politički problemi društva u sektoru energetike dobijaju nove dimenzije usled svetske krize međunarodnih odnosa i rata u širem okruženju. Ipak, ti izazovi krize u slučaju Srbije morali bi da budu podsticajni za traganje za boljim rešenjima koja se tiču energetske efikasnosti, bolje organizacije sistema i smanjivanja gubitka, štednje energije na nivou države, stanovništva, privrede.

Bilo kako bilo, tranzicija energetike Srbije se ostvaruje i taj proces će se nastaviti: spontano i haotično, uz mnogo kontroverzi, uz velike neizvesnosti i troškove, ili sistemski i institucionalno uređenim procesima. Izvesna usporavanja strukturnih reformi i tranzicije privrede, a posebno energetike dešavala su se i prethodno. Samo delom za to odgovorno je nasleđe, a mnogo više nečinjenje odnosno urušene ili formalizovane institucije, populizam i inercija, pa i mogućnosti korupcije.

U današnjim promenama širom sveta, a posebno u okruženju na strategije tranzicije energetike utiču niz novijih kriza kao što su: covid-kriza zdravstvena, socio-kulturna i kriza poverenja. To uslovljava nova socijalna iskušenja koja se naročito tiču položaja zaposlenih u javnom sektoru. Pri tome treba imati u vidu da još uvek teškoće uzrokovane socijalnim posledicama nisu dobile eksplicitne forme.

Najnovija kriza globalnih međunarodnih odnosa i svetske ekonomije sasvim sigurno vodi ka produbljivanju energetske krize, kako za Evropu i veliki deo razvijenog sveta, tako i još više za male, energetske neefikasne zavisne zemlje sa kašnjenjem energetske tranzicije [24].

Uprkos svemu uvek dolazi do izražaja potreba reformi koje donose pomake u tehnologijama, pre svega u inovacijama, energetskoj efikasnosti, kao i u organizacionim promenama. Pravična tranzicija energetike danas dobija nove dimenzije koje

bi mogle da posluže ubrzanju promena i traženju održivih rešenja uprkos teškoćama.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Avramović, D. *Pobeda nad inflacijom 1994*, Institut društvenih nauka, Beograd, 1998.
- [2] Đukić, P. Inflatornu vatru gase benzinom, NIN, str. 24-27, 22.11.2021,
- [3] Đukić, P., Đukanović, S. Najveći izazovi energetske tranzicije u Srbiji: u srednjem i dugom roku, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 22, No. 1-2, pp. 10-15, 2020. <https://doi.org/10.46793/EEE20-1-2.010DJ>
- [4] Babić, M., Rajaković, N. Zaključci povodom okruglog stola „Energetska tranzicija i Covid-19”, 14. oktobar 2020, Beograd <https://savezenenergeticara.org/index.php/prezentacije/okrugli-sto> [pristupljeno 15. maja 2022]
- [5] Đukić, P. Dan ranjene Planete, *Politika* elektronsko izdanje, petak 22. 04. 2022.. <https://www.politika.rs/scc/clanak/505589/Dan-ranjene-planete> [pristupljeno 11. maja 2022]
- [6] Preliminarna lista strukturnih reformi za Program ekonomskih reformi Republike Srbije za period 2021 – 2023. godine, 2020 <https://rsjp.gov.rs/cir/vesti-cir/preliminarna-lista-strukturnih-reformi-programa-ekonomskih-reformi-erp-2021-2023-godine/> [pristupljeno 15. maja 2022]
- [7] Jelavić, V., Delija-Ružić, V., Multisektorski pristup u tranziciji prema niskougljičnom razvoju i ciljevima Zelenog akcionog plana EU – iskustva Republike Hrvatske, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 23, No. 3, pp. 26-35, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-3.26J>
- [8] Izveštaj o radu agencije za energetiku za 2020. godinu, <https://www.aers.rs/Files/Izvestaji/Godisnji/Izvestaj%20Agencije%202020.pdf> [pristupljeno 15. maja 2022]
- [9] Program ostvarivanja strategije razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. za period 2017. do 2023. godine, Službeni glasnik RS, broj 104 od 22. novembra 2017.
- [10] Đukić, P. *Bespuća ekonomske politike Srbije - tranzicija, institucije, razvoj*, TMF, Beograd, 2019.
- [11] Đukić, P. *Iskušenja ekonomske politike - život pod sankcijama*, Grmeč - Privredni pregled, Beograd, 1995.
- [12] IMF Staff Concludes Visit to Serbia, March 22, 2022, <https://www.imf.org/en/News/Articles/2022/03/22/pr2283-serbia-imf-staff-concludes-visit-to-serbia> [pristupljeno 28. aprila 2022]
- [13] Antikrizne budžetske mere tokom pandemije Covid-19: troškovi, rezultati i pouke, Fiskalni savet, http://www.fiskalnisavet.rs/doc/analize-stavovi-predlozi/2022/FS_Antikrizne_budzetske_mere_tokom_pandemije.pdf [pristupljeno 05. maja 2022]
- [14] Đukić, P. Srbija i svet u klimatskim promenama: ekonomska evaluacija, in: Grk S., Molnar D. (Ed.), *Svet i Srbija vreme promena*, pp. 55-90, Centar za izdavačku delatnost Ekonomskog fakulteta u Beogradu, Beograd, 2017.
- [15] Knežević, R. O pravdi i pravičnosti, Advokatska komora Srbije, 2016. <https://blog.aks.org.rs/o-pravdi-pravicnosti-pravu/> [pristupljeno 05. maja 2022]
- [16] Mandić Lukić, J., Milovanović, Đ., Stipić, M., Petrović Bećirović, S., Raković, R., Popović Zdravković, B., Životić, M. Smart and Socially Responsible Energy Transition in Coal Intensive Regions, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 23, No. 3, pp. 73-79, 2021. <https://doi.ub.kg.ac.rs/2021/10-46793-eee21-3-73J/>
- [17] Miljević, D., Rajaković, N., Kalaba, I., *Energetska tranzicija: teret ili razvojna šansa za BiH?*, Centar za životnu sredinu, Banja Luka 2020. <https://czs.org/wp-content/uploads/2020/09/Energetska-tranzicija-WEB.pdf>
- [18] Rezultati projekta “Pravična tranzicija energetike - studija slučaja na primeru Kolubare” (2020, 2021) Beograd, Radni materijal Beogradske otvorene škole
- [19] Đukić, P., Pantić, O., Mogućnost pravične tranzicije energetike Srbije, istraživanje slučaja na primeru kolubarskog basena i opštine Lazarevac, Beogradska otvorena škola 2021.
- [20] Stojković, Đ., Kako je Elektroprivreda Srbije pokušala da prevari MMF i Svetsku banku i poništila efekte prethodnog restrukturiranja, <http://www.nspm.rs/ekonomska-politika/kako-je-elektroprivreda-srbije-pokusala-da-prevari-mmf-i-svetsku-banku-i-ponistila-efekte-prethodnog-restrukturiranja.html?alphabet=> [pristupljeno 05. maja 2022]
- [21] Lokalni ekološki akcioni plan opštine Lazarevac, 2006 https://lazarevac.rs/assets/upload/2016/opstina/dokumenti/pdf/zastiita-zivotne-sredine/LEAP_LAZAREVAC.pdf [pristupljeno 14. aprila 2022]
- [22] Cene dozvola za CO2 u Evropi rekordne, bliže se nivou od sto evra po toni, <https://balkangreenenergynews.com/rs/cene-dozvola-za-co2-u-evropi-rekordne-blize-se-nivou-od-sto-evra-po-toni/>
- [23] Supporting the Western Balkans’ Energy Transition: An Imperative Task for the German EU Council Presidency, <https://www.germanwatch.org/en/18885> [pristupljeno 14. aprila 2022]
- [24] The Great Reset: A Unique Twin Summit to Begin 2021., <https://www.weforum.org/press/2020/06/the-great-reset-a-unique-twin-summit-to-begin-2021> [pristupljeno 14. aprila 2022]

AUTORI/AUTHORS

dr Petar Đukić – redovni profesor u penziji, Tehnološko-metalurški fakultet, Univerzitet u Beograd, djukic@tmf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0001-5490-2059](https://orcid.org/0000-0001-5490-2059)

Uporedni prikaz proizvodnje električne energije iz uglja zemalja Evrope sa najvećim udelom: politika i projekcija proizvodnje

Comparative Overview of Electricity Production from Coal of European Countries with the Largest Share: Policy and Production Projection

Predrag Jovančić, Dragan Ignjatović, Stevan Đenadić

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

Rezime - Energetski razvoj zemalja Evrope decenijama je bio baziran na uglju. Instalirana snaga svih energetskih kapaciteta koji su zasnovani na uglju je preko 2000 GW. Ugalj je i dalje od bitnog značaja za dobijanje električne energije u Evropi. I pored toga što postoji veliki potencijal uglja, trend je smanjenja proizvodnje električne energije iz uglja do 2050. godine. Imajući u vidu Zelenu agendu i politiku EU, zemlje Evrope se okreću obnovljivim izvorima energije. Srbija u okviru obnovljivih izvora ima potencijala prevashodno u energiji vetra, Sunca i biomase, odnosno hidropotencijala i gasa iz uvoza. Rezerve uglja (lignita) u Srbiji su preko 3 milijarde tona i omogućavaju dugogodišnju eksploataciju i pouzdano snabdevanje termoelektrana. Nemačka i Poljska takođe imaju veoma velike rezerve uglja ali i dugoročni plan zatvaranja rudnika i to Nemačka do 2038. godine, a Poljska do 2049. godine. Na osnovu svih ovih parametara, ovaj rad predstavlja pregledan rad koji može dati mali doprinos pri kreiranju buduće energetske politike Srbije.

Ključne reči - ugalj, električna energija, 2050. godina, projekcija proizvodnje

Abstract - The energy development of European countries has been based on coal for decades. The installed capacity of all coal energy capacities based on coal is over 2000 GW. Coal is still essential for electricity generation in Europe. Despite the great potential of coal, the trend is to reduce the production of electricity from coal by 2050. Given the Green Agenda and EU policy, European countries are turning to those renewable energy resources. Serbia has potentials primarily in wind, solar and biomass energy, ie hydro potential and imported gas. Serbia's coal (lignite) reserves are over 3 billion tons and enable long-term exploitation and reliable supply of thermal power plants. Germany and Poland also have very large coal reserves, but also a long-term plan to close the mine, namely Germany by 2038, and Poland by 2049. Based on all these parameters, this paper is a review paper that can make a small contribution to the creation of future energy policy of Serbia.

Index Terms - Coal, Electricity, 2050, Production projection

I UVOD

Najveći proizvođači uglja (lignita) u Evropi su Nemačka, Poljska i Srbija (izuzimajući Tursku), posmatrajući 2020. godinu. Ostale zemlje proizvođači imaju smanjenje proizvodnje. Oko 248 miliona tona uglja je proizvedeno u ove tri zemlje u 2020. godini (lignita i kamenog uglja). Dešavanja oko energetske (ne)stabilnosti tokom 2021. i 2022. godine, imajući u vidu sve probleme oko energetske održivosti u Evropi, vratile su ugalj u prvi plan. Međunarodna agencija za energiju (IEA), predviđa da će ugalj imati centralnu ulogu u proizvodnji električne energije i u industriji, a posebno u proizvodnji čelika, i u narednim decenijama na svetskom nivou. Rast potrošnje uglja u 2021. godini ukazuje na oporavak pozicije uglja u svetu. Ovakav početak trenda podseća na centralnu ulogu uglja u svetskoj ekonomiji. Međutim, u Evropi je drugačija politika. Iako je u 2021. godini došlo do porasta proizvodnje uglja (uticaj COVID-a na pad ekonomije), političke najave ukazuju na dalji stalan pad upotrebe uglja. Prekretnica je polovina ovog veka kada se u Evropi očekuje nulta emisija i drastično smanjenje kapaciteta za proizvodnju uglja. Cilj ovog rada je da napravi poređenje tri zemlje (Nemačka, Poljska i Srbija), njihove politike proizvodnje uglja i električne energije iz uglja, ali i projekcije proizvodnje do 2050. godine. Srbija može i mora izvući neophodne zaključke za optimalan razvoj sopstvene energetike, koristeći iskustva najvećih zemalja Evrope u proizvodnji uglja [1-4].

II PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE DOBIJENE IZ UGLJA

Evropa ima preko 1 TW instaliranih kapaciteta za proizvodnju električne energije. Skoro četvrtina (24%) od ukupne proizvodnje električne energije u Evropi se dobija iz uglja (podatak za 2020. godinu). Izvršeno je poređenje Nemačke (kao najjače i najveće ekonomije Evrope), Poljske i Srbije. Glavni parametar koji je opredelio pravac ovog rada je veliki procenat proizvedene električne energije dobijene iz uglja u ovim zemljama (za period 2011-2020.). U tabeli 1 date su osnovne karakteristike vezane za električnu energiju u ovim zemljama. Kao što se može videti, dosta su velika odstupanja vezana za vrednosti bruto domaćeg proizvoda po glavi stanovnika i ukupne bruto proizvodnje električne energije zemalja - odnosi su u korist Nemačke. [1-

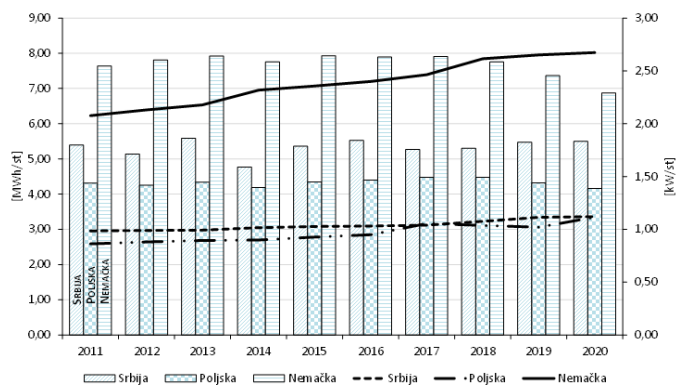
9,11-14,17, 25, 26]. Da bi se stepen razvijenosti zemlje kao što je Srbija podigao na viši nivo, energetska razvoja mora biti brži i okrenut ka tržištu više nego danas, da se prevashodno poštuju ekonomski parametri ne umanjujući značaj zaštite životne sredine. Na slici 1 prikazan je međusobni odnos parametara: ukupna bruto proizvodnja električne energije po glavi stanovnika [TWh/st] i instalisani kapaciteti po glavi stanovnika [kW/st]. Za period od

2011-2020. godine, prosečna proizvodnja električne energije po glavi stanovnika u Srbiji iznosi oko 5,33 MWh/st, u Poljskoj 4,33 MWh/st, a u Nemačkoj 7,68 MWh/st - odnosno, razlika je evidentna u korist Nemačke. Ovakav odnos daje povoda Srbiji da postigne što bolje iskorišćenje svojih energetskih potencijala, koje zasigurno ima, posebno uglja (dok god je u procesu eksploatacije). [11-14,16].

Tabela 1. Osnovne karakteristike proizvodnje i potrošnje električne energije

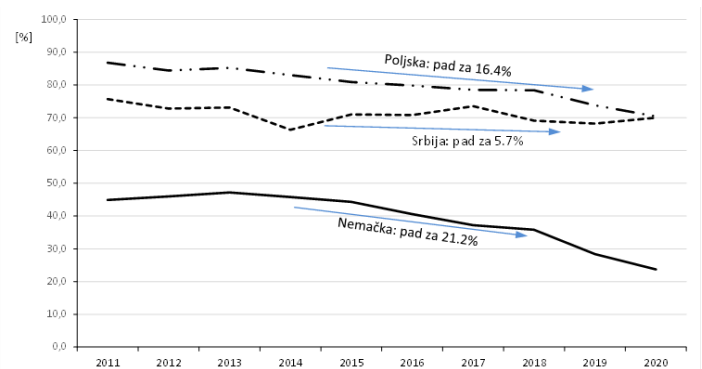
	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Srbija										
Bruto domaći proizvod po glavi stanovnika (US\$/c)	6809	6016	6755	6600	5589	5765	6293	7252	7417	7721
Ukupna bruto proizvodnja električne energije (TWh)	39	37	40	34	38	39	37	37	38	38
Instalisani kapaciteti (MW)	7124	7129	7102	7249	7281	7281	7296	7514	7727	7739
Proizvodnja električne energije iz uglja (%)	75,7	72,8	73,1	66,3	71,0	70,8	73,5	69,1	68,2	70,0
Stanovništvo (miliona)	7,23	7,20	7,16	7,13	7,09	7,06	7,02	6,98	6,94	6,91
Poljska										
Bruto domaći proizvod po glavi stanovnika (US\$/c)	13880	13097	13696	14271	12578	12447	13865	15468	15732	15721
Ukupna bruto proizvodnja električne energije (TWh)	164	162	165	159	165	167	170	170	164	158
Instalisani kapaciteti (MW)	32823	33514	34009	34141	35189	36027	40077	39377	38760	42336
Proizvodnja električne energije iz uglja (%)	86,8	84,4	85,2	83,0	80,9	79,8	78,5	78,4	73,8	70,4
Stanovništvo (miliona)	38,06	38,06	38,04	38,01	37,99	37,97	37,97	37,97	37,97	37,95
Nemačka										
Bruto domaći proizvod po glavi stanovnika (US\$/c)	46645	43858	46286	47960	41087	42108	44542	47950	46795	46208
Ukupna bruto proizvodnja električne energije (TWh)	613	628	639	628	648	650	654	643	612	572
Instalisani kapaciteti (MW)	166668	171385	175689	187699	192539	197629	203747	216807	220320	222596
Proizvodnja električne energije iz uglja (%)	44,9	46,0	47,2	45,8	44,3	40,6	37,2	35,8	28,4	23,7
Stanovništvo (miliona)	80,27	80,43	80,65	80,98	81,69	82,35	82,66	82,91	83,09	83,24

Da bi se stepen razvijenosti zemlje kao što je Srbija podigao na viši nivo, energetska razvoja mora biti brži i okrenut ka tržištu više nego danas, da se prevashodno poštuju ekonomski parametri ne umanjujući značaj zaštite životne sredine. Na slici 1 prikazan je međusobni odnos parametara: ukupna bruto proizvodnja električne energije po glavi stanovnika [TWh/st] i instalisani kapaciteti po glavi stanovnika [kW/st]. Za period od 2011-2020. godine, prosečna proizvodnja električne energije po glavi stanovnika u Srbiji iznosi oko 5,33 MWh/st, u Poljskoj 4,33 MWh/st, a u Nemačkoj 7,68 MWh/st - odnosno, razlika je evidentna u korist Nemačke. Ovakav odnos daje povoda Srbiji da postigne što bolje iskorišćenje svojih energetskih potencijala, koje zasigurno ima, posebno uglja (dok god je u procesu eksploatacije). [11-14,16]



Slika 1. Ukupna bruto proizvodnja električne energije po glavi stanovnika [TWh/st] i instalisani kapaciteti po glavi stanovnika [kW/st]

Na slici 2 dati su odnosi proizvodnja električne energije iz uglja (%) za Nemačku, Poljsku i Srbiju. Evidentan je pad kod Nemačke za period 2011-2020., za odnos 2011. godine prema 2020. godini. Ukupna proizvodnja električne energije u Evropi se kreće oko 3900 TWh, dok je ukupna potrošnja električne energije po glavi stanovnika kreće oko 5270 kWh/st. Srbija se nalazi u okviru proseka.



Slika 2. Odnosi proizvodnja električne energije iz uglja (%) - trend

Jugoistočna Evropa (JI) gde se nalazi Srbija, su uz Nemačku i Poljsku, najveći proizvođači čvrstih goriva u Evropi. Dominantno gorivo za proizvodnju električne energije je i dalje uglj. Imajući u vidu poslovnu inerciju u rudarstvu i energetici, a posebno vremenski okvir u kome se planiraju razvojni poduhvati, sigurno je da i dalje treba očekivati pad učešća čvrstih goriva za proizvodnju električne energije. U tabeli 2 data je proizvodnja

uglja (lignita i kvalitetnijih ugljeva) u Srbiji, Poljskoj i Nemačkoj za period 2011-2020. Evidentan je pad proizvodnje u Nemačkoj i Poljskoj. Srbija raspolaže sa 6 termoelektrana na uglj, ukupno instalirane snage 4196 MW (svi kapaciteti su na lignit, 18 blokova prosečne snage 233 MW). Teritorija Kosova* ima dve termoelektrane na uglj ukupno instalirane snage od 1290 MW (5 blokova prosečne snage 258 MW). Poljska raspolaže sa 44 termoelektrane na uglj, ukupno instalirane snage 29720 MW

(od čega su 7 termoelektrana na lignit, a ostale na kvalitetniji uglj, prevashodno kameni). Ukupno instalirana snaga poljskih termoelektrana na lignit je 9550 MW (39 blokova prosečne snage 245 MW), a instalirana snaga termoelektrana na kvalitetnije ugljeve je 20170 MW (114 blokova prosečne snage 177 MW). Nemačka raspolaže sa 63 termoelektrana na uglj, ukupno instalirane snage 38356 MW (101 blok prosečne snage 380 MW). [12-14,16].

Tabela 2. Proizvodnja uglja u milionima tona

	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Srbija										
Proizvodnja lignita	37,2	37,5	39,5	29,2	37,1	38,4	39,1	37,6	38,9	39,7
Proizvodnja ostalih ugljeva	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	0,55	0,5	0,5	0,5	0,5
Poljska										
Proizvodnja lignita	62,8	64,2	65,5	63,7	63,1	60,2	61,0	58,6	50,3	46,0
Proizvodnja ostalih ugljeva	75,7	78,1	76,5	72,5	72,2	70,4	65,5	63,4	61,6	54,4
Nemačka										
Proizvodnja lignita	176,5	185,4	182,7	178,2	178,1	171,5	171,3	166,3	131,3	107,4
Proizvodnja ostalih ugljeva	12,1	11,6	7,5	7,6	6,7	4,1	3,9	2,8	0	0

Proizvodnja kvalitetnijih ugljeva je u padu u svim zemljama Evrope, dok je u Nemačkoj obustavljena, što je rezultat zahteva Evropske Komisije za ukidanje državnih subvencija i potpuno tržišno poslovanje rudnika (povećan uvoz kvalitetnijih, jeftinijih ugljeva).

III PREDVIĐANJE RAZVOJA ELEKTROENERGETSKIH SISTEMA

Budućnost proizvodnje svih vrste ugljeva za dobijanje električne energije u najvećoj meri zavisi od sledećih faktora:

- klimatska politika definisana preko smernica EU, za svaku pojedinačnu državu (emisije CO₂, NO_x, SO₂ i ugljene prašine),
- potražnje za električnom energijom koja u zavisnosti od stepena razvoja regiona ima povećan karakter,
- cene drugih izvora energije koje vremenom mogu biti konkurentne ceni kWh električne energije dobijene iz ugljeva,
- malo verovatno, revitalizacija starih (*repowering*) i eventualna izgradnja novih, modernijih i efikasnijih termoelektrana na uglj (kako zamenskih kapaciteta tako i novih) [15,21,22].

Zašto je poslednjih godina uglj bio nezamenljiv energent za dobijanje električne energije, pogotovo u doba COVID 19? Postoji nekoliko parametara koji uglj povezuju sa ovakvim scenarijom:

- postoje velike rezerve uglja, pogotovo lignita, koje su pristupačne i jeftini za proizvodnju,
- električna energija dobijena iz uglja je konkurentna na tržištu električne energije,
- industrija uglja i električne energije dobijene iz uglja zapošljava veliki broj ljudi, a pogotovo raznih vidova industrije i transporta koji su oslonjeni na uglj i električnu energiju; znači, pozitivan uticaj na svaku ekonomiju,
- siguran energetske potencijal za dobijanje električne energije koji se može izvoziti u druge okolne zemlje i doprineti razvoju i povećanju bruto domaćeg proizvoda,

- višedecenijsko znanje i iskustvo kompanija koje se bave proizvodnjom uglja i električne energije dobijene iz uglja,
- poslednjih godina, što se tiče Evrope generalno, može se govoriti o čistoj energiji koja je dobijena iz uglja, zbog smanjenja emisije CO₂, SO₂, NO_x i ugljene prašine, regionu i Srbiji tek predstoji period globalnog smanjenja štetnih uticaja - smernice i pozitivna iskustva postoje,
- pored hidroelektrana, termoelektrane na uglj su sistemi koji su izuzetno stabilni na elektro mreži, odnosno mogu da balansiraju nedostatak električne energije iz drugih izvora i na taj način održavaju kontinuitet u snabdevanju potrošača.

Kao što se iz prethodnog može videti, energetske politike pojedinih zemalja Evrope su veoma zavisne od fosilnih goriva, prvenstveno od uglja. U tom smislu, Pariski sporazum ima veliki značaj, pošto predviđa značajnu promenu politika vezanih za emisiju gasova sa efektom staklene bašte. Na ovoj konferenciji je preko 180 zemalja dalo obećanja (prihvatilo obavezu) da se smanji emisija ugljenika i da se "postigne ravnoteža između antropogenih emisija po izvorima i uklanjanja izvora emisije gasova staklene bašte u drugoj polovini ovog veka (neto nulte emisije)". Ovaj cilj treba da se postigne između 2050. i 2100. godine.

Realno je očekivati da se u regionu JI Evrope tokom narednih godina značajno povećaju naporu kako bi se ostvarilo smanjenje emisije GHG u skladu sa odredbama Pariskog sporazuma, a što bi za direktnu posledicu imalo značajnu redukciju potrošnje čvrstih fosilnih goriva za dobijanje električne energije.

Ovaj pristup podrazumeva značajan napredak u smislu uvođenja kako "zelenih" tehnologija za proizvodnju električne energije (energija vetra, solarna energija, biomasa, biogas i ostali obnovljivi izvori), tako i tehnologija za poboljšanje energetske efikasnosti i sprovođenja mera ublažavanja štetnog uticaja (hvatanje i skladištenje ugljenika, pošumljavanje i sl.). Sve ove tehnologije su dostupne.

Ono što treba naglasiti je očuvanje energetske sigurnosti pri

snabdevanju električnom energijom, odnosno realno i ostvarivo sprovođenje zamene termoelektrana na uglj do 2050. godine.



Slika 3. Raspored aktivnih termoelektrana na uglj u Nemačkoj, Poljskoj i Srbiji - izvori emisija

Emisija CO₂ u Nemačkoj, Poljskoj i Srbiji data je u tabeli 3. [2]

Tabela 3. Emisija CO₂ iz termoelektrana na uglj u 2021. godini

	Miliona tona CO ₂	Odnos prema površini teritorije [tCO ₂ /km ²]	Odnos prema broju stanovnika [tCO ₂ /st]	Odnos prema proizvodnji struje [kgCO ₂ /MWh]
Srbija *	32	362	3.64	774

Poljska	155	496	4.08	1120
Nemačka	184	515	2.21	1132

* sa teritorijom Kosova i Metohije

■ NEMAČKA - POLITIKA I PROJEKCIJA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ UGLJA

Nemačka je najveći proizvođač električne energije u Evropi (572 TWh). Nakon pada osam godina zaredom, proizvodnja električne energije na uglj porasla je u Nemačkoj 2021. godine (procenjeno za 25% u poređenju sa 2020.) - ali je i dalje ostala 4% ispod nivoa iz 2019. godine. Nekoliko je uzroka za ovakvo stanje. Potražnja za električnom energijom oporavila se za oko 4% nakon pada zbog Covid-19 u 2020. godini. Zatim, proizvodnja iz obnovljivih izvora, zbog malih brzina vetra, opala je prvi put u više od 20 godina. Takođe, visoke cene gasa učinile su proizvodnju električne energije iz uglja konkurentnijom u poređenju sa gasom.

Uprkos naporima da se poveća proizvodnja iz obnovljivih izvora energije, uglj je izbacio energiju vetra kao najveći energetske doprinos nemačkoj mreži u prvih šest meseci 2021, prema zvaničnim statističkim podacima. Ovakvo kolebanje proizvodnje električne energije dolazi u trenutku kada Nemačka želi da ubrza zatvaranje elektrana na uglj, nakon višegodišnjeg pritiska zelenih aktivista zbog zavisnosti zemlje od uglja i njegovog štetnog uticaja na podsticanje klimatske krize. Više od trećine svih emisija gasova staklene bašte otpada na sektor električne energije (352 miliona tona CO₂ godišnje).

Najnoviji podaci otkrivaju izazove koji predstoje u pogledu energetske promene u zemlji. Podaci koje je objavio Federalni zavod za statistiku (Destatis) pokazuju da je proizvodnja električne energije iz "konvencionalnih" izvora energije 2021. godine porasla za 20.9% u odnosu na prvu polovinu 2020. godine. [18-20]

Ukupno, konvencionalni izvori energije, uključujući uglj, prirodni gas i nuklearnu energiju, činili su 56% od ukupne električne energije koja se isporučuje u nemačku mrežu u prvoj polovini 2021. godine. Uglj je bio vodeći među konvencionalnim izvorima energije, sa preko 27% od proizvedene električne energije. Doprinos energije vetra je značajno opao u odnosu na prethodnu godinu - sa 29% na 22%. Vetar je bio najveći izvor za proizvodnju električne energije, ali je sada zabeležio najniže brojke od 2018. godine. Obnovljivi izvori energije su ukupno pali tokom prve polovine 2021. godine, od najvećih proizvođača električne energije na 44%. Nedostatak vetra od januara do marta 2021. godine naglo je smanjio količinu električne energije koju su proizvele nemačke vetroturbine. Nasuprot tome, olujno vreme u prvim kvartalima 2019. i 2020. naglo je povećalo proizvodnju električne energije.

Nemačka nastoji da vetar, solarna energija, biogas i drugi obnovljivi izvori energije igraju što veću ulogu, jer zemlja nastoji da potpuno ukine nuklearnu energiju 2022. godine i elektrane na uglj do 2038. godine. Trenutno stanje u energetske sektoru ni na koji način neće osujetiti energetske politiku Nemačke ka proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora (vetar, Sunce, biomasa, hidro).

Zbog novih kapaciteta i očekivanog povratka na istorijske prosečne brzine vetra, očekuje se da će dodatna proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora energije (do 15%) nadoknaditi pad u nuklearnom sektoru. Rast od oko 1% mogao bi da vrati potražnju na nivo pre pandemije iz 2019. godine.

U 2023. i 2024. godini očekuje se da će proizvodnja električne energije iz uglja pasti za ukupno jednu trećinu u odnosu na 2022. godinu. To omogućavaju sledeći faktori: kapaciteti iz uglja treba da budu povučeni u skladu sa odobrenim planovima za povlačenje (smanjenje sa 35 GW na kraju 2020. na 30 GW u 2022. godini i manje od 26 GW u 2024. godini); obnovljivi izvori energije nastavljaju da rastu (ukupno za 11% za dve godine); nemački neto izvoz električne energije će opasti i zemlja će postati neto uvoznik električne energije po prvi put od 2002. godine; usled stalnog povećanja konkurentnosti gasa u odnosu na ugalj, proizvodnja električne energije iz prirodnog gasa će porasti za 16% [18-20].

Najnovija dešavanja na istoku Evrope mogu promeniti cenu gasa kao i mogućnost njegove nabavke, tako da se može dovesti u pitanje brzina smanjivanja potrošnje uglja, a možda i povlačenje nuklearnih elektrana.

Cilj Nemačke za 2030. godinu je 65% učešća obnovljivih izvora energije u bruto potrošnji električne energije. Energija vetra i fotonaponski sistemi (solarna energija) su pokretačka snaga širenja obnovljivih izvora energije u Nemačkoj. Izlazna strategija za smanjenje dobijanja električne energije iz uglja do 2038. godine:

- Energija vetra trenutno ima vodeću ulogu u ekspanziji obnovljivih izvora energije. U 2020. godini, instalisani kapacitet vetroturbina na kopnu bio je 54,4 GW i 7,75 GW na moru. Ukupno je proizvedeno oko 131 TWh. Vetroturbine čine 23,7% bruto potrošnje električne energije u Nemačkoj. Do 2030. godine na mrežu bi trebalo da bude priključeno 20 GW energije vetra sa mora, a do 2040. godine i svih 40 GW. Prema planu urađenom 2021. godine, energija vetra na kopnu će imati instalirani kapacitet od 71 GW do 2030. godine. Znači, do 2030. godine Nemačka će imati oko 91 GW instalisanih kapaciteta vetroturbina.
- Novi solarni sistemi su danas među najjeftinijim tehnologijama obnovljive energije. Na kraju 2019. godine, više od 1.6 miliona fotonaponskih sistema sa oko 47,5 GW snage činilo je drugi najveći udeo sistema za proizvodnju električne energije u obnovljivim izvorima energije U Nemačkoj, posle energije vetra, druga po proizvodnji električne energije oko 51 TWh. Jedan do scenarija je će nakon 2030. godine biti instalisano oko 116 GW (prosek oko 71 GW).
- Biomasa se koristi u čvrstom, tečnom i gasovitom obliku za proizvodnju električne energije i toplote i za dobijanje biogoriva. U okviru obnovljivih izvora energije, biomasa doprinosi skoro 23% u proizvodnji električne energije, 86% u finalnoj potrošnji energije za grejanje i hlađenje i 88% u finalnoj potrošnji energije u transportu. Proizvodnja električne energije je oko 50 TWh.
- Korišćenje hidropotencijala na dosadašnjem nivou (19-20 TWh).

- Rast proizvodnje električne energije iz gasa (100-150 TWh) - opciono u zavisnosti od dešavanja u istočnoj Evropi. Proizvodnja električne energije trenutno je oko 92 TWh.
- Ubrzan tehnološki razvoj za dobijanje "zelenog" vodonika, prevashodno iz obnovljivih izvora; optimalno korišćenje tek posle 2033. godine.
- Ostatak neophodne električne energije posle 2030. (2038.) godine - uvoz!
- Pretpostavka autora: sukcesivno zatvaranje termoblokova, od najstarijih, sa najmanjim stepenom iskorišćenja; postojaće rezerva u kapacitetu iz elektrana na kameni uvozni ugalj posle 2038. godine, ne više od 10000 MW (elektrane će biti u nekoj vrsti stand-by režima).
- POLJSKA - POLITIKA I PROJEKCIJA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ UGLJA

Poljska je sedmi proizvođač električne energije u Evropi (158 TWh). Električnu energiju u Poljskoj proizvode termoelektrane, hidroelektrane, vetroelektrane i solarne elektrane.

Početkom 2021. godine njihov ukupni instalisani električni kapacitet iznosio je oko 45000 MW. Najviše energije generišu termoelektrane na kameni ugalj i lignit. Termoelektrana sa najvećim instalisanim kapacitetom je elektrana na lignit Belhatov, druga po veličini elektrana na ugalj u svetu (instalisani kapacitet od 5472 MW). Tokom 2020. godine, 70% električne energije je dobijeno iz uglja (kamenog i lignita).

Osamdesetih godina prošlog veka počela je izgradnja nuklearne elektrane Žarnovec (4×400 MW), ali su radovi zaustavljeni početkom devedesetih, uglavnom pod pritiskom protesta protivnika nuklearne energije.

Poljska je definisala energetska politiku do 2040. godine, koja postavlja okvir za energetska transformaciju u zemlji. U okviru te politike data su rešenja za ispunjavanje klimatskih i energetskih ciljeva EU, kao što su izgradnja kapaciteta vetra na moru ili puštanje u rad prve nuklearne elektrane u zemlji planirano za 2033. godinu. Posebnu ulogu u ovom procesu imaće implementacija energije vetra na moru u poljski elektro-energetski sistem i puštanje u rad nuklearne elektrane. To su dva strateški nova energetska izvora koji će se graditi u Poljskoj. [15,23,24]

Postizanje ovih ciljeva trebalo bi da se meri u perspektivi 2030. godine prema: maksimalnom udelu od 56% proizvodnje električne energije na ugalj (sa konzervativno procenjenim datumom izlaska iz 2049. godine); najmanje 23% obnovljive električne energije u finalnoj potrošnji (32% u proizvodnji električne energije, 14% u transportu); proizvodnja nuklearne energije koja će biti na mreži do 2033. godine; smanjenje emisije gasova staklene bašte (GHG) za 30% (u odnosu na nivoe iz 1990. godine); smanjenje potrošnje primarne energije za 23% (u odnosu na procene iz 2007. godine).

Izlazna strategija za smanjenje dobijanja električne energije iz uglja do 2049. godine:

- Energija vetra u Poljskoj: instalisani kapacitet je povećan sa 83,3 MW u 2005. na oko 6.000 MW u 2018. godini.

Sve vetroelektrane se nalaze na kopnu. Udeo u proizvodnji električne energije vetroparkova raste iz godine u godinu i u 2020. godini iznosio je oko 16TWh, odnosno 10% godišnje. U vetrovitim mesecima udeo je znatno veći - u rekordnom februaru 2020. godine, vetrenjače su zadovoljile oko 15% domaće potrošnje električne energije i proizvele preko 2,1 TWh energije. Baltička deklaracija za energiju vetra na moru ima za cilj da ubrza i koordinira aktivnosti usmerene na korišćenje energetskog potencijala mora. Potpisnici deklaracije su: Poljska, Nemačka, Danska, Švedska, Finska, Estonija, Letonija, Litvanija i EU. Najveća evropska industrijska organizacija Wind Europe procenjuje energetski potencijal Baltika na 83 GW, što prema proceni Evropske komisije premašuje 93 GW u 2050. godini. Do sada je izgrađeno samo 2,2 GW vetroparkova. Poljska očekuje dosta od potencijala vetra na moru.

- Korišćenje relativno malog hidropotencijala je sveden svega na 2 TWh godišnje.
- Proizvodnje električne energije iz gasa iznosi 16 TWh godišnje. Nije precizirana proizvodnja električne energije iz gasa u budućnosti.
- Prema programu o korišćenju nuklearne energije, Poljska planira da izgradi moderne, ali proverene i velike reaktore. Poljska energetska politika do 2040. godine pretpostavlja da će 2033. godine biti pušten u rad prvi blok poljske nuklearne elektrane sa kapacitetom od približno 1-1.6 GW. Naredni blokovi će se realizovati svake dve-tri godine, a ceo nuklearni program podrazumeva izgradnju šest blokova snage do 9 GW.
- Dugoročno povlačenja uglja za dobijanje električne energije do 2049. godine (konzervativni scenario).
- Pretpostavka autora: sukcesivno zatvaranje termoblokova, od najstarijih, sa najmanjim stepenom iskorišćenja; postojaće rezerva u kapacitetu iz elektrana na uglj i posle 2050. godine, ne više od 5.000 MW.

▪ SRBIJA - POLITIKA I PROJEKCIJA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ UGLJA

Srbija je potpisala Deklaraciju o Zelenoj agendi za Zapadni Balkan gde je predviđeno da 2050. godine, sve zemlje ovog regiona smanje korišćenje fosilnih goriva i emisiju štetnih gasova (dekarbonizacija). Drugim rečima, da Evropa bude klimatski neutralna do 2050. godine. To znači da se kroz uvođenje obnovljivih izvora energije, smanji i postepeno ukine proizvodnja električne energije iz uglja.

Ako Srbija ne bude gradila termoelektrane u narednom periodu (osim zamenskih, kvalitetnijih termoelektrana u skladu sa energetskom bezbednošću države i sa većom efikasnošću od postojećih, do 2050. godine, može ugasiti sve termoelektrane koje će do tada biti stare i istrošene. Srbija raspolaže potencijalom uglja koji joj može obezbediti sigurnost snabdevanja i posle 2050. godine.

Trenutno važeća Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. godine, pokušala je da definiše put tržišnog restrukturiranja i tehnološke modernizacije sektora energetike. Iz ove Strategije treba da proistekne nekoliko

segmenata: održiv energetski sistem, sigurnost snabdevanja, efikasnost sistema, održiv bilans prirodnih resursa i što niži nivoi zagađenja okoline (adekvatna politika u oblasti zaštite životne sredine).

Energetski sektor Republike Srbije mora da postavi ciljeve sopstvenog razvoja vodeći računa o ograničenjima, ali i mogućnostima proizvodnje električne energije (u prvom redu "zelene" energije).

Drugim rečima, mora da se definiše izlazna strategija iz oblasti proizvodnje električne energije iz uglja, bez obzira na godine sprovođenja (cilj je 2050. godina, ali bez obzira na to, moraju se definisati pravci razvoja koji će se sprovođiti u delo). Štaviše, uglj se može koristiti i do 2060. godine, u manjem obimu (kao što je poznato, potencijala ima). [10,21,22,27]

Izlazna strategija za smanjenje dobijanja električne energije iz uglja do 2050. godine (realan pogled na dobijanje električne energije):

- Energija vetra u Srbiji: instalisani kapacitet u 2021. je 397 MW na osnovu Energetskog bilansa Republike Srbije. Udeo u proizvodnji električne energije vetroparkova raste iz godine u godinu i u 2021. godini iznosio je oko 1077 MWh, odnosno 2,8% godišnje. Međutim, potencijal vetra je dosta veći. Po domaćim projekcijama i projekcijama Wind Europe, potencijal vetra ide i preko 9 GW. Proizvodnja bi mogla iznositi i do 20-25 TWh godišnje, do 2050. godine. Srbija može očekivati dosta od potencijala vetra, uglavnom u Južnom Banatu, Bačkoj i delovima Istočne Srbije (problem definisanja infrastrukture i prenosa električne energije).[18,19,28]
- Korišćenje hidropotencijala je na drugom mestu po proizvodnji električne energije, odnosno 10 TWh godišnje. Instalisani kapacitet iznosi 3080 MW sa malim hidroelektranama. Nakon iskorišćenja hidropotencijala Drine, RHE Bistrica kao i RHE Đerdap III, može se očekivati proizvodnja električne energije i do 16-17 TWh godišnje do 2050. godine.
- Proizvodnje električne energije iz gasa iznosi 2,2 TWh godišnje. Nije precizirana proizvodnja električne energije iz gasa u budućnosti. U narednom periodu, Kina i Indija kao izuzetno veliki proizvođači električne energije iz uglja, počinju da sprovode politiku prelaska sa uglja na gas. Sigurno je da to neće ići nekim ubrzanim tempom, ali je bitno da se taj stav počinje sprovođiti. To su ogromne zemlje i potražnja za gasom je zbog toga ogromna. Gas je postao globalni produkt i utiče na sve. Srbija može do 2050. godine da izgradi ukupno oko 1,2 GW elektrana na gas i da proizvede oko 7 TWh električne energije godišnje, zahvaljujući međunarodnom gasovodu koji prolazi kroz Srbiju. Nestabilnost u istočnoj Evropi kao i skupi TNG mogu uticati na ove planove.
- Električna energija dobijena iz solarnih elektrana i elektrana na biogorivo može imati proizvodnju od 9 TWh godišnje, do 2050. godine. Potencijali su veliki (oko 6.9 GW može biti raspoloživo do 2050. godine) [28].
- U EU se aktivno realizuje plan nulte emisije gasova staklene bašte do 2050. godine. Dugoročno povlačenja uglja za dobijanje električne energije u Srbiji do 2050.

godine predstavlja konzervativni scenario, za koji se država obavezala da će ga ispoštovati. To se postiže sukcesivnim zatvaranjem termo-blokova, prvo onih najstarijih, sa najmanjim stepenom iskorišćenja. Od 70% dobijene električne energije iz uglja u 2020. godini, u 2050. godini se može doći do 5% (ovaj procenat može ići i do 13-15% ako se izgradi jedan blok instalisane snage 700 MW- potencijal uglja iz kolubarskog basena). Može

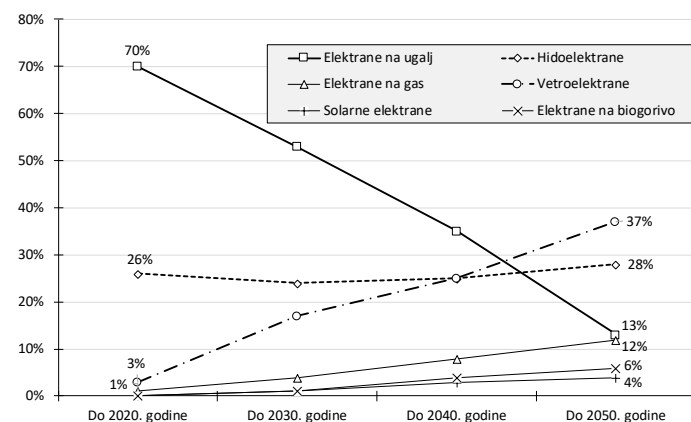
postojati rezerva u kapacitetu iz elektrana na uglj i posle 2050. godine, ne više od 1000 MW instalisane snage. Ovaj instalisani termo kapacitet može predstavljati sigurnosnu rezervu.[8,10]

U tabeli 4 je dat scenario razvoja proizvodnje električne energije u Srbiji do 2050. godine. Za ovaj scenario se može reći da je konzervativan prema dobijanju električne energije iz uglja.

Tabela 4. Scenario razvoja (konzervativni scenario za dobijanje električne energije iz uglja)

		Do 2030. godine		Do 2040. godine		Do 2050. godine	
Elektrane na uglj	+ MW	350		700		/	
	– MW	415		1875		1937	
	Σ MW	4162	36%	2987	20%	1050	6%
	GWh	27000	53%	19000	35%	7500	13%
Hidoelektrane	+ MW	500		500		600	
	– MW	/		/		/	
	Σ MW	3580	31%	4080	28%	4680	28%
	GWh	12000	24%	14000	25%	17000	28%
Elektrane na gas	+ MW	200		400		400	
	– MW	/		/		/	
	Σ MW	400	3%	800	6%	1200	7%
	GWh	2200	4%	4500	8%	7000	12%
Vetroelektrane	+ MW	2700		2000		2000	
	– MW	/		/		/	
	Σ MW	3097	27%	5097	35%	7097	42%
	GWh	8400	17%	14000	25%	22000	37%
Solarne elektrane	+ MW	200		1000		1000	
	– MW	/		/		/	
	Σ MW	211	2%	1211	8%	2211	13%
	GWh	250	1%	1450	3%	2700	4%
Elektrane na biogorivo	+ MW	100		300		300	
	– MW	/		/		/	
	Σ MW	127	1%	427	3%	727	4%
	GWh	580	1%	2000	4%	3400	6%
Ukupno	+ MW	4050		4900		4300	
	– MW	415		1875		1937	
	Σ MW	11577	100%	14602	100%	16965	100%
	GWh	50430 (+32%)*	100%	54950 (+45%)*	100%	59600 (+57%)*	100%

*u odnosu na referentnu 2020. godinu



Slika 4. Učešće potencijala za dobijanje električne energije u Srbiji do 2050. godine (GWh)

Ako se realizuje planirana izgradnja dodatnih 700 MW iz uglja do 2035. godine (ili u najboljem slučaju do 2030. godine), učešće potencijala za dobijanje električne energije iz uglja može biti oko

35% odnosno oko 13%, respektivno u odnosu na 2040. i 2050. godinu. Za ovakav scenario se može reći da bi bio optimističan u odnosu na dobijanje električne energije iz uglja. Ovakav scenario dosta zavisi od globalne energetske politike u narednom periodu.

IV ZAKLJUČAK

Dešavanja oko energetske nestabilnosti tokom 2021. i 2022. godine, imajući u vidu sve probleme oko energetske održivosti u Evropi, na kratko su vratile proizvodnju električne energije iz uglja u prvi plan. Ovim radom se želi dati jedan mali doprinos u sagledavanju dobijanja električne energije u Srbiji do 2050. godine. Država želi da ima takvu Strategiju da bude nezavisna od uvoza električne energije, odnosno da bazira proizvodnju na domaćim održivim resursima. Imajući u vidu Zelenu agendu i politiku EU do 2050. godine, Srbija se okreće ka onim resursima obnovljivih izvora energije od kojih može imati veće koristi. To su u prvom redu energija hidropotencijala (reverzibilne elektrane), vetra, Sunca i biomase (preko 20 GW) u prvom redu, odnosno gasa iz uvoza (preko 1.5 GW). Ugalj je sve lošijeg kvaliteta (što se tiče kolubarskog basena; uglj iz kostolačkog

basena je dosta kvalitetniji i dostupniji), iako su rezerve bilansirane i definisane za eksploataciju i ima ga u dovoljnoj količini za optimalnu proizvodnju u narednim decenijama.

Održivost proizvodnje električne energije je upitna u narednom periodu ako se nastavi sa ovakvom politikom proizvodnje. U januaru 2022. godine uvezeno je oko 820 GWh električne energije (bez izvoza), a u februaru oko 384 GWh (bez izvoza). U ovom periodu u radu je bilo oko 2600 MW termoelektrana (od instaliranih 4000 MW; u radu 65%), oko 1200 MW hidroelektrana (od instaliranih 3080 MW; u radu 39%), zatim oko 85 MW vetroelektrana (od instaliranih 397 MW; u radu 21%) i oko 115 MW u radu elektrana na gas (od instaliranih 200 MW; u radu 57%). Na osnovu ovoga, sigurno je da treba razvijati u što većoj meri proizvodnju i iskorišćenje električne energije iz vetra, Sunca i biomase, zadržavajući hidropotencijal i koristeći uvozni gas u meri u kojoj će biti dostupan po povoljnoj ceni. Imajući u vidu trendove u Evropi, preporuke Zelene agende, prihvaćenih normi, u tabeli 4 dat je jedan scenario (što se tiče uglja, konzervativan) proizvodnje električne energije do 2050. godine. Ovaj scenario ne zagovara ovakav pristup kao konačan, ali se kao smernica za definisanje buduće Strategije može uzeti u razmatranje. Takođe, može se drugačije posmatrati uloga uglja za dobijanje električne energije do 2050. godine, sa učešćem oko 15%. Projekcija do 2060. godine bi bila u veoma velikoj korist obnovljivih izvora energije.

Obnovljivi izvori energije u Srbiji imaju ograničenja u vidu nedostatka konstantnosti optimalne količine i snage vetra, ograničenog broja sunčanih dana, skladištenje viška energije u mreži, reciklaže solarnih panela kada se menjaju (pošto imaju rok trajanja), itd. Ovo su elementi koji dovode do ublažavanja pada dobijanja električne energije iz uglja u narednom periodu. To ne umanjuje značaj obnovljivih izvora energije. Treba stremiti ka optimizaciji i smanjenju uticaja nedostataka na sigurnost snabdevanja električnom energijom iz obnovljivih izvora energije. Postavlja se logično pitanje: može li Republika Srbija u narednom periodu biti energetski stabilna, održiva i nezavisna, bez korišćenja potencijala uglja za proizvodnju električne energije? Koliki je procenat smanjenja udela uglja u periodu 2040-2050. godina? Trenutna situacija u Evropi može zadržati ugalj kao siguran potencijal.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGMENT

Ovaj članak je prilog projektu TR033039 koji finansira Ministarstvo prosvete i nauke Srbije.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] EURACOAL, An Action Plan for Coal in the 21st Century, https://public.euracoal.eu/download/Public-Archive/Events/EP-Round-Table-on-Coal/20140327-23rd/Action_Plan_for_Coal_2014_rev05.pdf [pristupljeno 12.04.2022]
- [2] International Energy Agency IEA, CO2 Emissions from Fuel Combustion - Highlights, 2019. https://iea.blob.core.windows.net/assets/eb3b2e8d-28e0-47fd-a8ba-160f7ed42bc3/CO2_Emissions_from_Fuel_Combustion_2019_Highlights.pdf [pristupljeno 12.04.2022]
- [3] EURACOAL, Coal Fuel for the 21st century, <https://public.euracoal.eu/download/Public-Archive/Library/Brochures/EURACOAL-21st-Century.pdf> [pristupljeno 12.04.2022]
- [4] EURACOAL, Coal Industry Across Europe, <https://public.euracoal.eu/download/Public-Archive/Library/Coal-industry-across-Europe/EURACOAL-Coal-industry-across-Europe-7th.pdf> [pristupljeno 12.04.2022]
- [5] Databank, <https://databank.worldbank.org/> [pristupljeno 12.04.2022]
- [6] EUROSTAT, Energy, transport and environment indicators, 2020, <https://doi.org/10.2785/522192>
- [7] European coal regions, <https://visitors-centre.jrc.ec.europa.eu/tools/coal-report/> [pristupljeno 12.04.2022]
- [8] Coal Matters, Divestment & the future role of coal, https://www.whitehavencoal.com.au/wp-content/uploads/2015/02/Coal_Matters_Divestment_Future_Role_Coal.pdf [pristupljeno 12.04.2022]
- [9] International Energy Agency - Report: Coal 2021, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/f1d724d4-a753-4336-9f6e-64679fa23bbf/Coal2021.pdf>
- [10] Jovančić, P., Tanasijević, M., Ivezić, D. Serbian energy development based on lignite production, Energy Policy, Vol. 39, No. 3, pp 1191-1199, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.041>
- [11] IEA, Key World Energy Statistics, 2021, <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021> [pristupljeno 12.04.2022]
- [12] Global energy observatory, Power plants data, <http://globalenergyobservatory.org/> [pristupljeno 12.04.2022]
- [13] IEA, Resources to Reserves, 2013, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/afc6bec5-22e8-4105-a1b3-ceb89eae1e9/Resources2013.pdf> [pristupljeno 12.04.2022]
- [14] UN/ECE - International Coal Classification of the Economic Commission for Europe, 1988.
- [15] Widera, M., Kasztelewicz, Z., Ptak, M. Lignite mining and electricity generation in Poland: The current state and future prospects. Energy Policy, Vol. 92, pp. 151-157, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.002>
- [16] World Energy Resources: Coal, World Energy Council, 2016 https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/weresources_coal_2016.pdf
- [17] World Population by Country 2022, <https://worldpopulationreview.com/countries> [pristupljeno 12.04.2022]
- [18] Wind Europe, Wind energy in Europe, 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026. <https://www.anev.org/wp-content/uploads/2022/02/220222-Stats-Outlook.pdf> [pristupljeno 12.04.2022]
- [19] IRENA, Renewable energy Prospects for Central and South-eastern Europe Energy connectivity, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Oct/IRENA_REmap_CES C_2020.pdf?rev=1d65ed29a9cf40d5849b7524d5a395b5 [pristupljeno 12.04.2022]
- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [21] Jovančić, P., Ignjatović, D., Pavlović, V. Coal as energy potential in forecasting development: a case study of Southeastern Europe, in Proc. X Jubilee International Brown Coal Mining Congress, Belchatow, Poland, pp. 147-160, 16-18 April, 2018.
- [22] Jovančić, P., Kolonja, B., Ignjatović, D., Tanasijević, M., Madžarević, A., Krstić, V. Energy Resources in the Republic of Serbia: Development Policy, Energy sources, part B: Economics, Planning and Policy, Vol. 11, No. 11, pp. 1020-1026, 2016. <https://doi.org/10.1080/15567249.2014.896435>
- [23] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, Polityka energetyczna Polski do 2040 r., 2021. <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [pristupljeno 12.04.2022]
- [24] IEA, National Energy Efficiency Action Plan for Poland 2017, 2017. <https://www.iea.org/policies/7750-national-energy-efficiency-action-plan-for-poland-2017-fourth> [pristupljeno 12.04.2022]
- [25] Global Coal Plant Tracker (GCPT), <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/> [pristupljeno 12.04.2022]
- [26] WindEurope Intelligence Platform, <https://windeurope.org/intelligence-platform/> [pristupljeno 12.04.2022]

- [27] Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. godine, Službeni glasnik RS, broj 101, 2015. <https://www.pravno-informacioni-sistem.rs/SlGlasnikPortal/eli/rep/sgrs/skupstina/ostalo/2015/101/1/r> [pristupljeno 12.04.2022]
- [28] International Renewable Energy Agency (IRENA), Cost-Competitive Renewable Power Generation: Potential across South East Europe, 2017. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Cost-competitive_power_potential_SEE_2017.pdf [pristupljeno 12.04.2022]

AUTORI/AUTHORS

dr Predrag Jovančić - redovni profesor, Univerzitet u Beogradu - Rudarsko-geološki fakultet, predrag.jovancic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-2245-4172](https://orcid.org/0000-0002-2245-4172)

dr Dragan Ignjatović - redovni profesor, Univerzitet u Beogradu - Rudarsko-geološki fakultet, dragan.ignjatovic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-8941-4108](https://orcid.org/0000-0002-8941-4108)

msr Stevan Đenadić - asistent, Univerzitet u Beogradu - Rudarsko-geološki fakultet, stevan.djenadic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0003-2835-7151](https://orcid.org/0000-0003-2835-7151)

Agro-fotonaponski sistemi kao sinergija poljoprivredne i proizvodnje električne energije

Agro-Photovoltaic Systems as a Synergy of Agricultural and Electricity Production

Goran Rimac*, Ilija Batas Bjelić**

*Pokrajinski sekretarijat za energetiku, građevinarstvo i saobraćaj, Novi Sad

**Institut tehničkih nauka SANU, Beograd

Rezime - Imajući u vidu pogoršavanje uslova za poljoprivrednu proizvodnju usled klimatskih promena, sve je više činilaca koji opravdavaju primenu agro-fotonaponskih (Engl. *agrivoltaic*) sistema. Ovi sistemi omogućavaju inovativno, efikasno i isplativo rešenje za istovremeno odvijanje održive poljoprivredne proizvodnje i proizvodnje obnovljive energije. Sem toga, povećavaju iskorišćenost zemljišta sinergijom poljoprivredne infrastrukture sa fotonaponskom, što ruralne zajednice čini konkurentnijim i održivijim. Na ovaj način farmeri imaju priliku da razviju nov izvor prihoda bez napuštanja poljoprivredne proizvodnje.

Instalirani direktno iznad poljoprivrednih kultura, solarni paneli štite biljke od prekomerne osunčanosti, toplote, održavaju vlažnost zemljišta, štite od grada i mraza i omogućavaju stabilan prinos uz istovremenu proizvodnju električne energije.

Benefiti koje pruža primena agro-fotonaponskih sistema se mogu povećati zahvaljujući digitalnim rešenjima koja se prilagođavaju potrebama useva optimizovanjem nivoa senčenja ili vlažnosti zemljišta u odnosu na proizvodnju električne energije. Solarna energija se može iskoristiti za pogon pumpi za navodnjavanje zamenjujući dizel generatore, kao i za procese prerade poljoprivrednih proizvoda, odnosno napajanje opreme i voznog parka na imanjima. Individualni poljoprivredni proizvođači kao i zadruge mogu imati koristi od primene ovih sistema s obzirom da dosadašnja iskustva govore o povećanju prihoda farmi od preko 30%. Tehnička i ekonomska izvodljivost ovih projekata je dokazana u mnogim zemljama, a nedostatak odgovarajućeg regulatornog okvira je verovatno najveća prepreka za iskoristivost njihovih potencijala. Investicije u ove projekte su veće u poređenju sa konvencionalnim fotonaponskim sistemima postavljenim na zemlji, pa je u ovom momentu potrebno osmisliti i primeniti određene mere podrške do postizanja pozitivnih ekonomskih efekata u Republici Srbiji (AP Vojvodini). Uzimajući u obzir klimatske prilike na području Srbije (AP Vojvodine), kao i kulture koje se uzgajaju, potrebno je ispitati mogućnost primene ovih sistema prvenstveno kod povrtarskih i voćarskih kultura.

Ključne reči - agro-fotonaponski sistemi, poljoprivredna proizvodnja, proizvodnja električne energije

Abstract - Having in mind the deteriorating conditions for agricultural production due to climate change, there are more and more factors that justify the use of agro-photovoltaic or agrivoltaic systems. The systems offer an innovative, efficient and cost-effective solution for the simultaneous development of sustainable agricultural production and renewable energy production. Besides, they increase land use by synergizing agricultural infrastructure with photovoltaics, making rural communities more competitive and sustainable. In this way, farmers have the opportunity to develop a new source of income without leaving agricultural production.

Installed directly above agricultural crops, solar panels protect plants from excessive sunlight, heat, maintain soil moisture, protect from hail and frost, enabling a stable yield with the simultaneous production of electricity.

The benefits of using APV systems can be increased thanks to digital solutions being adapted to crop needs by optimizing the level of shading or soil moisture in relation to electricity production. Solar energy can be used to drive irrigation pumps, thus replacing diesel generators, as well as for the purpose of processing agricultural products and powering equipment and rolling stock on farms. Individual farmers as well as cooperatives can benefit from the application of these systems, given that the experience so far shows an increase in farm income of over 30%. The technical and economic feasibility of APV projects has been proven in many countries, and the lack of an appropriate regulatory framework is probably the biggest obstacle for their potential to be realized. Investments in these projects are higher compared to conventional photovoltaic systems installed on the ground so, at this moment, it is necessary to design and implement certain support measures to achieve positive economic effects in the Republic of Serbia (AP Vojvodina).

Taking into account the climatic conditions in the territory of Serbia (AP Vojvodina), as well as the crops that are grown, it is necessary to examine the possibility of applying these systems primarily to vegetable and fruit crops.

Index Terms - Agri-fotovoltaic systems, Agricultural production, Electricity production

I UVOD

Usled društveno-ekonomskog razvoja, tj. razvoja infrastrukture, industrijskih postrojenja, stambenog fonda, kao i degradacije zemljišta, nastavljena je tendencija ka daljem smanjivanju površina pod obradivim zemljištem. Istovremeno, rastuća potreba za postavljanjem fotonaponskih sistema na zemlji u cilju zadovoljenja globalnih energetskih potreba dovodi do povećane konkurencije oko načina korišćenja zemljišta, što dovodi do ekonomskih, ekoloških i socijalnih konflikata. Jedan od pristupa u rešavanju izazova u pogledu održivog korišćenja zemljišta je uvođenje integrisanih prehrambeno-energetskih sistema pod imenom agro-fotonaponskih (APV) (engl. *agrivoltaic*) sistema, koji omogućavaju istovremeno obavljanje poljoprivredne proizvodnje i proizvodnje električne energije na istoj parceli.

Koncept agro-fotonaponskog sistema inicijalno su uveli Goetzberger i Zastrow 1982. godine [1], kao način modifikacije solarnih elektrana u cilju dodatne poljoprivredne proizvodnje na istom zemljištu. Ideja je bila da se solarni paneli podignu na visinu od 2 m iznad zemlje uz povećanje rastojanja između redova kako bi se izbegla prevelika osenčenost kultura ispod panela. Na ovaj način nivo radijacije bi iznosio 2/3 od ukupnog sunčevog zračenja bez solarnih panela.

Praksa istovremene proizvodnje hrane i energije poznata pod imenom *solar sharing* pokrenuta je 2004. godine u Japanu od strane Akira Nagashime, kada je ukazao na tačku zasićenja sunčevom svetlošću, nakon koje dalje povećanje nivoa sunčeve svetlosti ne prouzrokuje povećanje stope fotosinteze, precizirajući da je samo manji deo sunčeve svetlosti potreban biljkama da dostignu maksimalan stepen fotosinteze. Nagashima je testirao APV sisteme na različitim usevima i sa različitim nivoima osenčenosti i na bazi tih testova farmeri su bili u obavezi da dostave izveštaj o godišnjim prinosima. U slučaju da su prinosi poljoprivrednog zemljišta u okviru APV sistema padali ispod 80% prinosa zemljišta u odnosu na stanje bez ovih sistema, bili su u obavezi da ih demontiraju [2].

Poljoprivreda je posebno osetljiva na klimatske promene. Višlje temperature, oskudica vode, novi pesticidi i ekstremne vremenske prilike ugrožavaju otpornost poljoprivredno-prehrambenih sistema. APV sistemi nude inovativno, efikasno i isplativo rešenje koje istovremeno promovise održivu poljoprivrednu proizvodnju i čistu energetsku tranziciju. Kombinovanjem poljoprivredne infrastrukture sa solarnom, ruralne zajednice postaju konkurentnije i održivije. Ova tehnologija nudi potencijal za sinergiju fotonaponskih panela i obradivih površina u cilju:

- zaštite useva od prekomernog zračenja, toplote, suše i grada,
- smanjenja potreba za navodnjavanjem do 20%,
- mogućnosti prikupljanja kišnice u svrhu navodnjavanja,
- smanjenja erozije usled vetra,
- upotrebe montažne konstrukcije panela za postavljanje zaštitnih mreža i folija,
- optimizacije stepena osunčanosti,
- veće efikasnosti panela usled njihovog boljeg hlađenja,
- veće efikasnosti „bifacijalnih“ panela zbog veće udaljenosti od zemlje i susednih panela.

Dobar APV projekat trebao bi da garantuje dobre, kako solarne, tako i poljoprivredne prinose, na takav način da je ukupan prihod veći nego što bi bio u slučaju odvojenih projekata.

Svaki APV projekat je poseban slučaj, podrazumeva složen postupak realizacije i zbog toga zahteva jedinstven prilaz.

Investicija u APV projekat mora biti usmerena na povećanje konkurentnosti poljoprivrednog sektora, smanjenje troškova snabdevanja energijom (koji se trenutno procenjuju na preko 20% varijabilnih troškova preduzeća), uz istovremeno poboljšanje klimatsko-ekoloških karakteristika.

Razvoj APV projekata je bio veoma dinamičan tokom poslednjih godina. Danas su prisutni u mnogim delovima sveta zahvaljujući finansijskim podsticajima od strane vlada pojedinih zemalja.

II NAMENA I PRIMENA APV SISTEMA

U cilju smanjenja rizika prilikom realizacije nekog APV projekta, odnosno povećanja njegove isplativosti i društvene prihvatljivosti, potrebno je primeniti određene mere obezbeđenja kvaliteta ovakvih projekata. U tu svrhu uvode se indikatori za ocenu učinka APV projekata.

Jedan od indikatora je *price performance ratio*, skraćeno (*ppr*), koji je dat formulom [3]:

$$ppr = p/pb \quad (1)$$

gde je

p - cena projekta u [€/ha/god]

pb - učinak u [€/ha/god]

U slučaju da je odnos veći od jedan nije razumno podržati realizaciju APV projekta. Cilj je da ovaj odnos bude što manji kako bi se što više povećala tehno-ekonomska i tehno-ekološka sinergija kod ovih projekata, odnosno izabralo takvo tehničko rešenje koje će učinak, izražen neposredno kroz povećanje prihoda, a posredno kroz zamenu fosilnih goriva i očuvanje biodiverziteta, učiniti što većim.

Indikator za ocenu učinka APV projekata koji se primenjuje u američkoj državi Masačusets je *land equivalent ratio* (LER) koji procenjuje da li je vrednost kombinovane poljoprivredne proizvodnje i proizvodnje električne energije fotonaponskim (PV) panelima jednaka ili veća nego što bi bila u slučaju razdvojene proizvodnje na parceli iste veličine [7].

Predlaže se upotreba i drugih indikatora, kao na primer odnos između tačke zasićenja svetlosti određene kulture i dovoljne-homogene količine svetlosti prema predloženom APV projektu.

Ovi i drugi indikatori treba da budu osnova za predhodnu i periodičnu procenu održivosti APV sistema.

APV nudi mogućnosti generisanja električne energije za sopstvenu potrošnju na farmama. Solarna energija upotrebljena direktno na mestu nastanka snižava troškove za električnu energiju smanjenom kupovinom skuplje struje iz mreže, omogućavajući farmerima da ostvare još jedan izvor prihoda.

Višestruke koristi APV tehnologije mogu se iskoristiti naročito u zemljama u razvoju koje se nalaze u regijama sa čestom sušom. Pored osenčenosti za biljke i životinje, APV takođe obezbeđuje

struju za ispuštanje vode u svrhu sprečavanja degradacije tla. Uz pomoć ovih sistema mogu da se uzgajaju određene vrste voća koje inače ne uspevaju u oblastima pogođenim sušom.

APV sistemi u ruralnim zajednicama doprinose smanjivanju zavisnosti od fosilnih goriva, na primer smanjuju upotrebu dizel generatora. Solarna energija se može koristiti i za potrebe hlađenja i dalje obrade poljoprivrednih proizvoda, koji stoga traju duže, imaju veću tržišnu vrednost i generišu veće prihode.

Osim smanjenog isparavanja i manje temperature vazduha i tla, sakupljanje kišnice pomoću posebno dizajniranih PV panela takođe ima značajnu ulogu u sušnim predelima [6].

Razvoj APV sistema podstiče povezane poslove, na primer projektovanje, instalisanje, održavanje itd. Modernizacija ruralne infrastrukture i povećana produktivnost farmi čini ruralne zajednice dinamičnijim. Zamena privremenih objekata tipa plastenika sa APV instalacijama doprinosi boljim mogućnostima za zaposlenje, kao i smanjenju sezonskih poslova u korist trajnih. Takođe, klima ispod solarnih panela je strukturno bolja nego ispod konvencionalnih plastičnih pokrivki. Tokom toplih dana temperatura ispod panela je približno 5 °C niža nego u plastenicima, a oko 2 °C niža nego u ambijentalnim uslovima.

III KARAKTERISTIKE I TIPOVI APV SISTEMA

APV sistemi podrazumevaju instaliranje fotonaponskih panela na visini od nekoliko metara iznad zemlje na takav način da je omogućeno obavljanje poljoprivrednih aktivnosti i slobodan prolaz za životinje i poljoprivredna vozila. Ovi sistemi imaju različite tehnologije i prostorne konfiguracije koje im omogućavaju da bolje odgovore na potrebe uzgajanja kultura iznad kojih se nalaze.



Slika 1. Primer tradicionalnog APV sistema

Da bi se osiguralo da biljke dobijaju dovoljno svetla i vlage, razmak između redova panela je veći u poređenju sa konvencionalnim PV sistemima i rezultira u stepenu pokrivenosti površine od oko jedne trećine. U kombinaciji sa visokim osloncima panela ovaj pristup omogućava homogenu distribuciju svetlosti i samim tim ujednačen rast biljke. Kada se primenjuju i sistemi za praćenje putanje sunca, upravljanje svetlom može biti posebno prilagođeno određenim kulturama.

Preovlađujući tipovi APV sistema su [4]:

- tradicionalni, u kojem su PV paneli raspoređeni na takav način da ostavljaju slobodan prostor između redova i ispod modula za poljoprivredne svrhe (slika 1);
- vertikalni, sa panelima montiranim na vertikalnim nosačima (slika 2). Instalacije vertikalnih APV sistema su novijeg datuma i u velikoj meri dozvoljavaju obradu zemlje bez obzira na malu udaljenost panela od tla. Lako ih je integrisati i proširiti na poljoprivrednom zemljištu. Benefiti kod ovakvih sistema se očekuju prvenstveno u vetrovitim područjima zbog zaštite zemljišta od erozije.
- sistemi sa visokom montažnom konstrukcijom (slika 3), u kojima su paneli montirani na određenoj visini od zemlje (3-5m) ostavljajući slobodan prostor za obrađivanje zemlje, čak i uz korišćenje odgovarajuće poljoprivredne mehanizacije. Ovaj tip konstrukcije može da radi i uz korišćenje sistema za zakretanje panela po jednoj ili dve ose zavisno od putanje sunca, omogućavajući dinamičnu kontrolu osenčenosti i digitalizaciju ostalih procesa unutar sistema.



Slika 2. APV sistem sa vertikalnim panelima



Slika 3. APV sistem sa visokom montažnom konstrukcijom

- APV staklenici i plastenici (slika 4), koji se u novije vreme koriste sa transparentnim panelima koji propuštaju određenu količinu svetlosti potrebnu za rast biljaka, dok u isto vreme imaju zaštitnu ulogu od spoljnih nepogoda. Takođe, u njima se poboljšavaju uslovi za obavljanje poslova vezanih za primenu

pesticida i tretman biljnih bolesti. APV sistemi ovog tipa mogu da generišu električnu energiju za utiskivanje u mrežu, da ovu energiju koriste za sopstvene potrebe ili da je skladište.

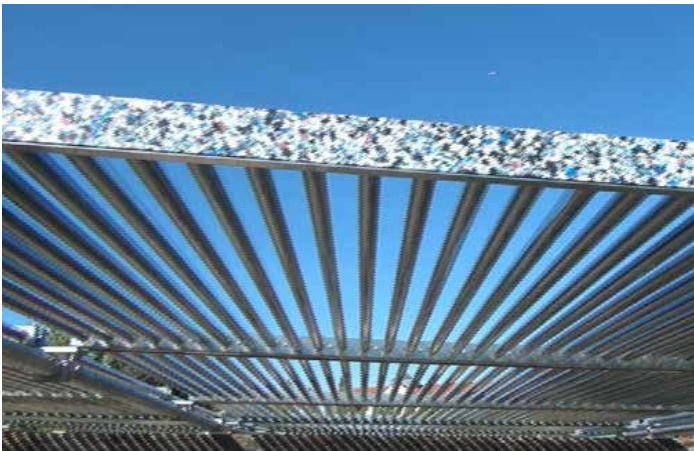


Slika 4. APV staklene bašte

Pored nabrojanih postoje različiti inovativni APV moduli od kojih je jedan od interesantnijih razvijen u Nemačkoj, a dizajniran je u obliku luka, sastavljenog od PV panela, koji klizi na bočnim šinama tako da položaj modula može da se prilagođava potrebama biljaka (slika 5).



Slika 5. APV sistem u obliku luka



Slika 6. APV cevasti modeli

Cevasti APV sistemi instalisani horizontalno na nosačima ili razapeti između zategnutih kablova (slika 6) su još jedno inovativno rešenje koje omogućava propustljivost svetlosti i vode, istovremeno stvarajući polusenku koja je povoljna za većinu poljoprivrednih kultura.

Pored ovih tipova, na tržištu su se pojavili inovativni fotonaponski paneli namenjeni za primenu u APV sistemima, proizvedeni od firme Insolight iz Švajcarske. Radi se o transparentnim panelima koji na bazi tehnologije optičkog mikro praćenja fokusiraju svetlost na solarne ćelije dva puta većim intenzitetom u odnosu na standardne panele. Rade u dva moda, u jednom optički sistem generiše energiju, a u drugom propušta sunčevu svetlost. Dinamičkim podešavanjem svetlosti koja se prenosi na biljke omogućava se povećana zaštita od klimatskih varijacija i povećanje prinosa zahvaljujući usklađivanju količine svetlosti sa potrebama kultura i snižavanju temperature tokom toplotnih talasa preko efekta senčenja.

Gubitak poljoprivredno upotrebljivog zemljišta usled potporne strukture za fotonaponske panele ne sme biti veće od 10% ukupne površine projekta kod APV sistema sa visokom montažnom konstrukcijom, tj. veće od 15% kod tradicionalnih APV sistema na zemlji [5].

Treba obezbediti da prinos useva na ukupnoj površini projekta nakon izgradnje APV sistema bude najmanje 66% od referentnog prinosa. Smanjenje prinosa poljoprivrednih kultura proizilazi usled gubitka korisnog zemljišta nastalog ugradnjom potpornih struktura, kao i usled senčenja, manje dostupnosti vode, itd. [5].

IV POLJOPRIVREDNI ASPEKT

Pored tolerancije na smanjenje sunčevog zračenja zbog pokrivenosti panelima, kulture pogodne za primenu se biraju i na osnovu drugih parametara, na primer prostornog rasporeda krošnje, odnosno najvišljeg dela biljke, zatim u zavisnosti od sezonske prirode procesa fotosinteze, kao i uticaja potporne strukture panela na rast biljke.

Voće i određene kulture koje su posebno pogođene štetnim uticajima grada, mraza i suše, mogu imati koristi od zaštite koju pruža delimična pokrivenost fotonaponskim panelima.

Postoji velika zavisnost prinosa od fluktuacije vremenskih prilika. To se vidi na primeru uzgoja krompira na jednom oglednom polju u okviru istraživačkog projekta u Nemačkoj, kada je prinos ispod APV sistema varirao od -20% u 2017. godini do +11% tokom tople i sušne 2018. godine, u poređenju sa referentnim sistemom bez panela [6].

U okviru istog projekta tokom 2017. godine, početni rezultati su bili obećavajući: kod mešavine trave i deteline prinos je bio samo 5,3% ispod referentnog, dok je u slučaju krompira, pšenice i celera smanjenje bilo veće i kretalo se u granicama između 18 i 20%. Tokom sušne 2018. godine najveći prinos od 12% u odnosu na referentni, imao je celer.

U slučaju primene APV sistema sa fiksnim montažnim konstrukcijama tokom uobičajenih godina sa visokom količinom padavina (u Nemačkoj), umanjeње prinosa do 20% može se očekivati kod krompira, pšenice i drugih vrsta žitarica [6].

Kukuruz nije pogodan za uzgajanje u delimičnoj senci u umerenim predelima zbog većih potreba za svetlošću i toplotom.

Kulture koje dobro podnose osenčenost kao: zelena salata, hmelj, boranija, spanać, krompir, mešavina trave i deteline, koštunjavo voće, bobičasto voće (maline, borovnice, jagode) i agrumi, su veoma pogodne za primenu u APV projektima [4], [6].

Pogodne za primenu su i: rotkvice, celer, krastavci, tikvice, grašak, šargarepa, praziluk, raž, ječam, ovas, uljana repica, jabuke, grožđe [4].

Na jednom od oglednih polja, prinos zelene salate gajene ispod PV panela na stubnim nosačima bio je manje od 15% niži u odnosu na referentno polje bez APV sistema [6].

U vinogradarstvu, povećano sunčevo zračenje i veće temperature usled klimatskih promena utiču na kvalitet roda, a mogu izazvati i oprljenost i sušenje plodova. Povećano zračenje povećava sadržaj šećera u grožđu, što podiže procenat alkohola u vinu i umanjuje kvalitet. Ovo rezultira u promeni regiona pogodnih za uzgajanje i utiče na vreme berbe. S obzirom na navedeno, delimična osenčenost prilikom visokih temperatura ima pozitivne efekte na rast i sprečava prevremeno sazrevanje. U poređenju sa drugim vrstama, vinogradarstvo zahteva visinu montažne konstrukcije od 2 do 3m iznad zemlje, što može značajno smanjiti cenu ove konstrukcije u odnosu na višlje nosače. Mogućnost integrisanja APV u postojeću zaštitnu strukturu takođe vodi ka smanjenju troškova [6].

Jedna studija proistekla iz rezultata dobijenih sa plantaže grožđa u Južnoj Koreji pokazala je da grožđe ispod solarnih panela sporije sazreva ali da kvalitet može da se održi kontrolom vremenskog perioda predviđenog za berbu [2].

APV sistemi primenjeni na plantažama jabuka mogu smanjiti troškove skupih sistema za zaštitu voćki od posledica klimatskih promena. Samo 60 do 70% raspoložive sunčeve svetlosti je dovoljno za optimalni prinos jabuke [6].

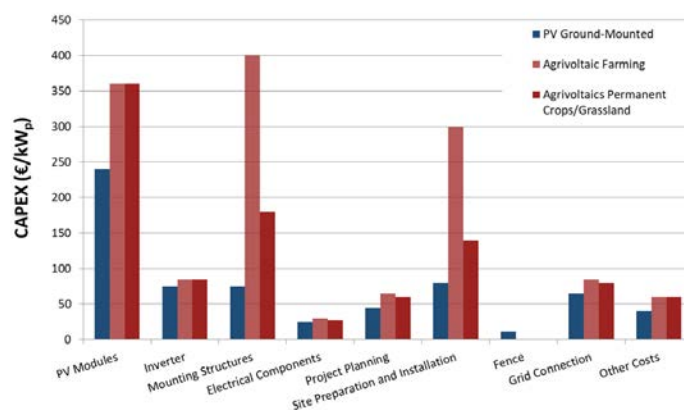
Zasadi višegodišnjih biljaka u redovima nude finansijske pogodnosti pošto nosači mogu da se integrišu u redove bez značajnijeg smanjenja površine koja se obrađuje.

Usevi i sistemi gajenja podložni za nastanak gljivičnih bolesti nisu pogodni za primenu u APV sistemima.

V FINANSIJSKI ASPEKTI

Kapitalni izdaci za APV sisteme su generalno viši u poređenju sa konvencionalnim PV sistemima postavljenim na zemlji uglavnom zbog viših troškova montažne strukture. Visina noseće konstrukcije i rastojanje između potpornih stubova ima presudnu ulogu u strukturi troškova. Nasuprot konvencionalnih sistema na zemlji, ograda nije potrebna kod APV sistema, što utiče na smanjenje investicije.

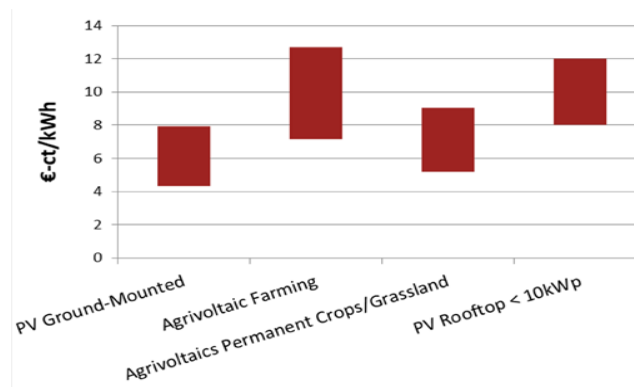
Razlike u investicionim troškovima između konvencionalnih PV sistema postavljenih na zemlji i APV sistema prikazani su na slici 7 [6]. Sa slike 7. se vidi da na razliku u investicionim troškovima između konvencionalnih i APV sistema prvenstveno utiču tri faktora: cena panela, troškovi montažne konstrukcije za panele i troškovi za pripremu lokacije i instalaciju sistema.



Slika 7. Investicioni troškovi PV sistema na zemlji i APV sistema

Nasuprot investicionim, operativni troškovi su nešto niži kod APV sistema, a stepen umanjjenja zavisi od vlasničke strukture i poslovnog modela.

Opseg za *levelized cost of electricity* (LCOE), tj. prosečan prihod po jedinici proizvedene električne energije koji bi bio neophodan za nadoknadu troškova izgradnje i rada proizvodnog postrojenja tokom pretpostavljenog finansijskog veka i radnog ciklusa, kod APV projekata u odnosu na PV sisteme postavljene na zemlji i male sisteme postavljene na krovu, prikazan je na slici 8 [6].



Slika 8. Procena prosečne vrednosti LCOE

Vidimo na slici 8. da prosečna vrednost za LCOE kod ratarske proizvodnje za period od 20 godina iznosi prosečno 9,93 c€/kWh što je skoro dvostruko više od vrednosti za PV sistem na zemlji. Za višegodišnje kulture male visine (maline, kupine), LCOE iznosi u proseku 7,13 c€, odnosno približno 30% više u odnosu na PV sistem na zemlji.

S obzirom na veće troškove, regulativni okvir vezan za agrisolarne sisteme treba da uspostavi ciljne finansijske mehanizme u zavisnosti od veličine projekta, odnosno da podrži ove projekte posredstvom aukcija, FITs ili grantova sve dotle dok ovi projekti ne postignu cenovni paritet sa tradicionalnim PV sistemima. Jedna od mogućnosti je i da se smanje porezi ili dodele dodatni podsticaji za projekte koji imaju važnu ulogu u jačanju biodiverziteta i uklanjanju CO₂.

Ruralne zajednice imaju snažan potencijal da zajednički razvijaju APV projekte formiranjem zajednica obnovljivih izvora energije. Ove zajednice su pravni entiteti posredstvom kojih građani, sa ili bez njihovih lokalnih samouprava i preduzeća, mogu realizovati projekte korišćenja obnovljivih izvora energije. Udruživanjem radi razvoja APV projekata ruralne zajednice mogu pokrenuti društvene i ekonomske inovacije i ostvariti koristi za lokalna preduzeća i građane [7].

VI MEHANIZMI POZITIVNIH UTICAJA

Osenčenost zemljišta pozitivno utiče na mikroklimu ispod PV panela i u zavisnosti od lokacije sistema i njegovog dizajna:

- sunčevo zračenje raspoloživo biljkama varira zavisno od tehničkih parametara (rastojanja i orijentacije panela);
- više su izražene promene u mikroklimi ukoliko je niža noseća struktura;
- temperatura tla i u manjoj meri temperatura vazduha su smanjene tokom naročito toplih dana;
- brzina vetra se može smanjiti ili povećati zavisno od orijentacije i dizajna sistema,
- gubitak vlage iz zemljišta je smanjen ispod panela dok se nivo vlažnosti vazduha može istovremeno povećati.

Poznavanje mikroklimе služi kao baza za izbor pogodnih kultura za uzgoj. Delimična osenčenost je odlučujući faktor prilikom izbora odgovarajućih biljaka.

Opšta preporuka u pogledu širokog prihvatanja od strane stanovništva i poljoprivrednog sektora je da ukupno smanjenje prinosa ne treba da pređe 20%. Rezultati iz Nemačke pokazuju da se ovo može postići kroz odgovarajuće upravljanje svetlom, tj. posredstvom smanjene gustine panela i podešavanjem njihovog položaja. Gubici u prinosu se mogu smanjiti pokretnim APV sistemima pri čemu se količina svetlosti može povećati za vreme rasta biljke.

Potreba biljaka za vodom je takođe jedan od odlučujućih faktora prilikom konfigurisanja APV sistema. Veća osenčenost nije uvek presudna za rast i razvoj velikog broja kultura, naprotiv, u nekim slučajevima usled efekta senčenja dolazi do smanjene potrebe za vodom, što umanjuje rizike proizvodnje izazvane klimatskim promenama.

Ne treba zanemariti ni efekte povećanja relativne vlažnosti vazduha u zoni ispod panela što, sa jedne strane proizvodi povoljne efekte na rast biljke, a sa druge strane smanjuje prosečnu temperaturu modula povećavajući na taj način njihovu produktivnost.

Jedna od preporuka je da se gustina pokrivenosti odedene kulture sa PV panelima odredi na takav način da se uspostavi ravnoteža između efikasne proizvodnje električne energije i profitabilnosti poljoprivredne proizvodnje.

Digitalizacija APV sistema (*smart farming*) predstavlja savremen način upravljanja poljoprivrednom proizvodnjom u cilju povećanja profitabilnosti. Praćenje parametara koji utiču na rast biljaka, uključujući mikroklimu, temperaturu i vlažnost zemljišta, solarno zračenje, vlažnost listova biljke i druge parametre, zahteva upotrebu senzora i opreme za prikupljanje i prenos podataka u centralnu jedinicu, u kojoj se takođe prikupljaju i

podaci o električnim vrednostima iz invertora. U centralnoj jedinici se nakon obrade podataka informacije u vidu odluka i preporučenih akcija prosleđuju farmerima ili izvršiocima akcija. Suština digitalnih rešenja je da se prilagođavanje potrebama biljaka vrši kroz optimizaciju nivoa senčenja ili vlažnosti u odnosu na generisanje električne energije i na taj način povećavaju pozitivni efekti [2].

Na osnovu brojnih APV sistema primenjenih širom sveta potvrđeno je da je međusobna sinergija između poljoprivredne proizvodnje i proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije moguća korišćenjem solarnih sistema kao okruženja za uzgajanje poljoprivrednih kultura.

VII BARIJERE

Iako je tehnička i ekonomska izvodljivost APV projekata dokazana u mnogim zemljama, postoje još uvek brojne prepreke za veće iskorišćenje potencijala ovih projekata [8].

Barijere mogu biti:

- regulativne i administrativne,
- tehničke,
- finansijske,
- društveno-kulturološke,

Što se tiče prepreka koje se tiču regulative, jedan od glavnih izazova za razvoj APV projekata je nizak kvalitet ili odsustvo regulatornih okvira za podršku razvoju ovih projekata. Prepreku predstavlja i mogući gubitak podsticaja za farmere koji su primenili APV sisteme na svojoj zemlji, kao što se desilo u nekim državama.

Subjekti koji učestvuju u razvoju ovih projekata se suočavaju sa poteškoćama u dobijanju odobrenja za planska dokumenta i druge neophodne dozvole.

Od tehničkih barijera, jedna veoma važna se tiče dostupnosti odgovarajućih panela i nosećih struktura koje su pogodne za APV projekte. Vodeći proizvođači panela još uvek ne proizvode module odgovarajuće snage i efikasnosti prikladne za APV sisteme, ispunjavajući uslov da budu lakši zbog postavljanja na veće visine.

S obzirom na prisustvo radnika, poljoprivredne mehanizacije i životinja na mestima primene ovih sistema, jedan od izazova predstavlja i bezbednost od električnog udara.

Pitanje bezbednosti ovih sistema se postavlja i u slučaju jakih udara vetra.

Prašina nastala u procesu poljoprivredne proizvodnje, uz negativan uticaj na učinak PV panela, može da utiče i na pouzdanost i izdržljivost materijala od kojih su izrađeni paneli.

Pristupačnost lokaciji je još jedna moguća prepreka pošto uključuje održavanje lokalnih puteva i moguć lošiji pristup inernetu.

Mrežne veze su takođe potencijalna barijera. Ruralna područja mogu imati niže kapacitete mreže što može povećati troškove priključka i narušiti biznis plan projekta.

Nove tehnologije zahtevaju veće troškove u poređenju s tradicionalnim sistemima postavljenim na zemlji. Osim toga,

veći rizici povezani sa kompleksnošću ovih projekata koji podrazumevaju istovremeno investiranje i u poljoprivredni i energetske sektor, čine da su investitori i osiguravajuće kuće nevoljni da podrže razvoj istih.

Društvena prihvatljivost ovakvih projekata predstavlja dodatni izazov za primenu APV sistema u nekim regionima. Rano uključivanje građana na čijoj teritoriji je predviđena izgradnja postrojenja je jedan od bitnih činilaca za uspešnu realizaciju projekta.

Predeo na kome se postavlja APV sistem je vizuelno narušen i zbog toga bi prilikom odabira lokacije trebalo dati prednost oblastima koje nisu prepoznatljive u smislu vizuelne estetike, kao na primer predeli na obodu šuma. Takođe, nedostatak znanja o mogućnosti primene solarne energije od strane poljoprivrednih proizvođača može dovesti i do dodatnih barijera.

VIII ZAKLJUČAK

Dosadašnja iskustva su pokazala da je veoma važno da se sve zainteresovane strane, odnosno i poljoprivredni i energetske sektor, mrežni operateri, lokalne samouprave, kao i građani, okupe u cilju uspostavljanja međusobnog razumevanja u pogledu interesa, ciljeva i rizika vezano za implementaciju APV projekata. APV sistemi mogu stvoriti uslove za stvaranje nove generacije klimatski neutralnih farmi koje doprinose ublažavanju klimatskih promena i obavljanju održivije poljoprivredne proizvodnje. Trenutna dešavanja u svetu sve više nameću potrebu prelaska sa fosilnih na alternativne, lokalno dostupne izvore energije i u tom smislu agro-fotonaponski sistemi sigurno predstavljaju jedno od rešenja.

S obzirom da je LCOE za APV sisteme veći nego za konvencionalne PV sisteme na zemlji i da još uvek nije razvijen sistem podsticaja za ove projekte, preporuka je da PV panele prvenstveno treba postavljati na krovove kako urbanih, tako i ruralnih područja. U nekim zemljama sveta finansijska podrška za APV sisteme je uvedena zbog očuvanja zemljišta, dok je u drugim uvedena u cilju diverzifikacije izvora prihoda farmera i suprotstavljanja egzodusu iz ruralnih područja. U nekim zemljama EU APV sistemi su, kao jedan od alata u borbi za sticanje energetske nezavisnosti, uvedeni u nacionalne energetske i klimatske planove i za njih su opredeljena odgovarajuća podsticajna finansijska sredstva.

U skladu sa obavezama iz Ugovora o Energetskoj zajednici, čiji je Srbija član, kao i Sofijskom deklaracijom o Zelenoj agendi za Zapadni Balkan, u toku je izrada „Integrisanog nacionalnog energetskog i klimatskog plana Republike Srbije za period od 2021. do 2030. godine sa vizijom do 2050. godine“. Bilo bi veoma dobro kada bi se u ovom dokumentu našlo mesta i za primenu APV projekata jer bi to značilo da bi za njih bila opredeljena i odgovarajuća podsticajna sredstva, što je veoma značajno u početnoj fazi primene ove tehnologije.

Uzimajući u obzir, s jedne strane, klimatske prilike na području Srbije (AP Vojvodine), kao i kulture koje se uzgajaju, a sa druge strane, da su do sada realizovani APV projekti sa istim kulturama i u sličnim klimatskim uslovima pokazali dobre rezultate u drugim zemljama, realno je očekivati njihovu uspešnu primenu i u našim predelima.

Poželjno je da se APV sistemi izgrađuju i da sa njima upravljaju lokalne farme, energetske zadruge ili regionalni investitori. Pošto su novim Zakonom o obnovljivim izvorima energije, zajednice obnovljivih izvora energije ili energetske zadruge, prepoznate kao subjekat sa mogućnošću učešća u aktivnostima koje se tiču sektora energetike, uočava se kao jedna od mogućnosti formiranje energetske zadruga sa ciljem realizacije APV projekata u ruralnim područjima, što bi imalo višestruke benefite za lokalnu zajednicu.

Na osnovu dosadašnjih saznanja može se reći da bi razvojem i primenom APV projekata ogroman potencijal mogao biti realizovan.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Weselek, A., Ehmann, A., Zikeli, S., Lewandowski, I., Schindele, S., Hogy, P. Agrophotovoltaic systems, challenges and opportunities. A review, *Agronomy for Sustainable Development*, Vol. 39, No. 35, 2019. <https://doi.org/10.1007/s13593-019-0581-3>
- [2] Cho, J., Park, S.M. A Reum Park, On Chan Lee and alt. Case Report: Application of Photovoltaic System for Agriculture: A Study on the Relationship between Power Generation and Farming for the Improvement of Photovoltaic Applications in Agriculture, *Energies*, Vol. 13, No. 18, pp. 4815, 2020. <https://doi.org/10.3390/en13184815>
- [3] Schindele, S., Trommsdorff, M., Schlaak, A., Obergfell, T. and alt. Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications, *Applied Energy*, Vol. 265, pp. 114737, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114737>
- [4] I mini report di Qualenergia.it: Una introduzione all'agrivoltaico, <https://www.qualenergia.it/articoli/mini-report-di-qualenergia-it-introduzione-agrivoltaico/> [pristupljeno 15.04.2022]
- [5] German Institute for Standardisation, *DIN SPEC 91434:2021-05 Agri-photovoltaic systems-Requirements for primary agricultural use*, 2021.
- [6] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany: *Agrivoltaics: Opportunities for agriculture and the energy transition*, 2022. [Agrivoltaics: Opportunities for Agriculture and the Energy Transition - Fraunhofer ISE](https://www.fraunhofer-ise.de/en/energy-storage-and-energy-conversion/agrivoltaics) [pristupljeno 15.04.2022]
- [7] Solar Power Europe, *AGRI-PV: How solar enables the clean energy transition in rural areas*, 2021. <https://now.solar/2021/04/13/agri-pv-how-solar-enables-the-clean-energy-transition-in-rural-areas/> [pristupljeno 15.04.2022]
- [8] Solar Power Europe, *Agrisolar Best Practices Guidelines*, 2021. <https://www.pveurope.eu/solar-modules/solarpower-europe-agrisolar-best-practice-guidelines-released> [pristupljeno 15.04.2022]

AUTORI/AUTHORS

Goran Rimac - diplomirani mašinski inženjer, Pokrajinski sekretarijat za energetiku, građevinarstvo i saobraćaj, goran.rimac@vojvodina.gov.rs, ORCID [0000-0001-6087-7689](https://orcid.org/0000-0001-6087-7689)
dr Ilija Batas-Bjelić - naučni saradnik, Institut tehničkih nauka SANU, ilija.batas-bjelic@itn.sanu.ac.rs, ORCID [0000-0002-4747-7186](https://orcid.org/0000-0002-4747-7186)

Direktni dalekovod kao instrument energetske tranzicije

Direct Electricity Line as an Instrument of Energy Transition

Branislava Lepotić Kovačević, Ljiljana Hadžibabić, Iva Đindić Ćosić, Aleksandar Kovačević

Udruženje za pravo energetike Srbije, Pjarona de Montezira 34, Beograd

Rezime - Direktni dalekovod je deo strukture elektroenergetskog sistema koji je uređen propisima Evropske unije o tržištu električne energije. Kroz proces transponovanja propisa pod okriljem Energetske zajednice i proces Stabilizacije i pridruživanja Evropskoj uniji, pojam direktnog dalekovoda definisan je u propisima Republike Srbije koji uređuju oblast energetike. U radu će se uporedno analizirati odredbe propisa Evropske unije i propisa Republike Srbije o direktnom dalekovodu. Biće analizirani efekti regulisanja direktnog dalekovoda u Republici Srbiji i značaj i mogućnosti izgradnje direktnog dalekovoda u kontekstu razvoja prenosnog i distributivnog sistema električne energije. Takođe, analiziraće se efekti propisa o direktnom dalekovodu Republike Srbije na podršku tržištu električne energije i uloga direktnog dalekovoda u razvoju distribuirane proizvodnje električne energije i u energetske tranziciji. Na kraju će biti predloženo o čemu bi sve trebalo voditi računa da bi došlo do razvoja tržišta električne energije uz korišćenje potencijala direktnog dalekovoda u postojećem pravnom okviru.

Ključne reči - direktni dalekovod, pravo električne energije, distribuirana proizvodnja električne energije, tržište električne energije, pravo energetike Evropske unije

Abstract - The direct electricity line is a part of the structure of the electricity market which is regulated by the European Union electricity market legislations. Through the process of the transposition of the legislation under the auspices of the Energy Community and the process of Stabilization and Association with the European Union, the notion of the term of the direct electricity line has been introduced into the Republic of Serbia legislation governing energy sector. The paper will analyse the provisions of the European Union legislations and of the Republic of Serbia legislations on direct electricity line. The effects of regulating the direct electricity line in the Republic of Serbia and the possibility of building a direct electricity line in the context of the transmission and distribution electricity systems will also be analysed. The effects of the Republic of Serbia legislations on the direct electricity line on the relations on the electricity market are going to be analysed. Also, the role of the direct electricity line within distributed electricity generation and energy transition are studied. At the end, it will be proposed what should be taken into account in order to develop the electricity market while using the potential of the direct transmission line in the existing legal framework.

Index Terms - Direct electricity line, Electricity law, Distributed electricity generation, Electricity market, European Union energy law

I UVOD

Energetska politika Republike Srbije koja je iskazana u Zakonu o energetici, sa poslednjim izmenama iz 2021. godine[1], između ostalih, sadrži ostvarivanje sledećih dugoročnih ciljeva: pouzdanog, sigurnog i kvalitetnog snabdevanja energijom; adekvatnog nivoa proizvodnje električne energije i kapaciteta prenosnog sistema; stvaranja uslova za pouzdan i bezbedan rad i održivi razvoj energetske sistema; konkurentnosti na tržištu energije na načelima nediskriminacije, javnosti i transparentnosti; stvaranja ekonomskih, privrednih i finansijskih uslova za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora energije i kombinovanu proizvodnju električne i toplotne energije; stvaranja regulatornih, ekonomskih i privrednih uslova za unapređenje efikasnosti u upravljanju elektroenergetskim sistemima, posebno imajući u vidu razvoj distribuirane proizvodnje električne energije, razvoj distribuiranih skladišnih kapaciteta električne energije, uvođenje sistema za upravljanje potrošnjom i uvođenje koncepta naprednih mreža; stvaranje uslova za korišćenje novih izvora energije; raznovrsnosti u proizvodnji električne energije; unapređenja zaštite životne sredine u svim oblastima energetske delatnosti; stvaranja uslova za investiranje u energetiku; zaštite kupaca energije i energenata¹. Svi ovi ciljevi treba da budu pretočeni u novu Strategiju razvoja energetike i Integrisani nacionalni energetski i klimatski plan.

Energetska politika Republike Srbije izražena je i kroz odredbe paketa propisa Republike Srbije među kojima su, pored Zakona o izmenama i dopunama Zakona o energetici, novi Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije[2] i Zakon o energetske efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije[3]. Odredbama ovih zakona, transponovani su energetske propisi Evropske unije iz 3. paketa propisa i delimično iz 4. paketa „Čista energija za sve Evropljane“. Stvoren je osnov za povećanje korišćenja obnovljivih izvora energije i energetske efikasnosti, čiji konkretni materijalni ciljevi će biti utvrđeni u Strategiji razvoja energetike i Integrisanom nacionalnom energetske i klimatske planu, koji su u vreme pisanja ovog rada u izradi.

¹ Član 3. Zakona o energetici(“Sl. glasnik RS” br. 145/2014 и 95/2018 – drugi zakon и 40/2021).

Takođe, neka podzakonska akta, kojima će se uspostaviti mehanizmi podsticaja za nove objekte za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora i proizvodnju električne energije u visokoefikasnoj kogeneraciji su, u vreme pisanja ovog rada, još uvek u izradi. Kao što je u Zakonu o energetskej efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije navedeno, podsticaji za nove investicione poduhvate ne moraju uvek biti finansijske prirode. Ovi podsticaji mogu biti i regulatorni, ako postoji regulatorni okvir koji uređuje određena prava potencijalnih investitora u nove ili rekonstruisane objekte.

Novim pravnim okvirom podržana je distribuirana proizvodnja kroz uvođenje novih učesnika na tržište električne energije kao što su: kupci-proizvođači, skladištari električne energije i agregatori. Svi ovi učesnici na tržištu električne energije pružaju podsticaj razvoju „distribuirane proizvodnje“ uz povećanje fleksibilnosti distributivnog sistema, koji je projektovan i izgrađen kao pasivan sistem, bez mogućnosti značajnog učešća proizvodnje. „Distribuirana proizvodnja“ je decentralizovana ili disperzirana (raspršena) proizvodnja električne energije elektrana manjih snaga. U propisima Republike Srbije ovaj pojam nije definisan. U Evropskoj uniji, Amandman Direktive 96/92/EZ: izvor električne energije priključen na distributivnu mrežu (DM) ili direktno na priključno mesto kupca. Nacionalne definicije u Evropskoj uniji su različite:

- integrisani ili samostalni modularni izvor blizak mestu potrošnje (Nemačka),
- kogeneracija koja je priključena na DM (Belgija),
- standardizovane i modularne elektrane na obnovljive izvore energije u rasponu do 1 MW (Austrija),
- izvor manji od 10 MW (Bugarska),
- izvor snage do 50 MW (Rumunija),
- izvor manji od 10 MW baziran na obnovljivim izvorima energije i kogeneraciji koji se koriste uglavnom za grejanje (Mađarska),
- kogeneracija snage manje od 1 MW locirana blizu krajnjeg kupca (Italija), itd.

US Department of Energy ih definiše kao male, modularne proizvođače električne energije smeštene u neposrednoj blizini kupca. Zbog male snage, distribuirana elektrana (proizvodnja) je uglavnom priključena na distributivni ili zatvoreni distributivni sistem. Ovi objekti zajedno sa skladištima i odzivom potrošnje, čine distribuirane resurse. Distribuirana proizvodnja značajno može da doprinese promociji korišćenja obnovljivih izvora energije.

Pored navedenih instrumenata kojima se podstiče energetska tranzicija, postoji još jedan instrument, koji nije nov element u pravnom okviru, ali bi mogao imati potencijal za podsticanje razvoja tržišta i time korišćenja obnovljivih izvora energije, a to je direktni dalekovod.

II DIREKTNI DALEKOVOD U PROPISIMA EVROPSKE UNIJE

Ako govorimo o regulisanju pojma direktnog dalekovoda² u propisima Evropske unije, onda se najpre moramo vratiti u 1996. godinu kada je doneta Direktiva o opštim pravilima za unutrašnje

tržište električne energije Evropskog parlamenata i Saveta Evrope 96/92/EZ[4] koja je značajno uticala na uspostavljanje unutrašnjeg tržišta električne energije, povećanje efikasnosti u proizvodnji, prenosu i distribuciji električne energije, povećanje sigurnosti snabdevanja, konkurentnosti i zaštite životne sredine. Direktivom 96/92/EZ direktni dalekovod je definisan kao vod koji je komplementaran sa međusobno povezanim sistemom³ i za čije će priključenje na sistem države članice obezbediti tehnička pravila kojim će se obezbediti operabilnost na objektivan i transparentan način.⁴ Neupitna potreba za daljim razvojem tržišta, uslovlila je ukidanje ove Direktive i donošenje nove Direktive o pravilima unutrašnjeg tržišta električne energije 2003/54/EZ. [5]

Potpisivanjem Ugovora o osnivanju Energetske Zajednice 2005. godine[6] i integracijom nacionalnog u regionalno tržište električne energije, sledilo je najpre usklađivanje domaćeg i međunarodno pravnog okvira, a onda i uspostavljanje zajedničkog pristupa u realizaciji uspostavljenih nadnacionalnih principa i pravila. U cilju realizacije postavljenih zadataka, ugovorne strane Energetske Zajednice su se obavezale na primenu propisa EU donetih u skladu sa energetske politikom Evropske unije.

Direktiva 2003/54/EZ je donela detaljniji pristup definisanju pojma direktnog dalekovoda. U tom smislu, direktni dalekovod je prepoznat kao dalekovod koji povezuje izolovani objekat proizvođača sa izolovanim objektom potrošača, kao i dalekovod koji povezuje objekat proizvođača električne energije sa snabdevačem električnom energijom radi direktnog snabdevanja sopstvenih prostorija, podružnica i kvalifikovanih kupaca. Takođe, utvrdila je obavezu izrade tehničkih pravila koje bi na transparentan, objektivan i nediskriminatoran način omogućila primenu definisanog minimuma tehničkih projektnih i operativnih zahteva za priključenje na sistem kako proizvodnih postrojenja, distributivnih sistema, direktno povezane opreme potrošača, interkonektivnih veza, pa tako i direktnih dalekovoda.⁵

Konačno, odredbom člana 22. koji nosi naslov Direktni dalekovodi, Direktiva 2003/54/EZ obavezuje zemlje članice Evropske unije da na svojoj teritoriji preduzmu neophodne mere koje će omogućiti svim preduzećima za proizvodnju i isporuku električne energije da snabdevaju sopstvene poslovne prostorije, zavisna privredna društva i kvalifikovane kupce preko direktnih dalekovoda, kao i da bilo koji kvalifikovani kupac bude snabdevan direktnim dalekovodom od strane preduzeća za proizvodnju i isporuku električne energije.⁶ Kriterijumi za izdavanje dozvola za izgradnju direktnih dalekovoda koje će zemlje članice utvrditi za svoje teritorije, moraju biti objektivni i nediskriminatorni. Dozvola za izgradnju direktnog dalekovoda može biti izdata bilo na osnovu odbijanja zahteva za pristup sistemu, gde je to primenljivo, bilo na osnovu pokretanja postupka rešavanja spora. Zahtev za izdavanje dozvole za izgradnju direktnog dalekovoda može biti odbijen, ako bi

³ Član 2. stav 1. tačka 12. Direktive 96/92/EZ.

⁴ Član 7 stav 2 Direktive 96/92/EZ.

⁵ Član 5. Direktive 2003/54/EZ.

⁶ Član 22. Direktive 2003/54/EZ.

² Pojam “direktni dalekovod” bi na engleskom jeziku glasio “direct transmission line”

izdavanje takve dozvole bilo u suprotnosti sa opštim principima Direktive 2003/54/EZ što podrazumeva da je isti razlog detaljno obrazložen. Na kraju nedvosmisleno je propisano da mogućnost snabdevanja električnom energijom preko direktnog dalekovoda neće uticati na mogućnost ugovaranja kupovine, odnosno prodaje električne energije.

Direktiva 2009/72/EZ od 13. jula 2009. godine o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije stavlja van snage Direktivu 2003/54/EZ[7], odlukom broj 2011/02/MC-EnC Ministarskog saveta Energetske zajednice od 6. novembra 2011. godine. U pogledu odredaba koje se odnose na pitanje direktnog dalekovoda, ne uvode se novine i ne odstupa se od već date definicije, te Direktivom 2003/54/EZ uspostavljenih pravila.

Direktiva 2019/944 EZ od 5. juna 2019. godine o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i izmeni Direktive 2012/27/EU[8] ostaje pri definiciji direktnog dalekovoda kako je u prethodnim direktivama bila uređena, ali zato kroz odredbu člana 7. kojim ovaj pojam detaljnije uređuje unosi određene izmene. Pa tako u stavu 1. ovog člana uvodi obavezu državama članicama da preduzmu mere potrebne da se: (a) svim proizvođačima i preduzećima za snabdevanje električnom energijom sa sedištem na njihovoj državnoj teritoriji omogućiti snabdevanje sopstvenih prostorija, zavisnih privrednih društava i kupaca putem direktnog dalekovoda bez uvođenja nesrazmernih administrativnih postupaka ili troškova; (b) svim kupcima, pojedinačno ili zbirno, na njihovom državnom području, omogućiti snabdevanje putem direktnog dalekovoda od proizvođača i preduzeća za snabdevanje električnom energijom.

Ono na čemu se očigledno insistira u Direktivi 2019/944, jeste omogućavanje snabdevanja električnom energijom putem direktnih dalekovoda bez suvišnih - nesrazmernih administrativnih postupaka i bez suvišnih troškova. U istoj odredbi ostavljena je mogućnost da se preko direktnog dalekovoda snabdeva jedan ili više kupaca istovremeno što je novina u odnosu na dosadašnju regulativu.

III DIREKTNI DALEKOVOD U PRAVNOM OKVIRU REPUBLIKE SRBIJE

Direktni dalekovod, kao pojam u zakonima Republike Srbije, prvi put je pomenut u Zakonu o energetici iz 2004. godine.⁷ Ovaj pojam je od tada do danas, donošenjem novih zakona kojima se uređuje energetika ili izmenom postojećeg zakona kojim se uređuje energetika, menjao svoju sadržinu i time uticao na okolnosti i mogućnost izgradnje direktnog dalekovoda kao energetskog objekta.

Definicija direktnog dalekovoda u *Zakonu o energetici iz 2004. godine* je glasila: direktni dalekovod je onaj dalekovod koji povezuje proizvođača sa sopstvenim pogonima, objektom izolovanog kupca, odnosno proizvođača ili isporučioa sa objektima kvalifikovanog kupca.⁸ Kvalifikovani kupac je kupac električne energije koji ispunjava propisane uslove, kupuje energiju za sopstvene potrebe i može slobodno izabrati svog snabdevača energije. Definicija bi trebalo da se odnosi i na

dalekovode (nadzemne elektroenergetske vodove) i na kablove (podzemne elektroenergetske vodove).

Ovim zakonom bilo je utvrđeno da se energetska dozvola koja se izdaje za izgradnju ili rekonstrukciju energetskih objekata, obavezno pribavlja za izgradnju i rekonstrukciju direktnih dalekovoda. Energetska dozvola za izgradnju direktnih dalekovoda mogla se izdati energetskom subjektu koji obavlja delatnost proizvodnje električne energije radi povezivanja njegovih objekata sa objektima kvalifikovanog kupca, izolovanog kupca, kao i sopstvenih pogona i drugih objekata proizvođača, a u cilju snabdevanja tih objekata energijom. Ova dozvola se mogla izdati i kvalifikovanom kupcu kojem je zbog tehničkih ili drugih razloga odbijen pristup prenosnom ili distributivnom sistemu, a pod uslovima utvrđenim pravilima o radu prenosnog ili distributivnog sistema. Izdavanje energetske dozvole za izgradnju direktnih dalekovoda moglo se odbiti ako bi ta izgradnja, s obzirom na trasu, prostor na kome se gradi ili uslove priključenja, ugrozila ostvarivanje ciljeva zaštite životne sredine ili ugrozila sigurnost snabdevanja tarifnih kupaca energijom.⁹

Pojam direktnog dalekovoda je u to vreme bio postavljen na način da je povezivanje direktnim dalekovodom omogućavalo povezivanje ne samo izolovanih, već i kvalifikovanih kupaca sa proizvođačem električne energije, bez obzira da li su ovi kupci ili proizvođači već priključeni na prenosni, distributivni ili zatvoreni distributivni sistem. Takođe, ove odredbe su dozvoljavale da se i objekti ili pogoni proizvođača električne energije povežu direktnim dalekovodom radi snabdevanja električnom energijom koju sam proizvođač proizvede.

Zakonom o energetici iz 2011. godine, definicija direktnog dalekovoda je nešto promenjena, ali je njena sadržina ostala skoro ista: direktni dalekovod je dalekovod koji povezuje izolovano mesto proizvodnje sa izolovanim kupcem ili koji povezuje proizvođača električne energije sa energetskim subjektom za snabdevanje električnom energijom sopstvenih pogona, povezanih preduzeća i kvalifikovanog kupca.¹⁰

Ipak, odredbe o mogućnosti izdavanja energetske dozvole za izgradnju direktnog dalekovoda su suzile mogućnost njegove izgradnje. Bilo je propisano da se energetski objekti grade u skladu sa zakonom kojim se uređuju uslovi i način uređenja prostora, uređivanje i korišćenje građevinskog zemljišta i izgradnja objekata, tehničkim i drugim propisima, a po prethodno pribavljenoj energetskoj dozvoli, kao i da se energetska dozvola podnosi uz zahtev za izdavanje građevinske dozvole. Pribavljanje energetske dozvole je bilo neophodno za izgradnju direktnih dalekovoda. Energetska dozvola za izgradnju direktnih dalekovoda mogla se izdati u slučaju odbijanja pristupa sistemu ili otpočinjanja rešavanja spora povodom pristupa sistemu. Izdavanje energetske dozvole za izgradnju direktnog dalekovoda moglo se odbiti, uz detaljno obrazloženje, ako bi izgradnja tog

⁹ Član 27. stav 1. tačka 3) i član 31. Zakona o energetici ("Sl. glasnik RS" br. 84/2004).

¹⁰ Član 2. tačka 9) Zakona o energetici ("Sl. glasnik RS" br. 57/2011, 80/2011, 93/2012 i 124/2012).

⁷ Zakon o energetici ("Sl. glasnik RS" br. 84/2004).

⁸ Član 3 tačka 3) Zakona o energetici ("Sl. glasnik RS" br. 84/2004).

dalekovoda ugrozila obavljanje delatnosti od opšteg interesa.¹¹ Odredba da se „energetska dozvola za izgradnju direktnih dalekovoda može izdati u slučaju odbijanja pristupa sistemu ili otpočinjanja rešavanja spora povodom pristupa sistemu“ mogla je, s obzirom na način formulisanja, da bude tumačena veoma restriktivno, na način da se ova dozvola može izdati „samo“ u slučaju odbijanja pristupa sistemu ili otpočinjanja rešavanja spora povodom pristupa sistemu. Ovako veoma usko tumačenje pojma direktnog dalekovoda malo je ublažila odredba da se „izdavanje energetske dozvole za izgradnju direktnog dalekovoda može odbiti, uz detaljno obrazloženje, ako bi izgradnja tog dalekovoda ugrozila obavljanje delatnosti od opšteg interesa“.

*Zakonom o energetici iz 2014. godine*¹², definicija direktnog dalekovoda je ponovo neznatno promenjena, tako da je direktni dalekovod onaj dalekovod koji ili povezuje izolovano mesto proizvodnje sa izolovanim kupcem ili povezuje objekat proizvođača električne energije sa snabdevačem koji direktno snabdeva sopstvene prostorije, zavisna privredna društva i krajnje kupce.¹³

Za izgradnju direktnog dalekovoda je potrebno pribavljanje energetske dozvole. Proizvođač električne energije i snabdevač imaju pravo da snabdevaju krajnje kupce, kao i svoje prostorije i prostorije zavisnog privrednog društva putem direktnog dalekovoda. Krajnji kupci koji planiraju da zaključe ugovor o snabdevanju, a ne mogu da dobiju pristup mreži, imaju pravo da im se električna energija isporučuje preko direktnog dalekovoda od strane proizvođača električne energije i snabdevača. Mogućnost snabdevanja električnom energijom putem direktnog dalekovoda ne utiče na mogućnost ugovaranja kupovine električne energije na tržištu, odnosno na pravo kupca na slobodan izbor snabdevača.¹⁴ Pravo na slobodan izbor snabdevača ukazuje da je moguće da krajnji kupac koji je priključen direktnim dalekovodom na objekat proizvođača električne energije može istovremeno da bude priključen i na sistem za prenos, distribuciju ili zatvoreni distributivni sistem električne energije.

Ipak, odredbe o izdavanju energetske dozvole za izgradnju direktnih dalekovoda omogućavaju restriktivno tumačenje mogućnosti izgradnje ovih objekata na način kako je to bilo uređeno u Zakonu o energetici iz 2011. godine.¹⁵

Zanimljivo je ukazati da je Zakonom o energetici iz 2014. godine utvrđeno da operator prenosnog sistema ne može odbiti

priključenje objekata po osnovu mogućih budućih ograničenja, u postojećim prenosnim kapacitetima, kao što su zagušenja u udaljenim delovima prenosne mreže, kao i da operator prenosnog sistema ne može odbiti priključenje objekata po osnovu dodatnih troškova zbog povećanja kapaciteta elemenata prenosne mreže u bliskom okruženju tačke priključenja.¹⁶ Ovo bi se moglo tumačiti i na način da operator prenosnog sistema ne može odbiti prilagođenje mernog mesta u slučaju kada postoji direktni dalekovod između proizvođača električne energije i kupca koji je istovremeno priključen na prenosni sistem električne energije.

Nedavnim izmenama Zakona o energetici iz 2021. godine¹⁷, dodata je i mogućnost da Operator prenosnog sistema, u slučaju da nedostaje infrastruktura potrebna za priključenje proizvodnog objekta, može investitoru elektrane – podnosiocu zahteva za priključenje, da ponudi priključenje sa manjom odobrenom snagom ili sa zahtevanom snagom i privremenim operativnim ograničenjima (za koja operator nema obavezu finansijske nadoknade proizvođaču) do završetka izgradnje nedostajuće infrastrukture. Priključenje koje podleže operativnim ograničenjima mora da odobri Agencija. Na ovaj način je omogućeno priključenje proizvodnih objekata sa zahtevanom snagom i privremenim operativnim ograničenjima, ukoliko investitor elektrane proceni da mu se to više isplati od priključenja sa trajno manjom snagom od zahtevane.

Nije propisano isto pravilo za priključenje na distributivni sistem, a trebalo bi. U razvijenim zapadnoevropskim zemljama i operatori distributivnih sistema imaju mogućnost privremenih operativnih ograničenja u slučaju da nedostaje mrežna infrastruktura.

IV DIREKTNI DALEKOVOD KAO PODRŠKA TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

U Srbiji se, u praksi, pokazalo da ima interesovanja za izgradnju direktnih dalekovoda, ali da regulativa nije dovoljno jasna i sveobuhvatna.

U uslovima kada će ugalj imati sve manji udeo u proizvodnji energije potrebno ga je supstituisati tehnologijama prihvatljivijim sa stanovišta zaštite životne sredine, trebalo bi otkloniti sva ograničenja za izgradnju novih objekata, posebno na obnovljive izvore energije, u okviru propisanog zakonskog okvira. Tako bi se obezbedio potreban nivo nacionalne sigurnosti snabdevanja. Kompanije u industrijskom sektoru iskazuju interes da podrže strateške aktivnosti u oblasti povećanja korišćenja obnovljivih izvora energije, energetske efikasnosti i smanjenja emisije CO₂ i da izbegnu dodatne troškove zbog negativnog uticaja na životnu sredinu. Porast cena električne energije na tržištu, kao i nepovoljna očekivanja u vezi sigurnosti snabdevanja, upućuju industrijske potrošače da obezbede dugoročne ugovore o snabdevanju sa proizvođačima energije iz obnovljivih izvora ili iskoriste prednosti koje pruža položaj kupca-proizvođača. Pritom, deo njih ne želi da bude vlasnik elektrane, niti da se bavi proizvodnjom električne energije, ali je zainteresovan za

¹¹ Član 27. st. 1-3. i 5-6. Zakona o energetici (“Sl. glasnik RS” br. 57/2011, 80/2011, 93/2012 i 124/2012).

¹² Zakon o energetici (“Sl. glasnik RS” br. 145/2014).

¹³ Član 2. tačka 15) Zakona o energetici (“Sl. glasnik RS” br. 145/2014).

¹⁴ Član 36. st. 1-3. Zakona o energetici (“Sl. glasnik RS” br. 145/2014).

¹⁵ Član 36. st. 4-5. Zakona o energetici (“Sl. glasnik RS” br. 145/2014): Energetska dozvola može se izdati u slučaju odbijanja pristupa sistemu ili otpočinjanja rešavanja spora povodom pristupa sistemu. Izdavanje energetske dozvole za izgradnju direktnog dalekovoda može se odbiti, uz detaljno obrazloženje, ako bi izgradnja tog dalekovoda ugrozila obavljanje delatnosti od opšteg interesa, odnosno obavezu pružanja javne usluge, uključujući i zaštitu kupaca.

¹⁶ Član 117. st. 4. i 6. Zakona o energetici (“Sl. glasnik RS” br. 145/2014).

¹⁷ Izmena člana 117. novog stava 8. Zakon o izmenama i dopunama Zakona o energetici (“Sl. glasnik RS” br. 40/2021).

izgradnju elektrane na svom ili nekom drugom zemljištu ili za zajedničko ulaganje sa investitorom elektrane ili samo za kupovinu električne energije od proizvođača sa kojim bi mogao da se poveže direktnim vodom. Zainteresovani privredni subjekti, proizvođači i potrošači energije, moraju imati jasna uputstva kako se to može realizovati. Najavljena podsticana i druga izgradnja proizvodnih kapaciteta, zahteva značajno povećanje kapaciteta prenosne i distributivne mreže, kao i povećanje fleksibilnosti distributivne mreže i razvoj napredne, pametne, mreže. Za to su potrebna velika finansijska sredstva koja se mogu obezbediti samo znatnim povećanjem cene pristupa ovim sistemima. Direktni dalekovodi bi omogućili izgradnju proizvodnih kapaciteta u blizini objekta kupca električne energije i ako mreža u toj oblasti nije dovoljno razvijena.

Razmatrajući navedene propise Evropske unije i nacionalne propise Republike Srbije, može se zaključiti da postoji mogućnost da isti kupac električne energije bude snabdevan električnom energijom preko direktnog dalekovoda i preko prenosnog, odnosno distributivnog sistema. Ovakva odredba implicira da kupac ne mora biti izolovan da bi bio snabdevan preko direktnog dalekovoda. To potvrđuje i status kupca-proizvođača koji ima svoju elektranu, ali istovremeno ima i pravo i mogućnost da bude snabdevan ugovorom o potpunom snabdevanju preko elektroenergetskog sistema. Logički posmatrano, sa aspekta organizacije elektroenergetskog sistema nema neke velike razlike između kupca-proizvođača koji je povezan sa sopstvenom elektranom i kupca električne energije koji je povezan na elektroenergetski sistem i istovremeno je povezan direktnim dalekovodom na objekat za proizvodnju električne energije u vlasništvu drugog lica, osim što kupac koji nije registrovan kao kupac-proizvođač, iz elektroenergetskog sistema može samo da preuzima električnu energiju. Sa aspekta tržišta energije, kupac-proizvođač je u boljem položaju u odnosu na kupca električne energije preko direktnog dalekovoda, jer ima pravo da višak proizvedene električne energije proda snabdevaču. Ukoliko je navedeno tumačenje tačno, potrebno bi bilo da nadležni subjekti zauzmu jedinstven stav o mogućnosti njegove primene i ostvare jedinstvenu primenu u praksi. To će se moći sprovesti ako propisi kojima se uređuje ovo pitanje, počev od primarnog zakonodavstva, pa do sekundarnog zakonodavstva i pravila rada prenosnog, distributivnog odnosno zatvorenog distributivnog sistema, imaju na jedinstven način uređeno pitanje šta je direktni dalekovod, u cilju da se ostvari: 1) funkcionisanje sistema za prenos i distribuciju električne energije; 2) sigurnost snabdevanja kupca električne energije priključenih direktnim dalekovodom i/ili na sistem za prenos ili distribuciju električne energije i 3) pravna sigurnost svih učesnika na tržištu električne energije.

Trebalo bi svaku od poznatih mogućnosti povezivanja direktnim dalekovodom pažljivo izučiti i dopuniti podzakonska akta tako da pravni i tehnički uslovi ovakvog povezivanja objekata budu jasni, nedvosmisleni i transparentni. Takođe, tom prilikom bi trebalo imati u vidu da direktni dalekovod u budućnosti može postati deo mreže i da dalekovod i elektrana moraju ispunjavati sve tehničke uslove iz Pravila o radu prenosnog, odnosno distributivnog sistema, radi eventualne buduće integracije u sistem.

Snabdevanje kupca direktnim dalekovodom je izvorni vid snabdevanja kupca električnom energijom. U svom osnovnom obliku, gde ni objekat kupca ni objekat proizvođača električne energije nisu priključeni na prenosni, odnosno distributivni sistem električne energije, ovaj vid snabdevanja obezbeđuje sve potrebe potrošača, uključujući sigurnost snabdevanja, stabilnost napona i frekvencije i usklađivanje proizvodnje i potrošnje električne energije u svakom trenutku.

Povezivanje na sistem za prenos ili distribuciju električne energije ima ekonomskog smisla ukoliko takva povezanost poboljšava kvalitet usluge ili smanjuje cenu koštanja električne energije za krajnjeg kupca. Ako je ispunjen makar jedan od ova dva uslova, kupac može prihvatiti da plaća troškove korišćenja sistema za prenos ili distribuciju električne energije. Samo u tom slučaju se sistem za prenos ili distribuciju električne energije pojavljuje kao prirodni monopol, koji u skladu sa propisima Evropske unije podleže regulaciji regulatornog tela, u slučaju Republike Srbije – Agencija za energetiku Republike Srbije.

Preduslov za uspešnu regulaciju cena usluga prirodnog monopola je velika elastičnost ponude¹⁸ – u ovom slučaju, ponude snabdevanja preko direktnog dalekovoda – gde operator prenosnog ili distributivnog sistema električne energije prihvata regulaciju cene tako da je cena mrežnih usluga jednovremeno barijera za instalaciju direktnih dalekovoda. Međutim, ukoliko je operatoru prenosnog ili distributivnog sistema električne energije, pored ili mimo pozicije prirodnog monopola, dodeljen i institucionalni monopol gde je različitim zakonskim rešenjima onemogućena ili otežana izgradnja direktnih dalekovoda, elastičnost ponude može biti mala što omogućava operatoru prenosnog ili distributivnog sistema da zahteva javna sredstva za širenje i izgradnju mreže čiji troškovi mogu biti znatno iznad troškova direktnih dalekovoda. Takva situacija nije opravdana sa stanovišta javnog interesa. Stoga je potrebno da institucionalne barijere za izgradnju direktnog dalekovoda budu minimalne i da praksa izgradnje i korišćenja direktnih dalekovoda bude prisutna na tržištu. Optimalna regulacija, dakle, teži za optimalnom kombinacijom usluga koje pruža operator prenosnog ili distributivnog sistema i usluga direktnih dalekovoda.

Konkurentnost prenosnog ili distributivnog sistema električne energije u odnosu na snabdevanje direktnim dalekovodom može se temeljiti na konkurentnosti izvora priključenih na prenosni ili distributivni sistem u odnosu na izvor koji je potrošaču dostupan putem direktnog dalekovoda ili /i naprednom portfoliju izvora koji kumulativno pružaju bolju uslugu snabdevanja od onoga koje je krajnjem kupcu električne energije (potrošaču) dostupna putem direktnog dalekovoda. Ovo uključuje ekonomiju obima kod snabdevanja energentima, ekonomiju standardizacije proizvodnih pogona ili ekonomiju obima velikih postrojenja za sagorevanje kao i ekonomiju velikih instalacija solarne ili energije vetra. I u ovim slučajevima, dostupnost opcije direktnog dalekovoda podstiče konkurenciju i vrši pritisak u pravcu poboljšanja energetske efikasnosti odnosno trgovačkih veština. U Tabeli 1. prikazane su varijante korišćenja direktnog dalekovoda.

¹⁸ Stigler, George, "The Theory of Economic Regulation", The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 2, No. 1 (Spring, 1971), pp. 3-21.

Tabela 1. Varijante korišćenja direktnog dalekovoda

Kupac		Snabdevač			
		Povezan na mrežu		Nije povezan na mrežu	
		1	2	1	2
Povezan na mrežu	1	Pouzdanost snabdevanje i optimizacija troškova. Direktni dalekovod komercijalno u konkurenciji sa mrežnim snabdevanjem i preraspodelom potrošnje	Optimizacija snabdevanje se vrši posredstvom mreže uz upravljanje potrošnjom dok je isporuka direktnim dalekovodom nezavisna veličina	Komercijalna optimizacija između mreže, potrošnje i snabdevanja direktnim dalekovodom	Upravljanje potrošnjom i mrežne usluge obezbeđuju pouzdanost, nezavisno od scenarija isporuke direktnim dalekovodom. Direktni dalekovod ima preimućstvo nad snabdevanjem iz mreže
	2	Mreža i snabdevač simultano obezbeđuju pouzdanost snabdevanja u bilo kom scenariju potrošnje. Direktni dalekovod komercijalno u konkurenciji sa mrežnim snabdevanjem	Snabdevač isporučuje energiju prema maksimalnim mogućnostima, potrošnja nije upravljana tako da je usklađivanje potrošnje i proizvodnje zavisno od mrežnih usluga	Upravljanje isporukama direktnim dalekovodom i mrežne usluge obezbeđuju pouzdanost nezavisno od scenarija potrošnje. Direktni dalekovod komercijalno u konkurenciji sa mrežnim snabdevanjem	Mrežne usluge održavaju stabilnost sistema uz kombinovane izazove potrošnje i proizvodnje energije bez internog upravljanja
Nije povezan na mrežu	1	Kupac <i>de facto</i> povezan na mrežu posredstvom direktnog dalekovoda. Mrežne usluge obezbeđuju stabilnost u kombinaciji sa upravljanjem proizvodnjom i potrošnjom	Kupac <i>de facto</i> povezan na mrežu posredstvom direktnog dalekovoda. Mrežne usluge obezbeđuju stabilnost u kombinaciji sa upravljanjem i potrošnjom	Sistem stabilan uz simultano upravljanje proizvodnjom i potrošnjom.	Upravljanje potrošnjom kritično za održanje stabilnosti
	2	Kupac <i>de facto</i> povezan na mrežu posredstvom direktnog dalekovoda. Mrežne usluge obezbeđuju stabilnost u kombinaciji sa upravljanjem proizvodnjom	Mrežne usluge održavaju stabilnost sistema uz kombinovane izazove potrošnje i proizvodnje energije bez internog upravljanja	Upravljanje isporukama direktnim dalekovodom kritično za održanje stabilnosti	Sistem nije stabilan

1= upravlja proizvodnjom, odnosno potrošnjom

2= ne upravlja proizvodnjom, odnosno potrošnjom

U situacijama kada usluge koje pružaju operatori prenosnog ili distributivnog sistema električne energije održavaju stabilnost sistema uz kombinovane izazove potrošnje i proizvodnje električne energije i bez internog upravljanja, bilo proizvodnjom

bilo potrošnjom, svi problemi se prenose na prenosni ili distributivni sistem i tamo rešavaju uz povećano angažovanje usluga koje pružaju njihovi operatori sistema. Ovo angažovanje može biti veće nego u situaciji kada direktnog dalekovoda nema.

Kada su i kupac i snabdevač tj. obe strane direktnog dalekovoda povezane na prenosni ili distributivni sistem električne energije, direktni dalekovod efektivno postaje deo prenosnog ili distributivnog sistema. Bez povezanosti na elektroenergetski sistem (mrežu) i upravljanja bilo potrošnjom električne energije bilo snabdevanjem, sistem sa direktnim dalekovodom nije stabilan. U ostalim slučajevima, direktni dalekovod nudi prednosti kupcu u odnosu na standardni priključak na prenosni ili distributivni sistem tj. ekskluzivno snabdevanje samo posredstvom priključenja na prenosni ili distributivni sistem električne energije.

Pitanja koja bi trebalo razmotriti radi dopune propisa su, pre svega:

- Koje probleme ili koje komercijalne interese rešavamo direktnim (daleko)vodom?
- Terminološki posmatrano da li se podrazumeva da se propis odnosi i na kablove ili je bolje da se umesto pojma „dalekovod“ koristi pojam „vod“ (u direktivama Evropske unije se koristi pojam „direct line“)?
- Ko izdaje tehničke uslove za izgradnju izolovane elektrane i direktnog dalekovoda, karakteristike zaštite, mernih uređaja, itd; ko utvrđuje da su takvi objekti ispunili sve propisane uslove? Da li je to operator sistema koji je odbio pristup (priključenje) kao najobučeniji za tu vrstu posla?
- Ima li ograničenja u pogledu imovine kojom prolazi direktni dalekovod?
- Šta sve obuhvata termin „izolovana elektrana“. Ako izolovana elektrana ne može da plasira svoju proizvodnju preko prenosne ili distributivne mreže, nego je sa kupcem (kupcima) povezana direktnim dalekovodom, da li može svoju sopstvenu potrošnju da priključi na distributivni sistem, kada postoje tehnički i pravni uslovi?
- Ima li potrebe za prikupljanjem nekih podataka o proizvodnji / količini energije koja se prenosi direktnim dalekovodom i dostavljanje operatoru sistema u čijoj je nadležnosti zona u kojoj je elektrana? Da li operator sistema treba da ima uvid u relevantne podatke i potrebu da, kada se steknu uslovi, da saglasnost za priključenje, kako bi elektrana i kupac imali pristup tržištu?
- Kako se usklađuju proizvodnja i potrošnja električne energije u tandemu kupac /potrošač-izvor električne energije i da li se (uvećani?) troškovi balansiranja prenose na električnu mrežu u slučaju da je bilo potrošač bilo izvor priključen na mrežu?
- Da li se dozvoljava novo priključenje na direktni dalekovod objekta zainteresovanog kupca ili proizvođača, s obzirom da se ne radi o energetskej regulisanoj mreži na kojoj se primenjuje princip „slobodnog pristupa treće strane“?
- Kako se ograničava moć operatora jedinog poveznog dalekovoda u pogledu cene pristupa ovom dalekovodu i kako se prikupljaju sredstva za održavanje ovog

dalekovoda?

- Čija je obaveza održavanja direktnog dalekovoda i da li će te obaveze biti negde propisane?
- Da li treba razmišljati o mogućnosti da vlasnik direktnog dalekovoda može da prenese pravo korišćenja i/ili obavezu održavanja na operatora elektroenergetskog sistema u čijoj zoni se nalazi direktni dalekovod?
- Da li je potrebno uvesti pravilo da ukoliko vlasnik direktnog dalekovoda priključi još najmanje jedan objekat kupca /potrošača ili elektranu, direktni dalekovod postaje poseban elektroenergetski sistem i mora da ispunjava sva pravila regulacije elektroenergetskog sistema? Da li u tom slučaju taj dalekovod postaje deo sistema na koji je priključen kupac koji se snabdeva putem direktnog dalekovoda, ukoliko je kupac priključen na elektroenergetski sistem?

Navedena pitanja su od značaja i za donošenje odluke privrednog subjekta da li će se opredeliti za povezivanje elektrane direktnim dalekovodom ili priključenjem na elektroenergetski sistem (mrežu).

V ZAKLJUČAK

Razmatrajući način uređenja direktnog dalekovoda u propisima i elemente koje bi trebalo razraditi o direktnom dalekovodu, kako bi se ekonomski i funkcionalni potencijal direktnih dalekovoda iskoristio, posebno u slučaju priključenja novih objekata koji koriste intermitentne obnovljive izvore energije za proizvodnju električne energije, može se zaključiti da je ovaj rad samo osnov za dublju analizu rešenja koje će postati deo integralnog pravnog okvira Republike Srbije. Trebalo bi iskoristiti sve raspoložive pravne i tehničke mogućnosti da se omogući povezivanje objekata proizvođača i kupca, ako operator prenosnog, distributivnog ili zatvorenog distributivnog sistema odbije pristup sistemu (priključenje na sistem). To se obično dešava zbog nedovoljnog kapaciteta mreže u zoni izgradnje objekta za proizvodnju električne energije.

Takođe, trebalo bi voditi računa da se industriji omogući da obezbedi sigurno snabdevanje po što nižim i stabilnim cenama, tako što će ulagati u proizvodne kapacitete, kao kupac-proizvođač ili kao kupac sa direktnim dugoročnim ugovorom o snabdevanju sa proizvođačem. U tome mogu pomoći i direktni dalekovodi i zato je neophodno da se detaljno i transparentno urede uslovi njihove izgradnje i eksploatacije.

Iako bi na prvi pogled izgledalo da bi se uređenjem ovih uslova u pravilima rada operatora prenosnog ili distributivnog sistema moglo postići rešenje, ono bi bilo samo delimično u uslovima kada je objekat kupca električne energije povezan na objekat snabdevača koji je priključen na jedan od ovih sistema. Ipak, čak i takva dopuna pravnog okvira ne bi uredila osnovnu polaznu premisu direktnog dalekovoda, a to je povezivanje „izolovanog mesta proizvodnje sa izolovanim kupcem“.

Posebno je pitanje da li će u primarnom zakonodavstvu Evropske unije, pa time i Republike Srbije, biti omogućeno šire shvatanje direktnog dalekovoda koje bi u tom slučaju podsećalo na kupca-proizvođača, uz razliku da objekat za proizvodnju električne

energije može da bude u svojini trećeg lica i da ne mora biti instaliran na objektu krajnjeg kupca, nego povezan direktnim dalekovodom sa objektom krajnjeg kupca koji može, a ne mora, biti priključen na sistem za prenos ili distribuciju električne energije. Odgovor na ovo pitanje bi svakako uticao i na visinu troškova balansiranja sistema koje je od značaja za svaku novu investiciju, bez obzira da li će ih snositi operator sistema ili proizvođač, odnosno snabdevač električnom energijom.

Ovaj rad predstavlja početno sagledavanje otvorenih pitanja u vezi položaja direktnog dalekovoda u okviru tržišta električne energije, do izrade potpune tehničke, ekonomske i pravne analize optimalnog rešenja koje će naći svoje mesto u pravnom okviru.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Zakon o energetici izmenjen Zakonom o izmenama i dopunama Zakona o energetici ("Sl. glasnik RS" br. 145/2014 и 95/2018 – drugi zakon i 40/2021)
- [2] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Sl. glasnik RS" br. 40/2021)
- [3] Zakon o energetskej efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije ("Sl. glasnik RS" br. 40/2021).
- [4] Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996: concerning common rules for the internal market in electricity, Official Journal of the EU, L 027, 30/01/1997, pp. 20-29
- [5] Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, Official Journal of the EU, L 176, 15/07/2003, pp. 37-56
- [6] Zakon o ratifikaciji Ugovora o osnivanju Energetske zajednice između Evropske zajednice i Republike Albanije, Republike Bugarske, Bosne i Hercegovine, Republike Hrvatske, bivše Jugoslovenske Republike Makedonije, Republike Crne Gore, Rumunije, Republike Srbije i Privremene Misije Ujedinjenih nacija na Kosovu u skladu sa Rezolucijom 1244 Saveta bezbednosti Ujedinjenih nacija („Službeni glasnik RS“ br. 62/06)
- [7] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, Official Journal of the EU, L 211, 14/08/2009, pp. 55-93
- [8] 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 EU, L 158, 14/06/2019, pp. 125-199
- [9] Stigler, G, The Theory of Economic Regulation, The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 2, No. 1, pp. 3-21, 1971 <https://doi.org/10.2307/3003160>
- [10] Lepotić Kovačević, B, Pravo energetike kao posebna oblast prava, in Proc. 24. susret Kopaoničke škole prirodnog prava, Beograd, Srbija, Vol. 1, No. 9, 2011.
- [11] Lepotić Kovacevic, B, Energy Law (Serbia), in: Hendrickx, F., (Ed.) *International Encyclopaedia of Law*, No. 20, Kluwer Law International, 2013.

AUTORI/AUTHORS

dr Branislava Lepotić Kovačević, predsednica Udruženja za pravo energetike Srbije, branislava.lepotickovacevic@upes.rs, ORCID [0000-0003-3284-1333](https://orcid.org/0000-0003-3284-1333)
Ljiljana Hadžibabić, samostalni konsultant za oblast regulacije u energetici i članica Udruženja za pravo energetike Srbije, ljiljana.hadzibabic@gmail.com, ORCID [0000-0002-5131-2448](https://orcid.org/0000-0002-5131-2448)
mrs Iva Đindić Čosić, master pravnik, članica Udruženja za pravo energetike Srbije, iva.djindjic@ems.rs, ORCID [0000-0002-9096-0544](https://orcid.org/0000-0002-9096-0544)
Aleksandar Kovačević, član Udruženja za pravo energetike Srbije, kovac@beotel.net, ORCID [0000-0003-1617-5676](https://orcid.org/0000-0003-1617-5676)

Primena reverznog inženjeringa pri projektovanju radnog kola Peltonove turbine

Using of Reverse Engineering for Design of Peltone Turbine Runner

Radomir Radiša¹, Aleksandar Stepanović¹, Srećko Manasijević¹, Vesna Mandić², Ljubomir Nešovanović¹

¹ Lola Institut, Kneza Višeslava 70a, 11 000 Beograd, Srbija

² Fakultet Inženjerskih Nauka, Univerzitet u Kragujevcu, Sestre Janić 6, 34 000 Kragujevac, Srbija

Rezime - Rad opisuje inovativno rešenje pri revitalizaciji hidrauličnih turbina upotrebom tehnika reverznog inženjeringa i virtuelne proizvodnje. Upotreba modernih digitalnih alata pri razvoju, projektovanju i proizvodnji pokazala je značajne prednosti kod unapređenja postojećih hidrauličnih turbina. Modelska ispitivanja hidrauličnih turbina nisu neophodna, jer se kao polazna osnova koristi postojeća geometrija lopatica turbinskog kola. Digitalni alati omogućuju da se na lak način osvoji geometrija, unaprede hidraulične osobine turbine i ostvari bolji stepen korisnosti, uz minimalne troškove. Cilj je da se prikaže optimizovani oblik i unapređenje radnih karakteristika Peltonove turbine.

Ključne reči - Peltonova turbina, Reverzni inženjering, Konceptualno modeliranje, Metodologije, Digitalni alati

Abstract - The paper describes the innovative solution for revitalization of hydro turbines by using the techniques of reverse engineering and virtual production. The application of modern digital tools in developing, designing and producing shows substantial benefits in improving the existing hydro turbine. Model testing in these cases is not necessary to implement because as the basis is used the known geometry of existing hydro turbine runners and buckets. Digital tools allow a relatively easy way to develop new geometry, improve hydraulic performances of turbines and reach a greater level of usefulness with minimal costs. This paper aims to show optimized geometry and improvement of the Pelton turbine performance using the presented approach.

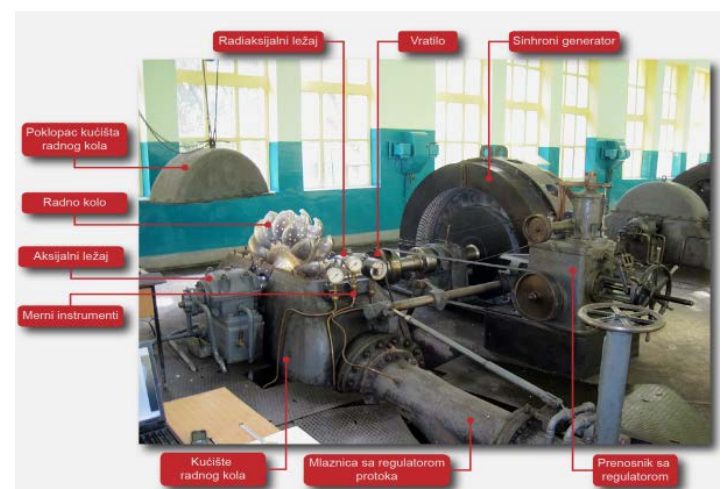
Index Terms - Pelton turbine, Reverse engineering, Conceptual modeling, Methodologies, Digital tools

I UVOD

U radu je data implementacija inovativnih rešenja prilikom revitalizacije postojećih hidroturbina sa primenom na Peltonovoj turbini korišćenjem tehnika reverznog inženjeringa. Cilj je optimizacija oblika radnog kola i povećanje energetske efikasnosti hidroturbina [1]. Ovaj rad daje prikaz tehnika i tehnologija pri revitalizaciji radnog kola Peltonove turbine za mini hidroelektranu „Seljašnica“.

Hidroenergetski potencijal vodotokova vekovima predstavlja značajan izvor energije, tragovi korišćenja energije vode mogu se

pratiti još od drevnih civilizacija Egipta, Mesopotamije, Kine, itd, gde je korišćena za pokretanje prvih mašina. Sa pronalaskom i početkom intenzivnog korišćenja električne energije tokom devetnaestog i početkom dvadesetog veka počinje i nagli razvoj hidrauličnih mašina za njenu proizvodnju. U ranoj fazi eksploatacije hidroenergetskih potencijala proizvedena električna energija retko je prelazila nekoliko stotina kilovata. Danas, primenom savremenih tehnologija i znanja o projektovanju, materijalima i proizvodnji učinjen je veliki napredak u razvoju i poboljšanju hidro-opreme, u cilju zadovoljavanja sve kompleksnijih zahteva. Povećanje cene nafte usled iscrpljivanja postojećih resursa, povećane zabrinutosti o negativnim uticajima sagorevanja uglja – efekat staklene bašte, korišćenje nuklearne energije, pa i uticaj velikih hidroelektrana na prirodnu okolinu, povećali su zanimanje za korišćenje hidroenergetskih potencijala malih vodotokova u svim delovima sveta. To je uslovalo razvoj modernih hidroturbina, koje mogu da rade u uslovima malih protoka i padova vodene mase.

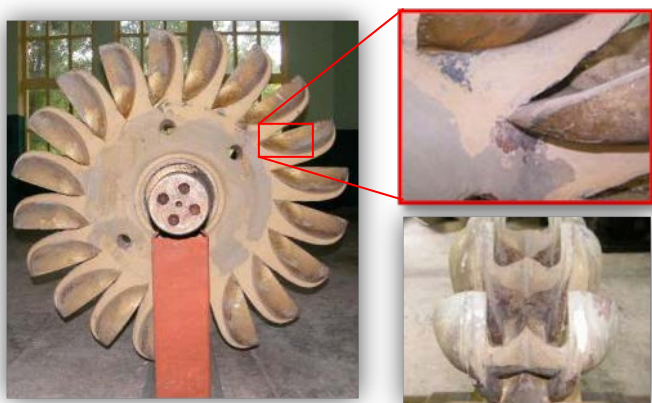


Slika 1. Prvi agregat - Peltonova turbina MHE „Seljašnica“

U prvoj fazi potencijalna energija vodene mase pokreće hidrauličnu turbinu i pretvara se u mehaničku energiju, a u drugoj fazi ova mehanička energija pokreće generator koji je pretvara u električnu energiju. Snaga proizvedene električne energije zavisi od protoka vode i razlike u nivou između nivoa gornje i donje vode.

II OPIS MHE "SELJAŠNICA"

MHE 'Seljašnica' kod Prijepolja je jedna od 31 koja je u pogonu, ali radi sa smanjenim kapacitetom usled oštećenja radnog kola jednog agregata. Izgrađena je i puštena u rad 1952. godine sa instalisanom snagom od 1.260 kVA, projektovanom maksimalnom snagom koju predaje elektromreži od 800 kW i sa padom od 160 m. Posедуje dva sinhrona generatora snage 2x630 kVA. Napon priključenja na mrežu je 10 kV. Godišnja proizvodnja električne energije iznosi oko 3 GWh, slika 1.



Slika 2. Radno kolo iz 1952. godine sa karakterističnim oštećenjima u korenu lopatice, na sečici i na košu

Prvobitna radna kola Peltonove turbine u MHE 'Seljašnica' su bila izrađena od bronzе, slika 2. Usled eksploatacije, dinamičkih opterećenja, erozije, kavitacije i raznih nečistoća iz vode došlo je do njihovog znatnog oštećenja što je uslovlilo gubitke u snazi > 60 %. Merenjеm proizvedene količine električne energije, investitor je utvrdio da je proizvedena količina energije na godišnjem nivou, znatno umanjena u odnosu na nominalne vrednosti. Na osnovu toga je zahtevao revitalizaciju radnog kola turbine.



Slika 3. Radno kolo iz 1978. godine tip Pelton P1 0.9/120, Litostroj

Radno kolo na agregatu br.1 je zamenjeno 1978. godine, slika 3. Tip turbine: Pelton P1 0,9/120, Litostroj. Ovo radno kolo je izrađeno kao monolitni odlivak od nerđajućeg čelika, ručno obrađeno i projektovano je sa sledećim parametrima:

- nominalni broj obrtaja: od 500 o/min,
- maksimalni broj obrtaja: 900 o/min,
- prečnik vratila: 150 mm,
- prečnik glavčine turbinskog kola 220 mm,
- prečnik turbinskog kola u podnožju lopatica 700 mm,
- spoljni (najveći) prečnik turbinskog kola oko 1180 mm,
- širina glavčine turbinskog kola: 300 mm,
- širina lopatica: 320 mm,
- dužina lopatica: oko 280 mm.

Upravo ovo radno kolo je poslužilo kao polazni model za razvoj i projektovanje novog koje treba da zameni postojeće radno kolo iz 1952. godine, primenom tehnika reverznog inženjerstva gde se na osnovu postojećeg objekta mogu pronaći njegove konstruktivne karakteristike. Na ovaj način izbegnuto je skupo i dugotrajno modelsko ispitivanje radnih kola u cilju postizanja zahtevanih projektnih parametara [2].

II DIGITALIZACIJA RADNOG KOLA PELTONOVE TURBINE

Reverzni inženjering u modernom smislu podrazumeva korišćenje specijalne opreme (hardver i softver) za dobijanje geometrijskih podataka koji se koriste za stvaranje virtuelnog trodimenzionalnog modela koji odgovara originalu. Grubo, moguće je na tri načina dobiti potrebne podatke: kontaktno, beskontaktno i destruktivno. Dobijeni podaci su najčešće u obliku dvodimenzionalnih slika poprečnih preseka ili oblaka tačaka, definišu geometriju modela i pomoću posebnih softverskih paketa pretvaraju se u trodimenzione geometrijske modele [3].



Slika 4. Laserski skener

Kontaktne metode (mehaničke ruke, CNC koordinatne merne mašine) imaju veliku tačnost. Beskontaktnе metode rade na

principu projektovanja energetskih izvora (svetlosti, zvuka, magnetnih polja,...) na objekte, a potom se merenjem sprovedene ili reflektovane energije dobijaju dvodimenzionalne slike preseka ili oblaci tačaka koji predstavljaju geometriju objekta. Prednosti beskontaktnih metoda su odsustvo fizičkog kontakta između objekta i mernog aparata, dobra tačnost i brzina kao i mogućnost skeniranja objekata velikih gabarita. Destruktivne metode za akviziciju podataka koriste se za merenje malih i kompleksnih objekata. Destruktivne metode omogućavaju snimanje unutrašnjih delova strukture koji su skriveni unutar konture, ali se pri skeniranju objekat uništava [4].

Za digitalizaciju radnog kola Peltonove turbine primenjen je beskontaktni metod digitalizacije, pri tom je korišćen laserski skener ZScanner 700 proizvođača Z Corporation i softverski paket Geomagic Studio 12, slika 4. Ovako ukomponovan sistem odlikuje velika brzina skeniranja (akvizicije) do 18.000 tačaka u sekundi, dobra tačnost do 50 μm (XY) i rezolucija od 0,1 mm po Z-osi.

Sam proces digitalizacije se sastoji iz nekoliko koraka: 1. čišćenje objekta koji se skenira, 2. matiranje sjanih površina, 3. postavljanje markera na skenirani objekat, 4. kalibracija sistema za skeniranje, 5. akvizicija – formiranje poligona, odnosno oblaka tačaka, slika 5.

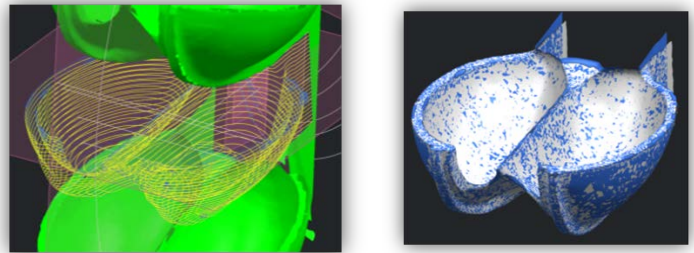


Slika 5. Proces digitalizacije radnog kola Peltonove turbine

IV FORMIRANJE CAD MODELA

Na osnovu dobijenog oblaka tačaka pristupa se formiranju 3D CAD modela. U ovom slučaju to je urađeno u okruženju Siemens/UGS NX. Proces se, ukratko, sastoji u sledećem: prvo se pronalaze osnovni geometrijski elementi kao što su ose i ravni simetrije nekom od metoda numeričke matematike, na osnovu

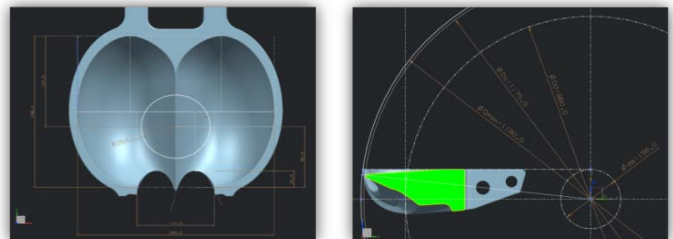
njih se vrši filtriranje i redukovanje (smanjivanje) dobijenog oblaka tačaka čime se znatno olakšava rad i rasterećuju računarski resursi, zatim se formiraju analitičke krive i površine čime se model zatvara u zapreminski, solid model, slika 6 [5].



Slika 6. Formiranje analitičkih krivih i analitičkih površina

Kako objekat koji se digitalizuje sadrži neka odstupanja od projektovanih parametara koja su posledica grešaka izrade i/ili montaže, tako i sam sistem za digitalizaciju radi sa određenom tačnošću. Konačan, digitalizovani, model će sadržati greške i digitalizovanog objekta i sistema za digitalizaciju. Da bi se te greške eliminisale pristupa se parametarskom CAD modeliranju na osnovu dobijenog oblaka tačaka, njihove vrednosti se procenjuju i računski se proveravaju. Tada digitalizovani objekat ne predstavlja ništa drugo do trodimenzionalnu skicu. Izbor o ulasku u proizvodnju sa digitalizovanim modelom ili parametarskim zavisi od složenosti, funkcionalnosti i nameni digitalizovanog objekta kao i rokova izrade.

U ovom slučaju izvršena je parametrizacija digitalizovanog modela, a sa tim je i dobijen sasvim nov oblik lopatice Peltonove turbine, slika 7.



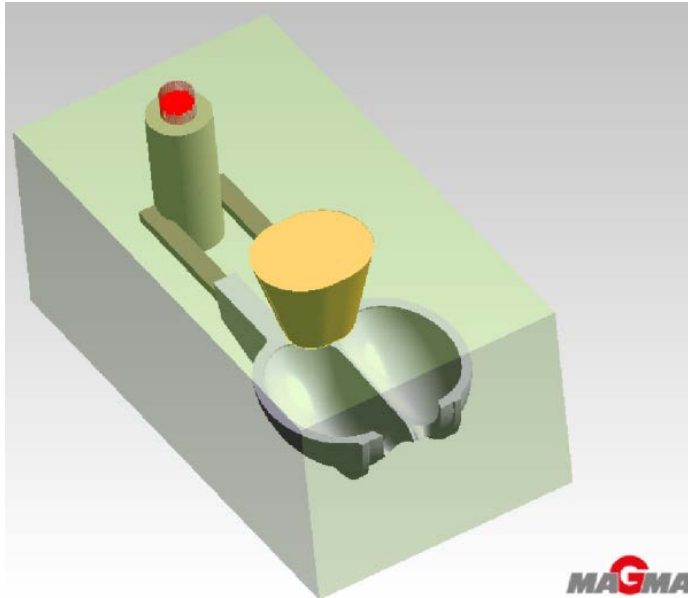
Slika 7. Parametri lopatice Peltonove turbine

V ANALIZA TEHNOLOGIJE LIVENJA LOPATICA PUTEM SOFTVERSKOG PAKETA MAGMASOFT⁵

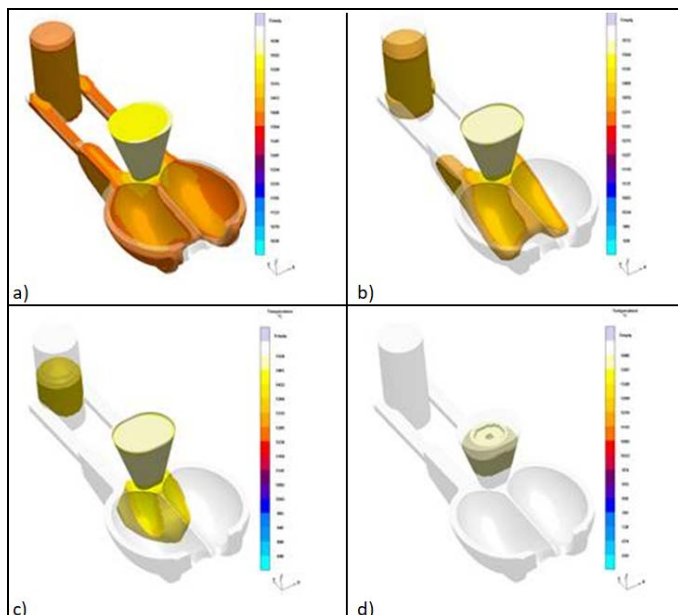
Izrada modela i kalupa za livenje lopatica i diska radnog kola Peltonove turbine je složen proces zbog izuzetno komplikovane geometrije. Pre nego što se pristupi izradi drvenog modela za izradu odlivaka lopatice i diska radnog kola, kompletan proces livenja je simuliran u okruženju MAGMASOFT⁵, što omogućuje optimizaciju svih relevantnih tehnoloških parametara livenja.

MAGMASOFT⁵ je u mogućnosti da radi sa grafičkim formatima kao što su .stl i .step pa se geometrija lopatice i diska radnog kola, prethodno digitalizovana u okruženju Siemens/UGS NX, upotrebljava i za optimizaciju procesa livenja. Na slici 8. je prikazan 3D geometrijski model sistema livenja lopatice radnog kola Peltonove turbine.

Nakon što je simulacija procesa livenja završena, uz pomoć rezultata očvršćavanja, MAGMASOFT⁵ automatski prikazuje rezultate po više kriterijuma koji se koriste za tumačenje kvaliteta odlivka. Prikazani rezultati pomažu pri razumevanju grešaka livenja. Vreme očvršćavanja je 50 minuta. U ovom radu, na slici 9, prikazan je kriterijum *Solid_Temp*.



Slika 8. 3D geometrijski model livenja lopatice radnog kola Peltonove turbine



Slika 9. *Solid_Temp* – očvršćavanje, a) 25 %, b) 50 %, c) 75 % i d) 100 %

VI LIVENJE I OBRADA LOPATICA I DISKA RADNOG KOLA

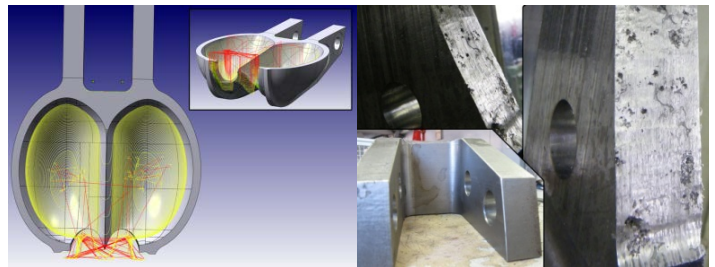
Novodobijeni 3D geometrijski oblik lopatice radnog kola je osnova za definisanje modela za livenje lopatice. Po definisanju mera radnog kola i crteža za izradu pozicija radnog kola izrađen

je drveni model diska i drveni model lopatica za izradu odlivka diska (1 kom) i izradu lopatica diska (18 kom). Materijal diska i lopatica radnog kola je Č.4580 stare oznake po JUS-u. Za taj materijal definisani su dodaci za mašinsku obradu u proseku 1.5 mm do 4 mm na gornjoj ravnoj površini lopatice, kao i procenat skupljanja materijala nakon livenja, koji za ovaj čelik iznosi 2 %. Na slici 10, prikazan je drveni model lopatice i odlivena lopatica, dobijena gravitacionim livenjem u pesku [6].



Slika 10. Drveni model i odlivena lopatica

Drveni model lopatice, sa dodacima za skupljanje materijala i dodacima za mašinsku obradu, izrađen je na CNC mašini. Taj drveni model korišćen je za izradu svih kalupa za livenje lopatica [7]. Mašinska obrada funkcionalnih površina lopatice izvedena je na trosnom obradnom centru HMC 500 uz primenu savremenih reznih alata, koji su omogućili obradu složenih površina lopatice. Karbidni uključci i ostaci peska dovodili su do znatno dužeg vremena obrade pojedinih lopatica u odnosu na lopatice koje nisu imale takve greške. Izgled karbidnih uključaka na ušicama lopatice prikazan je slikom 11. Na istoj slici se vidi obrađena ušica lopatice. S obzirom na tvrdoću lopatice na mestu ušica, a u cilju postizanja paralelnosti površina ušica vršeno je brušenje unutrašnjih površina ušica lopatice. Livenje lopatice izvedeno je u položaju lopatice prikazanom na desnoj strani slike 10 sa hranjenjem centralnog dela lopatica iza ušica [8].



Slika 11. Tehnologija obrade i kvalitet liva lopatice



Slika 12. 3D CAD model sklopa radnog kola i napravljeno radno kolo Peltonove turbine

VII PROIZVEDENO RADNO KOLO TURBINE

Nakon livenja izvršena je mašinska obrada diska i lopatica i montaža istih na disk. Lopatice i disk montirane su na vratilo koje je prethodno obrađeno na mestu konusnog naleganja, tako da se ostvari čvrsto naleganje u konačnom aksijalnom položaju diska na vratilu. Montaža je izvršena zagrevanjem diska na 250 °C i pri toj temperaturi je vratilo postavljeno u konusni otvor diska.

Balansiranje radnog kola Peltonove turbine izvršeno je pri znatno većem broju obrtaja od radnog t.j. pri 1500 %/min. Primenom softvera za raspored lopatica na radnom kolu ostvaren je izuzetno mali debalas mase od 160 gr. Na slici 12 prikazan je CAD model radnog kola i proizvedeno radno kolo [9].

VIII ZAKLJUČAK

U radu je pokazan jedan metod za projektovanje delova složene geometrije kakva je lopatica Peltonove turbine. Digitalizacija laserom se pokazala kao veoma efikasna metoda. Važno je napomenuti da je na ovaj način izbegnuto složeno modelsko ispitivanje koje je obavezno kod projektovanja turbina. Kao model je iskorišćeno postojeće radno kolo sa poznatim karakteristikama i na osnovu njega je konstruisano novo radno kolo sa većim stepenom korisnosti. U radu je stavljeno težište na problematiku formiranja CAD modela lopatice radnog kola i nije pokazan proračun koji je prilikom njegovog konstruisanja sproveden. Na osnovu dobijenog modela izvršeno je livenje a zatim obrada na CNC obradnom centru, a kasnije i montaža radnog kola i turbine.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Finansiranje realizacije naučnoistraživačkog rada vrši MPNTR po Ugovoru Evid. Br. 451-03-68/2022-14/ 200066.

LITERATURA/REFERENCES

[1] Raja, V., Fernandes, K., *Reverse Engineering – An Industrial Perspective*,

Springer-Verlag, London, 2008.

- [2] Vesely, J., Varner, M., *A Case Study of upgrading of 62.5MW Pelton Turbine*, CKD Blansko internal report. 2006.
- [3] Gao, J., Chen, X., ZHeng, D., Yilmaz, O., Gindi, N. Adaptive restoration of complex geometry parts through reverse engineering application, *Advances in Engineering Software*, Vol. 37, No. 9, pp. 592-600, 2006. <https://doi.org/10.1016/j.advengsoft.2006.01.007>
- [4] Bagci, E. Reverse engineering application for recovery of broken or worn parts and re-manufacturing: Three case studies, *Advances in Engineering Software*, Vol. 40, No. 6, pp. 407-418, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.advengsoft.2008.07.003>
- [5] Chen, L.C., Lin, G.C.I. Reverse engineering in the design of turbine blades – a case study in applying the MAMPD, Robotics and Computer Integrated Manufacturing, Vol.16, No. 2, pp. 161-167, 2000. [http://doi.org/10.1016/S0736-5845\(99\)00044-7](http://doi.org/10.1016/S0736-5845(99)00044-7)
- [6] Radiša, R., Gulišija, Z. Virtual manufacturing of casting using CAE techniques, metals and alloys casting simulation – savings in Serbian foundries and tool-rooms, in: Kuzmanovic, S., (Ed.), *Machine design-2009*, pp. 271-276, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad, 2008.
- [7] Radiša, R., Marković, S., Pristavec, J., Kvrđić, V., Manasijević, S. Use of CAE techniques in virtual design of metalcasting technology-saving in Serbian foundries, in *Proc. 48th International Foundry Conference* Portorož, Slovenija, pp. 1-8, Septembar 2008.
- [8] Manasijević, S., Radiša, R., Marković, S., Raić, K., Aćimović-Pavlović, Z. Implementation of the infrared thermography for thermo-mechanical analysis of the AlSi cast piston, *Practical Metallography*, Vol. 46 No. 11, pp. 565-579, 2009. <https://doi.org/10.3139/147.110015>
- [9] Najdenov, I., Radiša, R., Raić, K. Microeconomics of the materials and energents consumption in a simulated copper casting process, *La Metalurgia Italiana*, Vol. 104, No. 5, pp. 51-56, 2012.

AUTORI/AUTHORS

Radomir Radiša, dipl. maš. inž., Lola Institut, Radomir.Radisa@li.rs

Aleksandar Stepanović, dipl. maš. inž., Lola Institut, Aleksandar.Stepanovic@li.rs

dr Srećko Manasijević, dipl. inž. met., Lola Institut, Srecko.Manasijevic@li.rs, ORCID [0000-0002-4277-9783](https://orcid.org/0000-0002-4277-9783)

dr Vesna Mandić, dipl. maš. inž., Fakultet Inženjerskih Nauka, Univerzitet u Kragujevcu, mandic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0003-1624-3536](https://orcid.org/0000-0003-1624-3536)

Ljubomir Nešovanović, dipl. maš. inž., Lola Institut, Ljubomir.Nesovanovic@li.rs, ORCID [0000-0002-7265-1596](https://orcid.org/0000-0002-7265-1596)

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