

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.06)

C1.06

**ANALIZA EKSPLOATACIONIH I FINANSIJSKIH POKAZATELJA RADA
POSTROJENJA ZA PROIZVODNJU ZELENOG VODONIKA I GASNE TURBINE SA
NAMEŠAVANJEM VODONIKA****ANALYSIS OF OPERATIONAL AND FINANCIAL PERFORMANCE INDICATORS OF A
GREEN HYDROGEN PRODUCTION PLANT AND A GAS-FIRED TURBINE WITH
HYDROGEN BLENDING****Isidora Dinčić, Vladimir Antonijević, Dušan Vlaisavljević***

Kratak sadržaj: Integracija obnovljivih izvora energije i težnja za dekarbonizacijom stvorile su potrebu za razvojem fleksibilnih postrojenja i efikasnih metoda direktnog i/ili indirektnog skladištenja električne energije. Ovaj rad analizira eksploatacione karakteristike postrojenja koje čini elektrolizer za proizvodnju zelenog vodonika i gasna turbina koja ima mogućnost namešavanja vodonika, uz sistem za skladištenje vodonika. S obzirom na sve veću volatilnost cena električne energije, fleksibilnost ovakvog sistema može igrati ključnu ulogu u njegovoj ekonomskoj isplativosti, ali ostaje pitanje da li su očekivane koristi dovoljne da opravdaju početne investicije i operativne troškove. Simulacije rada sistema izvedene su u Plexos softverskom alatu, pri čemu su analizirane različite konfiguracije sistema i njihova osetljivost na promene uslova na tržištu električne energije i prirodnog gasa. Prikazani su operativni i eksploatacioni pokazatelji, uključujući ukupni ostvareni prihod od prodate električne energije, troškove rada, goriva i emisija ugljen-dioksida. Takođe su ocenjivani finansijski indikatori poput neto sadašnje vrednosti (NPV), interne stope prinosa (IRR) i drugih, uz pretpostavljene vrednosti investicionih ulaganja (CAPEX) i operativnih troškova rada i održavanja (OPEX). Iako rezultati pokazuju da određene strategije mogu poboljšati ekonomsku održivost sistema, ključni izazovi ostaju: velika početna ulaganja, zavisnost od nestabilnih cena električne energije i prirodnog gasa, kao i regulatorna neizvesnost u vezi s vodonikom. Stoga, iako vodonična rešenja imaju značajan potencijal, njihova dugoročna tržišna održivost zahteva dodatna istraživanja i realističniju procenu rizika.

Ključne reči: zeleni vodonik, namešavanje vodonika, skladištenje energije, tržište električne energije, emisije ugljen-dioksida, gasna turbina

Abstract: The integration of renewable energy sources and the need for decarbonization have created the need for the development of flexible plants and efficient methods for direct and/or indirect energy storage.

* Isidora Dinčić, EKC, isidora.dincic@ekc-ltd.com

Vladimir Antonijević, Elektrotehnički fakultet, antonijevic@etf.bg.ac.rsDušan Vlaisavljević, EKC, dusan.vlaisavljevic@ekc-ltd.com

This paper analyzes the operation of a facility that includes an electrolyzer for green hydrogen production, a gas turbine that utilizes hydrogen blending, and a hydrogen storage system. Given the increasing volatility of electricity prices, the flexibility of such a system can play a key role in its economic viability. However, the question remains whether the expected benefits are sufficient to justify the initial investment and operational costs. System operation simulations were performed using the Plexos software tool, analyzing various system configurations and their sensitivity to changes in electricity and natural gas market conditions. The study presents operational and performance indicators, including total revenue from electricity sales, operating costs, fuel costs, and CO₂ emissions. Additionally, financial indicators such as net present value (NPV), internal rate of return (IRR), and others were evaluated based on assumed capital expenditures (CAPEX) and operating and maintenance costs (OPEX). Although the results indicate that certain strategies can improve the system's economic sustainability, key challenges remain: high initial investments, dependence on unstable electricity and natural gas prices, and regulatory uncertainty regarding hydrogen. Therefore, while hydrogen-based solutions hold significant potential, their long-term market viability requires further research and a more realistic risk assessment.

Key words: *green hydrogen, hydrogen blending, energy storage, wholesale energy market, CO₂ emission, OCGT gas turbine*

1 UVOD

Sa velikom željom da redukuje negativan uticaj proizvodnje, moglo bi se reći neophodne, električne energije veliki broj zemalja već je krenuo putem prelaska na potpuno održivu energetska tranziciju. Širom sveta snažno se podržavanju istraživanja i razvoja novih tehnologija vezanih za sektor zelene energije. Takođe, usvajaju se ekonomske i političke mere koje su usmerene ka povećanju udela čiste energije u energetskim miksevima. Varijabilni obnovljivi izvori energije uneli su važne promene u rad elektroenergetskog sistema, međutim njihov pun potencijal tek treba osloboditi stvaranjem većeg kapaciteta za skladištenje, smanjenjem zavisnosti od fosilnih goriva i činjenjem distribuiranih energetskih sistema fleksibilnijim i otpornijim.

U okvirima naučne zajednice vodonik je prepoznat kao potencijalno vrlo važan faktor energetske tranzicije. Integracija obnovljivih izvora energije i procesi dekarbonizacije zahtevaju razvoj efikasnih tehnologija za proizvodnju, skladištenje i upotrebu vodonika, posebno u energetici, industriji i transportu. Trenutno, potrošnja vodonika u EU iznosi oko 7,2 miliona tona godišnje, pri čemu preko 99% potiče iz fosilnih goriva [1]. S druge strane, proizvodnja obnovljivog vodonika putem elektrolize je veoma ograničena – svega oko 22 hiljade tona godišnje, sa ukupno instaliranim kapacitetom elektrolizera od oko 200 MW, što je daleko ispod ciljeva zacrtanih evropskom strategijom od najmanje 40 GW do 2030. godine [1].

Prema nedavno objavljenom izveštaju Agencije za saradnju energetskih regulatora (ACER), neophodno je ubrzati razvoj projekata i povećati kapacitete za elektrolizu, kako bi se ostvario cilj od 20 miliona tona potrošnje obnovljivog vodonika u Evropskoj Uniji do 2030 [1]. godine. Ključni izazovi sa kojima se susreće tržište vodonika uključuju visoke početne troškove, regulatorne neizvesnosti i nestabilnosti cena električne energije i prirodnog gasa. Trenutni troškovi proizvodnje obnovljivog vodonika su tri do četiri puta veći u poređenju sa vodonikom dobijenim iz fosilnih goriva [2], što predstavlja značajnu prepreku za njegovu masovnu implementaciju i prihvatljivost na tržištu.

Ovakva situacija obeshrabruje brže usvajanje tehnologije, posebno u industrijskim sektorima poput proizvodnje čelika, transporta i drugih energetskih intenzivnih industrija, gde bi vodonik mogao igrati ključnu ulogu u dekarbonizaciji.

Projekti zasnovani na integraciji elektrolizera, sistema za skladištenje i turbina za mešavinu vodonika i prirodnog gasa mogu ponuditi značajnu fleksibilnost energetskim sistemima, omogućavajući bolje upravljanje volatilnošću cena električne energije. Ipak, analiza ekonomskih indikatora ovih sistema, kao što su neto sadašnja vrednost (NPV) i interna stopa prinosa (IRR), pokazuje da postoje značajni rizici koji moraju biti pažljivo procenjeni pre realizacije velikih investicija. Stoga, razvoj realističnih strategija i politika, zasnovanih na detaljnim analizama tržišta i uslova finansiranja, postaje ključan za održivu integraciju vodonika u elektroenergetski sistem.

2 VODONIK I NJEGOVA PRIMENA U ENERGETICI

Vodonik je najrasprostranjeniji element u svemiru. Međutim, na Zemlji se retko može naći u molekularnom gasovitom obliku; umesto toga, obično je vezan za druge elemente, formirajući jedinjenja poput vode, ugljovodonika ili biomase. Energija vodonika mogla bi imati široku primenu u energetici, zahvaljujući njegovom potencijalu da služi kao alternativa fosilnim gorivima. U poređenju sa uobičajenim gorivima vodonik ima visoku gravimetrijsku energetsku gustinu, što ga čini obećavajućom opcijom za skladištenje energije. Vodonik je energetski nosilac koji može da prenosi, skladišti i da učestvuje u proizvodnji električne energije što mu daje epitet veoma značajnog faktora u razvijanju globalne svetske energetske situacije. Vodonik se može koristiti za proizvodnju električne energije putem gorivnih ćelija, koje hemijskom reakcijom između vodonika i kiseonika generišu električnu energiju, pri čemu je jedini nusproizvod voda. Gorivne ćelije se primenjuju u različitim sektorima, uključujući transport, stacionarne energetske sisteme i prenosne elektronske uređaje. Iako su vozila sa gorivnim ćelijama (*Fuel cell vehicle*, FCEV), poput *Toyota Mirai* vozila, najpoznatiji primeri korišćenja vodonika u transportu, postoje i istraživanja i razvoj vozila koja koriste motore sa unutrašnjim sagorevanjem prilagođene za sagorevanje vodonika. Ovi motori funkcionišu slično tradicionalnim motorima sa unutrašnjim sagorevanjem, ali umesto benzina ili dizela koriste vodonik kao gorivo. Prednost ovakvih motora je mogućnost korišćenja postojeće tehnologije motora uz modifikacije za rad na vodonik, dok je izazov obezbeđivanje efikasnog sagorevanja i rešavanje pitanja emisija azotnih oksida (NO_x) zbog visokih temperatura sagorevanja. Vodonik primenu pronalazi i u procesima teške industrije i hemijske industrije. U teškoj industriji, poput proizvodnje čelika, cementa i hemikalija, vodonik može igrati važnu ulogu u dekarbonizaciji procesa. Zamena fosilnih goriva zelenim vodonikom, proizvedenim elektrolizom vode korišćenjem obnovljivih izvora energije, može značajno smanjiti emisije CO_2 .

2.1 Osobine vodonika i izazovi pri sagorevanju vodonika

Prirodni gas je standardno gorivo koje se danas koristi u velikoj većini gasnih turbina. Vodonik se od prirodnog gasa razlikuje po nekoliko ključnih osobina koje su važne za proces sagorevanja u gasnim turbinama:

1. **Specifična težina:** Vodonik ima najmanju specifičnu težinu od svih supstanci, što znači da je izuzetno lagan gas.
2. **Gustina:** Vodonik je otprilike osam puta lakši od metana (CH_4).

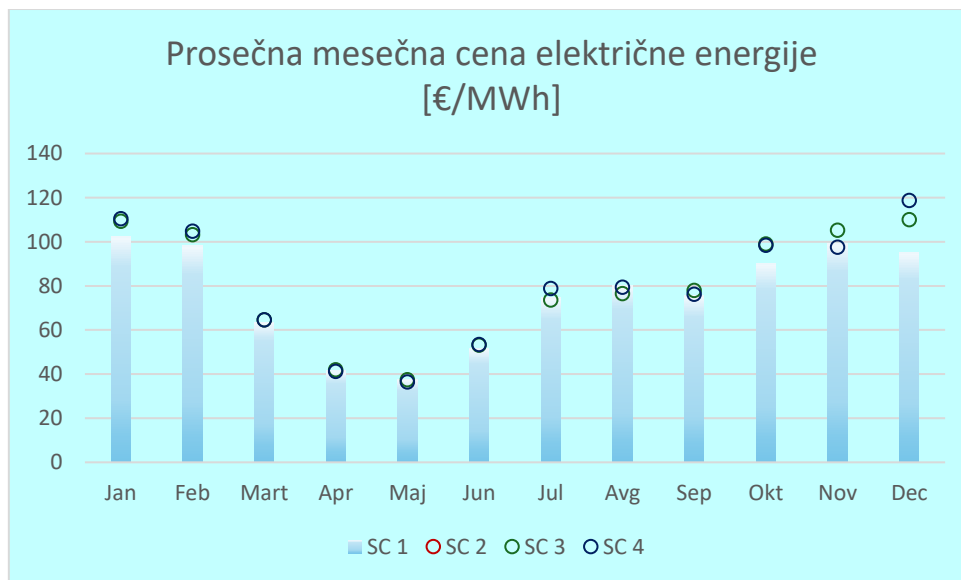
3. **Energetska vrednost:** Energetska vrednost vodonika iznosi približno 120-142 MJ/kg, dok je energetska vrednost čistog metana oko 50-55 MJ/kg [3].
4. **Volumetrijska toplotna moć:** Volumetrijska toplotna moć vodonika je 10,8 MJ/m³, dok je volumetrijska toplotna moć metana znatno viša i iznosi 35,8 MJ/m³ [4].
5. **Adijabatska temperatura plamena:** Adijabatska temperatura plamena vodonika u vazduhu iznosi oko 2.045°C, dok je temperatura plamena metana oko 1.960°C [5].
6. **Brzina plamena:** Vodonik je visoko reaktivan u odnosu na prirodni gas i ima značajno veću brzinu plamena. Brzina plamena vodonika iznosi oko 3 m/s, dok je brzina plamena prirodnog gasa oko 0,3 m/s [5].

Iako vodonik ima višu gravimetrijsku toplotnu moć (oko 120-142 MJ/kg), njegova veoma niska gustina čini da njegova volumetrijska moć (*Volumetric low heating value*, VLHV) bude gotovo 3,5 puta manja u poređenju sa prirodnim gasom. Kako bismo postigli isti energetska sadržaj između vodonika i prirodnog gasa potrebno je da vodonik zauzme skoro 3,5 puta veću zapreminu od one koju zauzima prirodni gas. Opisana osobina vodonika najveća je prepreka široj primeni vodonika, kao alternativnog goriva. Kod turbina koje prelaze na sagorevanje vodonika potrebno je ili povećati veličinu same turbine i skladišta ili povećati pritisak pod kojim se gas nalazi. Pored ovog svakako postoje i drugi izazovi vezani za sagorevanje vodonika u gasnim turbinama. Jedan od izazova je i visoka temperatura plamena vodonika, što može zahtevati dodatne mere hlađenja kako bi se delovi turbine zaštitili od termalnog naprezanja. Međutim, pored svega navedenog proizvođač Siemens Energy planira da do 2030. godine komercijalizuje gasne turbine sposobne za rad na 100% vodonika [6].

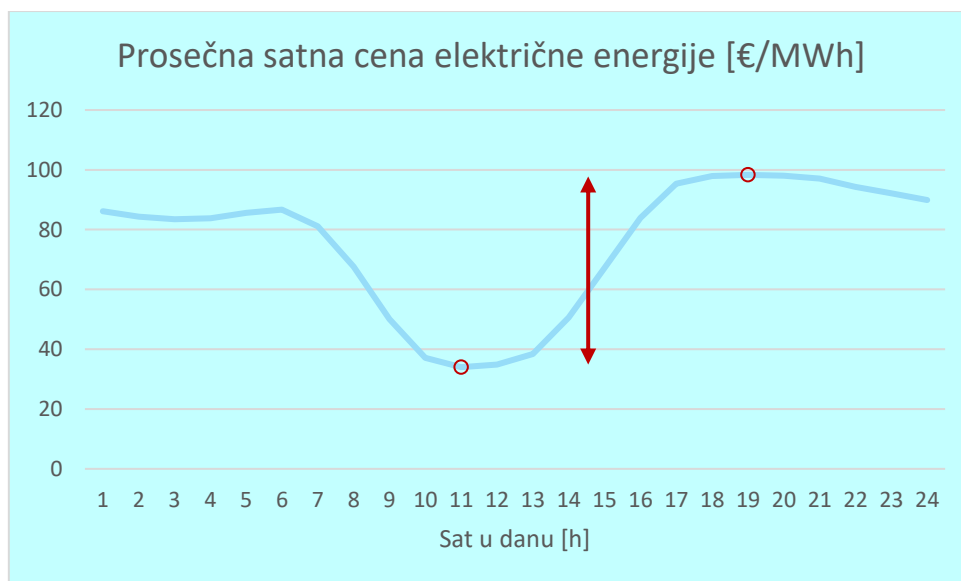
3 KORELACIJA PROJEKTOVANIH USLOVA NA TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE SA RADOM ANALIZIRANOG POSTROJENJA

Optimizacija rada elektroenergetskog sistema u uskoj je sprezi sa uslovima koji vladaju na tržištu električne energije. Integracija varijabilnih obnovljivih izvora energije u značajnoj meri je uticala na trend kretanja cena električne energije na tržištu, kao i na amplitudu koju cene električne energije dostižu. U ovom momentu jasno je da nas u narednim decenijama očekuje visok nivo proizvodnje električne energije u podnevnim satima kada solarne elektrane rade u okvirima njihovog punog kapaciteta. Takođe, izvesna je i već prisutna pojava volatilnosti cena električne energije kako na sezonskom tako i na dnevnom nivou. Stalni porast cene emitovane tone ugljen-dioksida vrši krucijalni uticaj na sve veću nekonkurentnost blokova koji električnu energiju proizvode sagorevanjem fosilnih goriva. Svedoci smo da je u poslednjih nekoliko godina svetska geopolitika izvršila značajan uticaj na cenu prirodnog gasa, što je rezultovalo nestabilnim cenama električne energije na tržištu. Slika 1 prikazuje projekcije prosečnih mesečnih cena na tržištu električne energije za market zonu Srbije za 2040 godinu. Scenariji od 1 do 4 razlikuju se po ceni prirodnog gasa, te Slika 1 daje i pregled varijacije prosečnih mesečnih cena električne energije u zavisnosti od cene prirodnog gasa. U okviru Scenarija 1 usvojena je projekcija cene prirodnog gasa od 5.7 EUR/GJ [7], dok se cena od Scenarija 2 do Scenarija 4 povećava za po 20% respektivno. Na tržištu električne energije tokom 2040. godine očekuje se izrazita sezonalnost cena, gde prosečna cena električne energije za maj mesec iznosi 37,58 EUR/MWh, dok prosečna cena u januaru iznosi 102,32 EUR/MWh. Veći uticaj promene cene prirodnog gasa na cene električne energije uočava se u zimskim mesecima, kada je cena električne energije visoka usled povećane potrošnje i deficita proizvodnje iz solarnih i hidro elektrana. Slika 2 prikazuje kretanje prosečnih satnih cena u okviru jednog dana, za podatke dobijene u okviru Scenarija 1.

Cena prikazana za prvi sat u danu predstavlja srednju vrednost od 365 vrednosti dobijenih za prvi sat svakog dana analizirane godine. Zaključujemo da razlika između najviše ostvarene cene i najniže ostvarene cene u jednom prosečnom danu iznosi 64,3 EUR/MWh. Satne cene na veleprodajnom tržištu Republike Srbije za 2040. godinu projektovane su na osnovu izrađenog simulacionog modela Jugoistočne Evrope. Detaljan opis ulaznih podataka korišćenih prilikom izrade modela dat je u potpoglavlju 4.1 ovo rada.



Slika 1: Prosečne mesečne cene za RS market zonu u 2040. godini



Slika 2: Prosečna satna cena električne energije za RS market zonu u 2040.godini

Imajući u vidu sve prethodno navedeno jasno je da će postojati povećana potreba za fleksibilnim tehnologijama kao i za direktnim i/ili indirektnim skladištima električne energije. U ovom radu analizira se postrojenje koje ima potencijal da odgovori na opisane potrebe elektroenergetskog sistema. Elektrolizeri su izrazito fleksibilni potrošači koji u veoma kratkom vremenskom periodu mogu promeniti svoju radnu tačku.

Elektrolizer sa propusnom membranom za protone (*Proton Exchange Membrane-PEM*) u mogućnosti je da iz stanja toplog starta svoju maksimalnu radnu tačku dostigne za manje od 10 sekundi [8], čime se PEM elektrolizer izdvaja kao element koji bi u periodima niskih cena mogao da povećava svoju potrošnju i proizvodi vodonik. Sa druge strane, gasna elektrana može sagorevati smešu proizvedenog vodonika i prirodnog gasa u satima kada je cena na tržištu visoka i time ostvariti visok prihod od prodaje električne energije. Međutim, gasna turbina će sve dok u smeši goriva postoji prirodni gas, prilikom sagorevanja emitovati ugljen-dioksid što može značajno uticati na ostvareni profit.

4 POSTAVKA SIMULACIONIH MODELA

Simulacije rada analiziranog postrojenja vršene su u *Plexos* softverskom alatu. Svaka simulaciona postavka analizirana je za tri različite klimatske godine. Klimatske godine birane su tako da oslikavaju prosečnu, vlažnu i sušnu hidrologiju. Ovakvim pristupom uvažava se osetljivost rezultata na objektivne promene na tržištu električne energije koje su uslovljene različitim klimatskim uslovima, a koje imaju osetan uticaj na rad energetskog sektora.

4.1 Ulazni podaci

Satne cene na veleprodajnom tržištu Republike Srbije za 2040. godinu projektovane su na osnovu izrađenog simulacionog modela Jugoistočne Evrope. Modelovanje je sprovedeno na nivou svake pojedinačne elektrane regiona Jugoistočne Evrope, a na osnovu podataka iz ENTSO-E TYNDP 2024 i ostalih relevantnih planerskih podloga. Od planerskih podloga, prilikom modelovanja korišćeni su Nacionalni energetski i klimatski planovi, podaci koje objavljuju operatori prenosnih sistema kao i zvanični podaci proizvodnih kompanija [9], [10], [11].

Značajan uticaj na eksploatacione i finansijske pokazatelje rada analiziranog postrojenja vrše cena prirodnog gasa i cena po toni emitovanog ugljen-dioksida. Prema zvaničnim projekcijama za 2040 godinu EU ETS cena emisija ugljen-dioksida iznosiće 147 EUR/t, dok će cena prirodnog gasa biti 5.7 EUR/GJ [7]. U okviru ovog rada analizirana je osetljivost eksploatacionih i finansijskih pokazatelja rada analiziranog postrojenja na pomenute faktore. Stoga će cena prirodnog gasa i cena emisija ugljen-dioksida biti varirani, u skladu sa procenom autora a u cilju što verodostojnijeg opisa rada analiziranog postrojenja.

Siemens Energy je proizvođač koji trenutno prednjači u proizvodnji i prodaji gasnih turbina koje imaju mogućnost namešavanja vodonika. Za potrebe ove analize odabrane su karakteristike gasne turbine SGT – 800, pomenutog proizvođača. Kako proizvođač navodi ova turbina je u mogućnosti da sagoreva do 75% vodonika u smeši vodonika i prirodnog gasa [6]. *Siemens Energy* nudi više različitih instalisanih snaga SGT – 800 tipa gasne turbine. Emisije ugljen-dioksida pri proizvodnji električne energije iz gasne turbine nove generacije, za sagorevanje 100% prirodnog gasa, procenjene su na 490 kg CO₂/MWh [11]. Tabela I daje pregled osnovnih parametara odabrane turbine, preuzetih sa sajta proizvođača.

Tabela I: Osnovni parametri gasne turbine

Gasna turbina	Izlazna snaga	Efikasnost	Potrošnja goriva	Frekvencija
SGT - 800	62 MWe	41.1%	8759 kJ/kWh	50/60 Hz

Postrojenje za proizvodnju vodonika, proizvođača Nel Hydrogen, odabran je za potrebe ove analize zbog njegove izražene fleksibilnosti što ga kvalifikuje za kompatibilan rad sa varijabilnim obnovljivim izvorima energije. PEM elektrolizer, PSM serije proizvođača Nel Hydrogen [12] sastoji se od osam modularnih ćelija za elektrolizu vode, svaki snage 1.25 MW. Efikasnost ovog elektrolizera iznosi 73%. Koristeći modularni pristup proizvodnji vodonika, PSM je dizajniran da obezbedi garantovane i ponovljive performanse po modulu, nudeći isplativo rešenje za proizvodnju vodonika na svim skalama, od MW do GW projekata. Za proces elektrolize vode i proizvodnju vodonika bitno je koristiti vodu visoke čistoće, što obično znači destilovanu vodu.

Komprimovani rezervoari za skladištenje vodonika omogućavaju brzo i efikasno povlačenje vodonika u gasnom stanju, što ih čini posebno pogodnim za sisteme koji zahtevaju trenutnu isporuku goriva, poput gasnih turbina ili industrijskih procesa. Zbog visokog pritiska (obično 350 ili 700 bar), vodonik je uvek spreman za upotrebu bez potrebe za složenim procesima pretvaranja ili isparavanja, što značajno smanjuje kašnjenja u radu sistema i povećava operativnu fleksibilnost. Međutim, za skladištenje velikih količina za industrijske primene ili čuvanje pravi izbor su slane pećine. Tipične zapremine su reda stotine hiljada kubnih metara sa radnim pritiskom reda veličine 60-200 bar. Obzirom na gore navedeno predložena je kombinovana konfiguracija postrojenja za skladištenje vodonika (slane peći i komprimovani rezervoari).

U Tabela II dat je pregled investicionih ulaganja (CAPEX, *Capital Expenditures*) za svaku od komponenti ovog postrojenja [13], [14], [15]. Troškovi održavanja komponenata postrojenja izraženi su na godišnjem nivou i prikazani u Tabela III [13], [15], [16], [17].

Tabela II: Investicioni troškovi po instalisanoj moći postrojenja

	Gasna turbina	PEM elektrolizer	Sistem za skladište
Investicioni troškovi	800 EUR/kW	350 EUR/kW	300 EUR/kg

Tabela III: Troškovi održavanja komponenata postrojenja

	Gasna turbina	PEM elektrolizer	Sistem za skladište
Godišnji troškovi održavanja	8 EUR/kWh	1,5 % CAPEX	2% CAPEX

4.2 Konfiguracije postrojenja

U ovom radu definisani su i analizirani osnovni scenario i scenariji koji ispituju osetljivost indikatora rada postrojenja na promenu cene prirodnog gasa i emisija ugljen-dioksida. U okviru osnovnog scenarija razmatrane su četiri različite postavke modela. Postavke se međusobno razlikuju prema konfiguraciji komponenti koje čine postrojenje i prema zapreminskom udelu vodonika u smeši goriva.

Prva konfiguracija prikazuje rad izabrane gasne turbine (62 MW), u slučaju da je njeno gorivo prirodni gas. Ova konfiguracija ne sadrži komponente potrebne za proizvodnju i skladištenje vodonika i formirana je u cilju verodostojnog poređenja benefita koje donosi upotreba vodonika u narednim konfiguracijama sistema. Druga konfiguracija sastoji se od gasne turbine (62 MW), elektrolizera (10 MW) i skladišta za vodonik (3 TJ energetske vrednosti vodonika). U okviru druge konfiguracije u gorivo koje gasna turbina sagoreva sačinjeno je od 10% vodonika i 90% prirodnog gasa, gledano zapreminski. Treća konfiguracija se u odnosu na drugu konfiguraciju razlikuje isključivo prema zapreminskom udelu vodonika i prirodnog gasa u smeši goriva, gde vodonik zauzima 30% a prirodni gas 70%. Četvrta konfiguracija predstavlja predimenzionisani sistem, koji pored gasne turbine (62 MW) sadrži 10 elektrolizera ukupne snage od 100 MW i izrazito veliko sezonsko skladište vodonika koje je u mogućnosti da skladišti 100 TJ vodonika. Iako trenutno, u potpunosti neisplativa i sa ograničenim mogućnostima realizacije ovakva konfiguracija analizirana je sa ciljem da se oceni osetljivost eksploatacionih i finansijskih pokazatelja rada opisane tehnologije na ograničenja u instalisanoj moći komponenata sistema. Tabela IV daje tabelarni pregled opisanih konfiguracija.

Tabela IV: Pregled analiziranih konfiguracija postrojenja

Konfiguracija	Instalisana snaga gasne turbine [MW]	Instalisana snaga postrojenja za elektrolizu [MW]	Energetski potencijal skladišta za vodonik [TJ H ₂]	Zapreminski udeo H ₂ u smeši goriva [%]
Broj 1	62	0	0	0
Broj 2	62	10	3	10
Broj 3	62	10	3	30
Broj 4	62	10*10=100	100	30

5 REZULTATI

5.1 Poređenje eksploatacionih i finansijskih pokazatelja analiziranih konfiguracija

Za potrebe ovih analiza usvojena je cena prirodnog gasa od 5,7 EUR/GJ i cena emisija ugljen-dioksida od 73,5 EUR/t. Usvojena cena za emitovanu tonu ugljen-dioksida predstavlja 50% projektovane EU ETS cene za 2040. godinu. Ova cena usvojena je sa pretpostavkom da će Srbija imati određene olakšice u toku procesa pristupanja EU ETS sistemu. U cilju sagledavanja uticaja taksi na emisije CO₂ koje su veće od pretpostavljenih, urađene su i u daljem tekstu opisani scenariji osetljivosti.

Simulacije su rađene za tri različite klimatske godine, a prikazani rezultati predstavljaju srednju vrednost rezultata dobijenih za svaku klimatsku godinu pojedinačno.

Tabela V daje pregled osnovnih parametara rada sistema za svaku analiziranu konfiguraciju pojedinačno. Parametri prikazani u tabeli (Tabela V) imaju sledeće značenje:

- proizvodnja – ukupna proizvodnja gasne turbine [GWh];

- prihod – prihod koji je gasna turbina ostvarila prodajom električne energije na tržištu;
- profit – prihod koji gasna turbina ostvari prodajom električne energije umanjjen za troškove generisanja [MEUR];
- prosečna cena prodatog MWh – prosečna cena po kojoj je prodat 1 MWh proizveden iz gasne turbine [EUR/MWh];
- trošak proizvodnje H₂ – ukupna tržišna vrednost električne energije koju je elektrolizer iskoristio za proizvodnju vodonika [MEUR];
- prosečna cena preuzetog MWh - prosečna cena po kojoj je elektrolizer preuzeo 1 MWh [EUR/MWh].

Tabela V: Osnovni pokazatelji rada analiziranog postrojenja

Konfiguracija		Broj 1	Broj 2	Broj 3	Broj 4
Gasna turbina	Proizvodnja [GWh]	235,36	216,63	50,51	181,03
	Prihod [MEUR]	25,12	23,15	6,40	19,50
	Profit [MEUR]	4,77	5,02	2,51	5,58
	Prosečna cena prodatog MWh [EUR/MWh]	105,81	105,92	121,31	106,23
Elektrolizer	Trošak proizvodnje H ₂ [MEUR]	/	1,36	0,87	1,56
	Prosečna cena preuzetog MWh [EUR/MWh]	/	68,27	47,97	23,36

Primetne su značajne razlike između prihoda i profita koji gasna turbina ostvari. Razlog tome su visoki troškovi proizvodnje električne energije iz gasne turbine. U proizvodne troškove uračunati su troškovi goriva, troškovi ponovnog startovanja turbine, troškovi vezani za emisije ugljen-dioksida i prateći troškovi. Od navedenih troškova, preko 98% čine troškovi goriva i troškovi vezani za takse na emisiju CO₂. Potrebno je uporediti uštedu koja se ostvaruje redukcijom emisija CO₂, koja postoji u slučaju sagorevanja goriva koje u sebi sadrži vodonik, i trošak proizvodnje vodonika umanjjen za trošak kupovine ekvivalentne količine prirodnog gasa. Trošak proizvodnje vodonika možemo razložiti na dve komponente: trošak električne energije uložene u proces elektrolize vode i trošak za kupovinu vode potrebne za proces elektrolize.

Sagledavajući prethodno opisane osobine vodonika, zaključuje se da je za isti energetska sadržaj vodonika i prirodnog gasa potrebno da zapreminski volumen vodonika bude oko 3,5 puta veći od zapreminskog volumena prirodnog gasa. Tako je, u slučaju kada se u gorivnoj smeši nalazi 10% vodonika zapreminski, udeo energetske vrednosti vodonika samo 3,14%.

Emisije CO₂ se u tom slučaju redukuju za svega 3,14% što znači da će gasna turbina proizvoditi 474,6 kgCO₂/MWh umesto 490 kgCO₂/MWh u slučaju kada se sagoreva samo prirodni gas. Prevedeno u evropsku valutu, uzimajući cenu od 0,0735 EUR/kg emitovanog CO₂, dolazi se do zaključka da se ostvaruje ušteda od 1,175 EUR/MWh na račun redukcije emisija CO₂. Za proizvodnju 1 MWh električne energije sagorevajući samo prirodni gas, potrebno je uložiti 8,759 GJ prirodnog gasa. Za slučaj kada se u gorivnoj smeši nalazi 10%_v H₂ za proizvodnju 1 MWh električne energije potrebno je uložiti 8,484 GJ prirodnog gasa. Uvažavajući usvojenu cenu prirodnog gasa od 5,7 EUR/GJ, dolazi se do zaključka da se ostvaruje ušteda od 1,567 EUR/MWh.

Uvažavajući rezultate za konfiguraciju 2 izvodi se sledeća analiza praćena zaključcima. Dodatni prihod koji se ostvaruje učešćem vodonika u gorivnom miksu može se definisati jednačinom (1) i iznosi 0,594 MEUR, dok se dodatni trošak proizvodnje vodonika definiše jednačinom (2) i iznosi 1,98 MEUR.

$$\text{Prihod}_{H_2} = \text{Ušteda od redukcije CO}_2 + \text{Ušteda u kupovini prirodnog gasa} \quad (1)$$

$$\text{Trošak proizvodnje}_{H_2} = \text{Trošak električne energije} + \text{Trošak vode} \quad (2)$$

Zaključuje se da je, pri usvojenim pretpostavkama, dodatni trošak proizvodnje vodonika veći od uštede koju sagorevanje takvog gorivnog miksa donosi.

Veći udeo vodonika u gorivnom miksu uticao bi na veću redukciju troškova emisija CO₂, međutim da bi se taj udeo vodonika postigao povećaće se i ukupni troškovi proizvodnje. Elektrolizeri se optimizuju da rade u satima kada je električna energija najjeftinija. Povećanje potrebe za vodonikom dovodi i do toga da se troškovi po proizvedenom kilogramu vodonika povećavaju jer će elektrolizeri raditi i u manje povoljnim satima. Rezultati za konfiguraciju broj 3 ukazuju na opisan problem, stoga se broj radnih sati gasne turbine izuzetno smanjuje i ukupna godišnja proizvodnja u ovom slučaju iznosi samo 50,51 GWh. Konfiguracija broj 4 dimenzionisana je i analizirana sa namerom da se uoče efekti ovog pristupa bez ograničenja u broju elektrolizera i veličini skladišta. Uzimajući u obzir trenutnu visinu investicionog troška, konfiguracija broj 4 predstavlja više teorijski primer. Sagledavanjem rezultata konfiguracije broj 4 zaključuje se da je razlika, između prosečne cene po kojoj se prodaje MWh proizveden iz gasne turbine i prosečna cena po kojoj se kupuje MWh za proces proizvodnje vodonika, najveća. Međutim ostvareni profit ni blizu nije dovoljno veliki da opravda investiciona ulaganja za konfiguraciju broj 4. Nameće se pretpostavka da bi povećanje udela vodonika u gorivnom miksu uz ovako dimenzionisano skladište moglo da dovede do veoma pozitivnih rezultata. Ovakvu pretpostavku trebalo bi ispitati vršenjem daljih ispitivanja

U cilju sagledavanja pokazatelja isplativosti i poređenja različitih investicionih opcija izračunata je interna stopa povrata (*Internal Rate of Return*, IRR). U tabeli (Tabela VI) prikazani su rezultati proračuna interne stope povrata investicije, posmatrano za životni vek projekta od 25 godina. U okviru proračuna na strani prihoda uvažen je kompletan prihod od prodaje električne energije na tržištu. U okviru rashoda uvaženi su troškovi proizvodnje vodonika, troškovi proizvodnje električne energije iz gasne turbine, kao i fiksni godišnji operativni troškovi svake komponente postrojenja.

Tabela VI: IRR u zavisnosti od konfiguracija postrojenja

	Konfiguracija 1	Konfiguracija 2	Konfiguracija 3
IRR [%]	6,81	-0.56	-11,20

Imajući u vidu prethodno opisanu analizu zaključuje se da će najbolje finansijske benefite ostvariti konfiguracija broj 1, odnosno ona konfiguracija koja sagoreva samo prirodni gas.

Rezultati za konfiguraciju broj 4 nije prikazan iz razloga što ne postoji vrednost diskontne stope koja bi ispunila zahtev da neto sadašnja vrednosti (*Net Present Value*, NPV) bude veća od nule, stoga je nemoguće izračunati IRR. Prikazani rezultati dokazuju nedvosmisleni ekonomski neopravdanost ulaganja u ovakvo postrojenje. Važno je naglasiti da faktori kao što su volatilitet cena na tržištu električne energije, razvoj tehnologija skladištenja vodonika, pad investicionih ulaganja a najviše povećanje udela vodonika u gorivnom miks mogu značajno uticati na opravdanost ulaganja u ovakvo postrojenje.

5.2 Osetljivost rezultata na uvažavanje mogućeg prihoda postrojenja od pružanja balansnih usluga

Elektrolizeri i gasne turbine prepoznati su kao izuzetno fleksibilne komponente sistema, koje u kratkom vremenskom periodu mogu promeniti svoju radnu tačku. Integracijom varijabilnih obnovljivih izvora energije sistem ostaje u deficitu fleksibilnosti. Pružanje usluga balansiranja učešćem na tržištu balansnih usluga princip je koji je u Evropi već implementiran, a kojim entiteti koji nude usluge balansiranja mogu ostvariti značajni finansijski benefit.

Analizirana je osetljivost interne stope povrata analiziranog postrojenja na uvažavanje mogućih prihoda od pružanja usluga balansiranja. U pogledu pružanja balansnih usluga uvažena je potencijalna isporuka balansne rezerve i balansne energije. Balansna rezerva valorizovana je prema trenutnim cenama tercijarne rezerve, koja je pretpostavljena kako za smer na gore tako i za smer na dole¹. Prema Odluci o cenama pomoćnih usluga i cenama zakupa rezerve snage za sistemske usluge sekundarne i tercijarne regulacije za 2025. godinu objavljenoj u Službenom glasniku, cena tercijarne regulacije u smeru povećanja snage iznosi 474,00 dinara/MW. Cena od 474,00 dinara/MW uvažena je i za smer smanjenja snage. U pogledu balansne energije, pretpostavljeno je da će Srbija do 2040. godine postati deo jedinstvenog tržišta u Evropi. Analizirajući trendove i dinamiku na EU balansnim platformama, pretpostavljen je prosečan nivo aktivacije balansne energije od 12% u odnosu na raspoloživu rezervu. Cena balansne energije korelisana je sa cenama na veleprodajnom tržištu, sa cenom aktivacije balansne energije za na gore iznad veleprodajnih cena, a za na dole ispod veleprodajnih cena. Rezultati proračuna interne stope povrata dati su u tabeli (Tabela VII).

Tabela VII: : IRR u zavisnosti od konfiguracija postrojenja uz uvažavanje prihoda od pružanja usluga balansiranja

	Konfiguracija 1	Konfiguracija 2	Konfiguracija 3
IRR [%]	11,77	5,27	-5,32

¹ Tercijarna rezerva na dole se, u ovom trenutku, ne naplaćuje u Srbiji. Međutim, u skladu sa evropskom praksom očekivano je da će se ovaj tip rezerve naplaćivati u 2040. godini.

Pokazuje se da prihod koji može biti ostvaren od pružanja usluga balansiranja značajno može uticati na internu stopu povrata analiziranih konfiguracija postrojenja. U ovom slučaju, pored konfiguracije koja u sebi ne sadrži doprinos vodonika, i konfiguracija koja sagoreva smešu sa 10% udela vodonika postaje investiciono isplativa. Konfiguracija broj 4 ostvaruje najveće prihode od balansnih usluga u odnosu na sve ostale konfiguracije. Razlog tome je desetostruko veći kapacitet elektrolizera. Međutim ni dodatak benefita od pružanja balansnih usluga ne dovodi do pozitivnog NPV pokazatelja, pa samim tim ni do definisanog IRR faktora.

5.3 Osetljivost rezultata na promenu uslova na tržištu emisija CO₂ i prirodnog gasa

Simulirana su varijantna rešenja podeljena u dve grupe. Prva grupa imala je fiksiranu cenu emisija CO₂ od 73,5 EUR/t, a cena prirodnog gasa varirana je tako da zauzima vrednosti koje su za 20%, 40% i 60% veće od prvobitno pretpostavljene cene od 5,7 EUR/GJ. Druga grupa imala je fiksnu cenu prirodnog gasa od 5,7 EUR/GJ dok se cena emisija CO₂ povećavala i zauzimala vrednosti od 75% projektovane EU ETS cene za 2040.godinu (110,25 EUR/t) i 100% projektovane EU ETS cene za 2040.godinu (147 EUR/t).

Sprovedene analize pokazuju trend pada interne stope prinosa u obe analizirane grupe. Razlog ovakvih rezultata nalazi se u činjenici da je zapreminski udeo vodonika koji je izabran za analizu nedovoljno veliki da napravi osetnu redukciju energetske vrednosti prirodnog gasa u gorivnoj smeši. Porast cene prirodnog gasa kao i porast cene emisija ugljen-dioksida povećanjem troškova proizvodnje utiče negativno na eksploatacione i finansijske pokazatelje rada analiziranog postrojenja. U okolnostima visoke cene prirodnog gasa i visoke cene emisija ugljen-dioksida sansu na tržištu moglo bi da ima postrojenje koje u gorivnoj smeši sadrži značajno viši udeo vodonika.

6 ZAKLJUČAK

Na osnovu sprovedenih simulacija i analiza eksploatacionih i finansijskih pokazatelja rada postrojenja za proizvodnju zelenog vodonika i gasne turbine sa namešavanjem vodonika, može se zaključiti da vodonične tehnologije imaju potencijal da doprinesu povećanju fleksibilnosti elektroenergetskog sistema i smanjenju emisija ugljen-dioksida. Međutim, prema ulaznim podacima koji su usvojeni u radu, u većini analiziranih slučajeva nisu dobijeni povoljni finansijski pokazatelji koji bi opravdali ekonomska ulaganja u ovakve projekte u postojećim tržišnim uslovima.

Rezultati ukazuju na to da manji udeo vodonika u gorivnom miksu ne obezbeđuje dovoljnu finansijsku uštedu, te da se povećanjem udela vodonika potencijalno može ostvariti veća ušteda emisija CO₂, ali uz značajno povećanje troškova proizvodnje vodonika. Uprkos tome, scenariji koji uključuju uvažavanje potencijalnog prihoda od pružanja balansnih usluga pokazuju da bi konfiguracije sa manjim udelom vodonika mogle postati isplative pod određenim uslovima.

Pretpostavlja se da bi značajno veći udeo vodonika u gorivnom miksu, mogao da dovede do izrazito pozitivnih promena u pogledu isplativosti ovako zamišljenog postrojenja. Međutim, kako bi se visok udeo vodonika u gorivnom miksu mogao postići neophodan je dalji razvoj tehnologija za bezbedno skladište vodonika. Velika volatilnost cena na tržištu, razvoj tehnologije skladištenja vodonika, kao i pad investicionih troškova faktori su koji mogu značajno promeniti zaključne vezane za isplativost ulaganja u ovakvo postrojenje.

Dalja istraživanja treba da budu usmerena ka optimizaciji tehnoloških rešenja i ekonomskih modela kako bi se omogućilo povećanje udela vodonika u gorivnom miksu.

Neophodno je detaljnije istražiti uticaje regulatornih politika, smanjenja investicionih troškova i razvoja tržišta balansnih usluga na dugoročnu ekonomsku održivost vodoničnih sistema. Povećanje udela vodonika u gorivnom miksu predstavlja ključni pravac kome bi se moglo stremiti u cilju efikasne implementacije opisane tehnologije, koja bi mogla doprineti dekarbonizaciji i fleksibilnosti elektroenergetskih sistema.

7 LITERATURA

- [1] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), "ACER Market Monitoring Report 2024 – Hydrogen Markets", ACER, Ljubljana, Slovenia, 2024.
- [2] Hydrogen Europe, "Clean Hydrogen Monitor 2023", Hydrogen Europe, Brussels, Belgium, November 2023.
- [3] World Nuclear Association. (2020). Heat Values of Various Fuels.
- [4] International Energy Agency (IEA). (2022). Global Hydrogen Review 2022. International Energy Agency, Paris.
- [5] National Energy Technology Laboratory (NETL). (2022). A Literature Review of Hydrogen and Natural Gas Turbines: Current State of the Art with Regard to Performance and NO_x Control. DOE/NETL-2022/3812, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
- [6] Siemens Energy. (2024). Hydrogen-ready gas turbines. Siemens Energy AG.
- [7] International Energy Agency (IEA). (2024). World Energy Outlook 2024. International Energy Agency, Paris, France
- [8] Lange, H., Klose, A., Lippmann, W., & Urbas, L. (2023). Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48, 15771–15783. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.044>
- [9] ENTSO-E Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/>
- [10] ENTSO-E TYNDP, <https://tyndp.entsoe.eu/>
- [11] ENTSO-E Statistical Factsheet 2023
- [12] Nel Hydrogen. (2024). Nel Hydrogen official website.
- [13] Lazard LCOE+ (June 2024)
- [14] Sotiropoulos, V., Giannakidis, G., & Papadopoulos, A. (2023). Modeling and optimization of a hydrogen-based energy system with renewable energy sources and energy storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(71), 26845–26860.
- [15] U.S. Department of Energy (DOE). (2023). Pathways to Commercial Liftoff: Clean Hydrogen. Office of Clean Energy Demonstrations.
- [16] Black & Veatch. (2023). New Resource Characteristics and Costs Study for Platte River Power Authority. Black & Veatch Corporation.
- [17] AFRY. (2020). Peer Review of Fichtner Cost Analysis for the Belgian Capacity Mechanism (Trent 60 OCGT). AFRY Management Consulting.