

STRUČNI ČASOPIS IZ PODRUČJA NAFTNOG RUDARSTVA I ENERGETIKE

# NAFTA *i* PLIN

Godište 43. Broj 178.–179. / 2023.



**INTERVJU**

**Ivan Fugaš**

direktor Društva  
LNG Hrvatska

**Energetski i  
ekonomski  
realitet  
budućnosti nafte**

**Razvoj  
transportne  
infrastrukture  
vodika u EU i RH**

**Potrošnja i  
korištenje  
bioplina – stanje  
razvoja u RH**



Podzemno skladište plina d. o. o.  
vodi, održava i razvija siguran,  
pouzdan i učinkovit sustav  
skladišta plina

Veslačka 2-4\_10000 Zagreb  
tel.:+385 1 6053 111\_fax: +385 1 6053 112  
web: www.psp.hr\_e-mail: psp@psp.hr

- 7** **Riječ urednika**  
A word from the editor
- 9** **Novosti iz svijeta energije**  
News from World Energy
- 29** **Intervju: Ivan Fugaš, direktor tvrtke LNG HRVATSKA d.o.o.**  
Interview: Ivan Fugaš, Director of LNG HRVATSKA
- 37** **Energetski i ekonomski realitet budućnosti nafte**  
Energy and economy reality of oil future  
*Gordana Sekulić, Dražen Rajković*
- 48** **Razvoj transportne infrastrukture za vodik u Europskoj uniji i osnovne smjernice za njezin razvoj u Republici Hrvatskoj**  
Development of hydrogen transport infrastructure in the European Union and main guidelines for its development in Croatia  
*Branka Belamarić, Robert Bošnjak*
- 57** **Potrošnja i korištenje bioplina – stanje razvoja u Hrvatskoj**  
Biogas production and usage – state of development in Croatia  
*Karolina Novak Mavar, Lidia Hrnčević, Vladislav Brkić, Katarina Simon*
- 66** **Mineralne sirovine Varaždinske županije – potencijal održivog gospodarskog razvoja i prosperiteta u vremenu energetske tranzicije**  
Mineral resources of Varaždin county – sustainable economic development potential in the era of energy transition  
*Melita Srpak, Darko Pavlović*
- 77** **The impact of U.S. military interventions and the Middle Eastern crisis on oil prices in the 21st century**  
Utjecaj američkih vojnih intervencija i bliskoistočnih kriza na kretanje cijena nafte u 21. stoljeću  
*Luka Zrilić, Daria Karasalihović Sedlar*
- 101** **Novosti iz energetskog sektora RH (srpanj – prosinac 2023.)**  
News from the Croatian Energy Sector
- 110** **Iz arhive**  
From the Archives



# Nafta i Plin

## Digitalno izdavaštvo

Urednica digitalnog izdavaštva:  
Martina Zoroe, dipl. oec.

Aktualni broj  
časopisa na [LinkedIn](#)  
stranici HUNIG-a

Bogata arhiva časopisa na  
web stranici udruge:  
[hunig.hr](#)

Portal znanstvenih časopisa  
RH – HRČAK

**ISSN 2718 – 3144 (Online)**  
**ISSN 1330 – 2434 (Tisak)**

# IMPRESUM



SRPANJ-PROSINAC 2023. – VOL 43. / BR 178.–179.

**Izdavač / Publisher**  
HUNIG – Hrvatska udruga  
naftnih inženjera i geologa  
10000 Zagreb, Barčićeva 9

**Glavni urednik / Editor-in-Chief**  
Želimir Šikonja, dipl. ing. – predsjednik HUNIG-a

**Tehnička urednica / Technical Editor**  
Stefanija Novak-Zoroe, dipl. pol. (HUNIG)

**Računalna priprema  
i obrada teksta i slika / IT**  
Ida Gluić (UREDNIK d.o.o.)

**Tisak / Printed by**  
STEGA TISAK d.o.o., Zagreb

**Distribucija / Distribution**  
HUNIG

**Izdavački savjet / Publishing Council**  
**Predsjednik / President**  
prof. dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar (RGN F)

**Članovi / Members:**  
Ivica Arar, dipl. iur. (PLINACRO)  
Josip Bubnić (INA)  
izv. prof. dr. sc. Marko Cvetković (RGN F)  
Ivan Fugaš, dipl. ing. (LNG)  
Marijan Krpan, dipl. ing. (AZU, HNK SVNP)  
Marija Šćulac Domac, dipl. ing. (HGK)  
Vlado Vlašić, dipl. oec. (PSP)

**Urednički odbor / Editorial Board**  
**Predsjednik / President**  
Želimir Šikonja, dipl. ing. (HUNIG)

**Članovi / Members:**  
izv. prof. dr. sc. Vladislav Brkić (RGN F)  
dr. sc. Zoran Čogelja (ZVNPE HAZU)  
Laslo Farkaš Višontai, dipl. ing. (PSP)  
Jerko Jelić Balta, dipl. ing. (INA)  
dr. sc. Svetlana Petrović (DELTA TERMINALI)  
Robert Bošnjak (PLINACRO)  
Goran Jović (INA)  
Damir Vrbić (JANAF)

Dear readers and colleagues,

Energy sector is still a hot topic, particularly in view of the coming winter months when the state of readiness of the domestic gas supply and the transmission system for 2023/2024 heating season is constantly reviewed and analysed. In addition, efforts are taken to pursue decarbonisation or green transition projects such as activation of Croatia's geothermal potential, faster implementation of hydrogen projects, geologic carbon sequestration, new possibilities of sustainable hybrid energy, etc.

The Editorial Board of the journal of Croatian Association of Petroleum Engineers and Geologists has prepared a new, double issue of the OIL & GAS journal. Besides the regular column „World of Energy“ this issue features an interview with Mr Ivan Fugaš, new Director of LNG Croatia on a variety of topics. One topic is the Project for terminal capacity increase which is in full swing and expected to be operational by the beginning of gas year 2025/2026. In addition, we have learned the fact that since the beginning of the commercial operation of the Krk LNG Terminal 77 LNG carrier reloading operations have been carried out or over 10,500,000 m<sup>3</sup> of LNG reloaded, and more than 6,280,000,000 m<sup>3</sup> of natural gas have entered the Croatian gas transmission system. These figures are the best confirmation that LNG Terminal has fully fulfilled its purpose and justified capital investments and is now one of the most important energy facilities, not only in Croatia but in this part of Europe as well.

Economic and energy potentials of oil and gas companies which are larger than in pre-crisis 2019 are a strong foundation and a guarantee of security of supply not only of fossil fuels but also increasingly more of renewable energy sources, and they also enable higher reduction in CO<sub>2</sub> emissions from oil and gas operations. This is true for almost all companies, regardless of their size and global/regional importance. You can learn more about his topic in a paper by Gordana Sekulić with the title of ENERGY AND ECONOMIC REALITY OF THE FUTURE FOR OIL.

European Green Deal and related strategic documents have laid the foundations for thinking about repurposing existing gas transmission infrastructure for hydrogen transport. In a paper by Branka Belamarić and Robert Bošnjak on the topic of DEVELOPMENT OF HYDROGEN TRANSPORT INFRASTRUCTURE IN THE EUROPEAN UNION AND GUIDELINES FOR ITS DEVELOPMENT IN CROATIA the authors give an overview of gas transmission system in the EU and Croatia, the position of European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) and legal preconditions for its role in the development of decarbonised networks of the future and inclusion of hydrogen projects in the list of projects of common interest (PCIs).

CONSUMPTION AND USE OF BIOGAS – DEVELOPMENT STATUS IN CROATIA is a title of a professional paper prepared for our journal by professors from the Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering of the University of Zagreb. Besides the alignment with EU's goals of climate, production and use of biogas have numerous advantages in terms of circular economy, security of gas supply, positive environmental impact, and rural development. Germany, Great Britain, France, and Italy are Europe's largest biogas producers, while biogas usage in Croatia is still in its early stages, as pointed out by authors Karolina Novak Mavar, Lidia Hrnčević, Vladislav Brkić and Katarina Simon.

In this issue you can also find a paper titled MINERAL RAW MATERIALS OF THE VARAŽDIN COUNTY – POTENTIAL FOR SUSTAINABLE ECONOMIC DEVELOPMENT AND PROSPERITY IN TIMES OF ENERGY TRANSITION by Melita Srpak and Darko Pavlović.

The last pages feature „News from the Croatian Energy Sector“ where we highlighted topics which were on front pages of newspapers and news web sites from July to December this year.

In the column „From Our Archives“ you can read a paper dealing with POSSIBILITIES OF USING GEOTHERMAL ENERGY FROM THE AQUAEUS ENVIRONMENT OF THE BENIČANCI OIL FIELD.

We wish you a pleasant reading.



Poštovani čitatelji, drage kolegice i kolege

Energetski sektor je i dalje u vrhu interesa, poglavito u nadolazećim zimskim mjesecima kada se propituje i analizira spremnost opskrbe domaćeg tržišta plinom, potom spremnost transportnog sustava te skladišnog sustava u ogrjevnoj sezoni 2023./2024. Jednako tako radi se na projektima dekarbonizacije, odnosno zelene tranzicije, poput aktiviranja geotermalnih potencijala u RH, brže implementacije projekata vodika, geološkom skladištenju CO<sub>2</sub>, novih mogućnosti održive hibridne energije...

Uredništvo časopisa Hrvatske udruge naftnih inženjera i geologa pripremlilo je novi dvobroj stručnog časopis „NAFTA i PLIN“. Uz stalne rubrike „Svijet energije“ u novom broju časopisa razgovarali smo s Ivanom Fugašem, novim direktorom tvrtke LNG Hrvatska. Teme intervjuja su različite. Jedna se odnosi na Projekt povećanja kapaciteta terminala koji je u punom zamahu te se očekuje da će biti spreman do početka plinske godine 2025./2026. Također, čuli smo i podatak da je od početka komercijalnog rada LNG terminala na Krku ukupno obavljeno 77 prekrcaja UPP-a s brodova za prijevoz UPP-a ili nešto više od 10.500.000 m<sup>3</sup> UPP-a, dok je u transportni sustav RH otpremljeno više od 6.280.000.000 m<sup>3</sup> prirodnog plina. Te brojke najbolje potvrđuju da je LNG terminal u potpunosti ispunio svoju svrhu, opravdao investicijska ulaganja te postao jedan od najvažniji energetskih objekata, ne samo u RH, nego i u ovome dijelu Europe.

Ekonomski i energetski potencijali naftno-plinskih kompanija koji su veći nego u pred kriznoj 2019. godini čvrsta su osnova i garancija sigurnosti opskrbe, kako fosilnim energentima, tako sve više i obnovljivim izvorima energije, ali i mogućnosti većeg smanjenja CO<sub>2</sub> iz naftno-plinskih operacija. Tome doprinose uglavnom sve kompanije neovisno o svojoj veličini i globalnom/regionalnom značaju. O tome više možete pročitati u stručnom radu Gordane Sekulić pod naslovom ENERGETSKI I EKONOMSKI REALITET BUDUĆNOSTI NAFTE.

Europski zeleni plan i strateški dokumenti koji su iz njega proizašli postavili su temelje za razmišljanje o prenamjeni postojeće plinske transportne infrastrukture za transport vodika. U radu Branke Belamarić i Roberta Bošnjaka na temu RAZVOJ TRANSPORTNE INFRASTRUKTURE ZA VODIK U EUROPSKOJ UNIJI I OSNOVNE SMJERNICE ZA NJEZIN RAZVOJ U RH autori su dali pregled plinske transportne mreže na razini EU i Hrvatske, pozicije Europske mreže operatora transportnih sustava za plin (ENTSOG) i zakonodavnih pretpostavki za njegovu ulogu u razvoju dekarboniziranih mreža budućnosti i uključivanja projekata za vodik na Listu projekata od posebnog interesa EU (PCI lista).

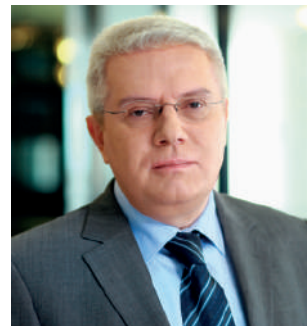
POTROŠNJA I KORIŠTENJE BIOPLINA – STANJE RAZVOJA U HRVATSKOJ naziv je stručnog rada koji su za časopis pripremili profesori s Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta Sveučilišta u Zagrebu. Osim što je u skladu s klimatski neutralnim ciljevima EU-a, proizvodnja i korištenje bioplina ima brojne prednosti u pogledu kružnog gospodarstva, sigurnosti opskrbe plinom, pozitivnog utjecaja na okoliš te ruralnog razvoja. Njemačka, Velika Britanija, Francuska i Italija su najveći proizvođači bioplina u Europi, dok je korištenje bioplina u Republici Hrvatskoj još uvijek u ranoj fazi, ističu autori rada Karolina Novak Mavar, Lidia Hrnčević, Vladislav Brkić i Katarina Simon.

U novom broju časopisa možete pročitati stručni rad pod naslovom MINERALNE SIROVINE VARAŽDINSKE ŽUPANIJE – POTENCIJAL ODRŽIVOG GOSPODARSKOG RAZVOJA I PROSPERITETA U VREMENU ENERGETSKE TRANZICIJE, kojega su pripremili Melita Srpak i Darko Pavlović.

Na posljednjim stranicama su „Novosti iz energetskog sektora RH“ u kojima smo istaknuli teme koje su se, u razdoblju od srpnja do prosinca ove godine, nalazile na naslovnica novima i portala.

U rubrici „Iz naše arhive“ donosimo stručni rad na temu MOGUĆNOST ISKORIŠTAVANJA GEOTERMALNE ENERGIJE IZ VODENOG OKRUŽENJA NAFTNOG POLJA BENIČANCI.

Želimo Vam ugodno čitanje.



**Želimir Šikonja, HUNIG**  
zelimir.sikonja@gmail.com

A large offshore oil rig is shown at night, illuminated by warm yellow lights. The rig's complex structure of steel beams, pipes, and platforms is visible against a dark blue sky. The lights create a strong contrast and are reflected in the dark water below. The overall scene conveys a sense of industrial activity and energy.

**SVI**

**JET**

**ENER**

**GENE**





# Novosti iz svijeta energije

News from World Energy

mr. sc. Marin Matešić, dipl. ing. geologije  
GEOMATESIC, savjetovanje i usluge  
geomatesic.hr  
info@geomatesic.hr



## Projekt SIEGFRIED za procjenu rizika od inducirane seizmičnosti geotermalnih projekata

Fraunhofer IEG, Ruhr University Bochum, RWE Power AG i RWTH Aachen započeli su rad na zajedničkom projektu „SIEGFRIED“ čiji je cilj bolje razumijevanje rizika od inducirane seizmičnosti u projektima duboke geotermalne energije, čime se upravlja rizikom i promiču ulaganja u ovaj sektor. Projekt financira njemačko Savezno ministarstvo gospodarstva i klimatske politike (BMWK) s ukupno 1,845 milijuna eura u razdoblju od tri godine od 2023. do 2026.

Točnije, projekt će se usredotočiti na Donjeg rajnskog zaljeva (Niederrheinsche Bucht) u državi Sjeverna Rajna-Vestfalija, Njemačka. To je tektonski i seizmički aktivno područje koje predstavlja obećavajući geotermalni rezervoar.

Nalazi iz regije Donja Rajna mogu pomoći u stvaranju održivog energetskeg gospodarstva i otvaranju novih poslovnih modela. Zbog geološke situacije i preliminarnih istraživanja provedenih u EU-Interreg projektu „DGE Rollout“, pravi laboratorij za geotermalnu energiju planiran na lokaciji elektrane RWE Weisweiler nudi dobre uvjete za provedbu stečenog znanja.



Izvor: ThinkGeoEnergy, seizmometar

Projekt SIEGFRIED objedinit će postojeće podatke o podzemnoj geometriji, svojstvima podzemlja i geomehaničkim uvjetima napreznja podataka svih partnera i javno dostupnim podatcima. To će zatim biti dopunjeno najnovijim znanstvenim mjerenjima seizmičkih valova, pokreta tla ili napreznja stijena u postojećim bušotinama.

Projektom će se proučavati stijene u kamenolomima i izdancima, kao i materijalna svojstva uzoraka u laboratoriju. Svi ovi podaci koristit će se za razvoj numeričkih modela, analizu stabilnosti geoloških rasjeda i karakterizaciju seizmičkog rizika u regiji Donjeg rajnskog zaljeva. Kombiniranjem podataka iz različitih disciplina i na različitim skalama optimiziraju se granični uvjeti i mogućnosti kalibracije.

Nadovezujući se na modele, projekt ima za cilj simulirati učinak ekstrakcije i reinjekcije geotermalne vode u regiji između Aachena i Dürena u Bightu Donje Rajne. Konvencionalne geotermalne operacije mogu uzrokovati promjene temperature, tlaka i napetosti u podzemlju, a projekt će modelirati kako to utječe na prirodnu seizmičnost na velikoj i dinamičkoj osnovi.

Sve informacije koje će proizaći iz projekta bit će dostupne projektnim partnerima i zainteresiranim građanima. Rezultati tada mogu biti osnova za lokaciju geotermalnog postrojenja, kao i granične vrijednosti radnih parametara postrojenja i načela operativnog praćenja.

Podzemlje Donjeg rajnskog zaljeva karakterizira prirodna seizmičnost umjerenog intenziteta. Seizmička aktivnost u ovoj regiji ljudi teško mogu osjetiti, ali se ona kontinuirano prati. Napetost prilikom kretanja tektonskih ploča kontinuirano se oslobađa u malim potresima.

Iako je u prošlosti bilo slučajeva geotermalnih operacija koje su uzrokovale inducirane potrese, postoje i deseci pogonskih elektrana i toplana koji dokazuju da taj sustav može raditi bez izazivanja seizmičnosti. Neki od uspješnih primjera su u Münchenu, Parizu i Nizozemskoj. Cilj projekta SIEGFRIED je da inducirana seizmičnost postane malo vjerojatna. Spoznaje stvorene tijekom projekta moći će se primijeniti i na druge regije, kao i na druge srodne discipline kao što su upravljanje podzemnim vodama ili podzemno skladištenje topline.

22. 11. 2023.

<https://www.thinkgeoenergy.com/siegfried-project-to-evaluate-induced-seismicity-risk-of-deep-geothermal/>

## OMV i Wien Energie partneri u projektu duboke geotermalne energije u Beču

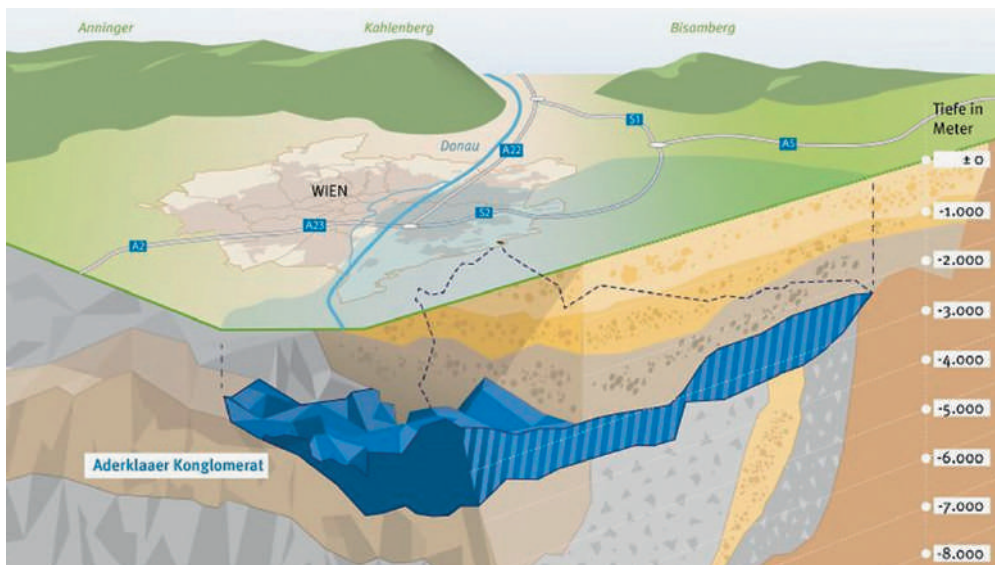
Austrijska integrirana naftna, plinska i petrokemijska tvrtka OMV Group osnovala je zajedničko poduzeće s lokalnom komunalnom tvrtkom Wien Energie kako bi unaprijedila razradu projekata duboke geotermalne energije na širem području Beča. Dugoročni cilj zajedničkog pothvata je razvoj dubokih geotermalnih postrojenja kapaciteta do 200 MW, čime se opskrbljuje klimatski neutralno centralno grijanje u 200.000 kućanstava.

Kao jedna od najvećih austrijskih industrijskih tvrtki i globalna grupacija za energetiku i kemikalije, OMV ima desetljeća iskustva u području geologije i geofizike, kao i tehnologije bušenja i proizvodnje. OMV ima jedinstveno znanje o postojećim geološkim formacijama u regiji Weinviertel, što će koristiti zajedničkom pothvatu.

Zajedno s drugim partnerima, OMV i Wien Energie također su već istražili i dokazali geotermalni potencijal u istočnom Bečkom bazenu u sklopu istraživačkog projekta „GeoTief Wien“.

Wien Energie upravlja brojnim postrojenjima za proizvodnju topline i jednom od najvećih mreža centralnog grijanja u Europi, a cilj mu je učiniti proizvodnju grijanja potpuno klimatski neutralnom do 2040. godine.

Prva duboka geotermalna elektrana koju je Wien Energie najavio nalazi se na području Asperna prvi je veliki projekt koji će partneri zajedno realizirati. Postrojenje će proizvesti do 20 MW – u kombinaciji s dizalicama topline tvrtke Wien Energie. Cilj je opskrbiti do 20.000 bečkih kućanstava centralnim grijanjem iz ove elektrane.



Izvor: GeoTiefWien, 3D model bečkog podzemlja koji ističe konglomerat Aderklaa

Trenutačno su u tijeku postupci odobravanja, a bušenje bi trebalo započeti krajem 2024. Početak rada tvornice predviđen je za 2027. godinu.

Za OMV i Wien Energie, zajednički pothvat „deep“ temelj je sveobuhvatnog širenja tehnologije duboke geotermalne energije u Beču. Partneri planiraju zajednički implementirati do sedam dubokih geotermalnih elektrana u okruzima Donaustadt i Simmering uz zajedničke programe bušenja. Raspored provedbe i proizvodnja postrojenja ovisit će o spoznajama iz pilot postrojenja u Aspernu.

Zajedničko ulaganje u planiranje tih dubokih geotermalnih projekata iznosi oko 20 milijuna EUR.

06. 11. 2023.

<https://www.thinkgeoenergy.com/omv-and-wien-energie-partner-for-deep-geothermal-in-vienna-austria/>

## Bugarska je uvela porez na tranzit ruskog plina

Bugarska je uvela porez na ruski zemni plin, koji se transportira preko njezina teritorija, ostavljajući trgovce da procijene može li taj potez izazvati spor između Moskve i kompanijama koje se bave transportom goriva usred ionako nestabilnog tržišta.

Novim nacrtom zakona, objavljenim u petak i koji stupa na snagu odmah, uvodi se naplata od 20 bugarskih leva (10,76 dolara) po megavatsatu plina ruskog podrijetla. To je oko 20 posto cijene europskog referentnog plina kojim se trguje u regionalnom čvorištu Amsterdama.

Iako Bugarska ne uvozi plin iz Rusije za vlastite potrebe, to je značajan put za znatno smanjene tokova plina koje Rusija šalje u Europu nakon velikih rezova 2022. godine. Gotovo polovica ruskog plina ulazi u Bugarsku iz Turske preko TurkStreama, koji se zatim dalje transportira u Mađarsku, Srbiju i druge dijelove južne Europe.

Taj potez dodaje novu neizvjesnost već uzdrmanom tržištu. Cijene plina u Europi porasle su posljednjih dana dok diljem svijeta rastu prijetnje protoku plina, uključujući rat Izraela i Hamasa, potencijalne udare na ključne izvozne pogone u Australiji i ranjivosti infrastrukture nakon nedavnog curenja u plinovodu Baltičkog mora gdje se sumnja na sabotazu.

Ruski Gazprom PJSC prestao je opskrbljivati bugarsko domaće tržište prošle godine, nakon što je zemlja odbila platiti gorivo u rubljima i prešla na alternativne dobavljače, uključujući Tursku. Bugarski zakonodavci odobrili su prošlog mjeseca zahtjev za postupno okončanje uvoza ruske sirove nafte, čime bi se zemlja uskladila s ostalim članicama Europske unije.



Izvor: Rigzone

Gazprom nije odmah odgovorio na zahtjev za komentarom bugarske akcije. Međutim, mađarski ministar vanjskih poslova Peter Szijjarto, čija zemlja dobiva velik dio tranzitnog plina, brzo je kritizirao taj potez kao „neprihvatljiv“.

„Za zemlju članicu Europske unije ugrožavanje opskrbe plinom druge članice EU u suprotnosti je s europskom solidarnošću, pravilima i neprihvatljivo je“, kazao je Szijjarto u petak iz Moskve, gdje je nazočio energetske konferenciji.

Nova pristojba, koja predstavlja iznimku za komprimirano gorivo koje se prevozi u spremnicima, primjenjivat će se na mrežne operatere i krajnje uvoznike, ali još nije jasno kako će to utjecati na druge sudionike na tržištu.

16. 10. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/wire/bulgaria\\_taxes\\_transiting\\_russian\\_gas-16-oct-2023-174351-article/](https://www.rigzone.com/news/wire/bulgaria_taxes_transiting_russian_gas-16-oct-2023-174351-article/)

## Naftogaz Grupa najavila početak proizvodnje na pet novih plinskih bušotina

Naftogaz Grupa najavila je početak proizvodnje na pet novih bušotina, povećavajući ukrajinsku proizvodnju plina za 17,66 milijuna kubičnih metara (500,000 kubičnih metara) dnevno.

Bušotine su u vlasništvu podružnice Naftogaza Ukrgasvydobuvannya JSC, koja je sada pustila u pogon 58 novih plinskih bušotina s kombiniranom prosječnom stopom proizvodnje od 187,17 MMcfd (5,3 MMcmpd) ove godine, navodi se u priopćenju ukrajinskog državnog Naftogaza objavljenom u četvrtak.

Naftogaz je istaknuo kako su četiri nove bušotine izbušene na postojećim poljima starim od 45 do 55 godina. „Kako bismo ostvarili svoje proizvodne ciljeve, integriramo korištenje modernih tehnologija za razvoj novih ležišta u već osiromašenim područjima i povećavamo ulaganja u istraživanje i otkrivanje novih područja“, izjavio je u priopćenju Oleh Tolmachev, vršitelj dužnosti generalnog direktora Ukrgasvydobuvannya.

Naftogaz je kazao kako su ove „strateške inicijative“ povećale stopu proizvodnje na postojećim područjima. „U jednom od postojećih područja proizvodnja plina porasla je za impresivnih 35 posto u posljednje dvije godine; S druge strane, povećanje je iznosilo gotovo 50 posto“, navodi se u priopćenju. „Plinska polja koja su prošla revitalizaciju modernim tehnologijama pokazuju stabilne performanse i potencijalni rast proizvodnje“.



Izvor: Rigzone

Ranije ovog mjeseca Naftogaz je izvijestio kako je Ukrgasvydobuvannya dosegla najvišu dnevnu stopu proizvodnje komercijalnog plina. „Od početka 2023. tvrtka je povećala dnevnu proizvodnju plina za 3,31 mcm [116,89 milijuna kubičnih stopa]“, rekao je Naftogaz u priopćenju za medije 8. rujna.

„Ovo povećanje prosječne dnevne proizvodnje omogućit će nam premašivanje rezultata na kraju godine u prethodne dvije godine. Usred složenih okolnosti, tim Ukrgasvydobuvannya nastavlja raditi na pružanju vlastitih energetske resursa zemlji“, istaknuo je Tolmachev, ulaskom Ukrajine u dvadeseti mjesec ruske invazije.

Izvršni direktor Naftogaza Oleksiy Chernyshov izjavio je kako je domaća proizvodnja dovoljna za ispunjenje ukrajinske potražnje za plinom za zimsku sezonu grijanja te će cijene plina u zemlji biti nepromijenjene.

Naftogaz je 19. rujna izvijestio da je zemlja ispunila svoj cilj skladištenja 519,13 milijardi kubičnih metara (14,7 milijardi kubičnih metara) plina za sezonu grijanja 2023.-24., prije roka. Smatra se da je taj obujam od 19. rujna, dosegnut prije krajnjeg roka 1. studenog, „dovoljan za pouzdano pokrivanje nadolazeće sezone grijanja, bez obzira na bilo kakve nepredviđene okolnosti“, priopćila je tvrtka. „To uključuje kapacitete za dodatnu proizvodnju električne energije u razdobljima najveće potražnje“, dodaje se u priopćenju.

„Naftogaz Grupa trenutačno ostvaruje najveće stope bušenja u posljednjih 15 godina“, kazao je Chernyshov u priopćenju za medije od 19. rujna. Istodobno, u objavi od 25. rujna šef Naftogaza naglašava kako se povećava domaća proizvodnja plina.

02. 10. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/five\\_new\\_wells\\_add\\_1766\\_mmcfpd\\_to\\_ukraine\\_gas\\_supply-02-oct-2023-174190-article/](https://www.rigzone.com/news/five_new_wells_add_1766_mmcfpd_to_ukraine_gas_supply-02-oct-2023-174190-article/)

## Enel planira ulaganja u geoterme u Italiji u iznosu od 3 milijarde EUR

Enel Green Power (Enel) najavio je investicijsko postrojenje u iznosu od 3 milijarde EUR za geotermalni sektor u Italiji, uključujući izgradnju dvaju novih postrojenja do 2030. s ukupnim instaliranim kapacitetom od 200 MW. Međutim, to ulaganje ovisi o produljenju postojećih geotermalnih koncesija društva u Toskani nakon već odobrenog jednogodišnjeg razdoblja.

Osam geotermalnih koncesija u Toskani koje drži Enel prvotno su trebale isteći do 2024. godine. Sudbina tih koncesija koji istječu već se razmatrala još 2022., ali konačni ishod naišao je na brojne kritike – rok je produljen za samo godinu dana do 31. prosinca 2025.

Produljenje je opisano kao „vrijeme koje je nužno potrebno za dovršetak reorganizacije sektorskog zakonodavstva“. Stoga to nije konačna naznaka hoće li koncesije biti produljene za sadašnje vlasnike ili će biti ponuđene na otvorenom natječaju.

Jednogodišnje produljenje nije u skladu s Enelovim planom ulaganja o postavljanju dvaju novih geotermalnih postrojenja u razdoblju od 2024. do 2030. te nadogradnji i modernizaciji postojećih postrojenja. Da bi se taj plan ostvario, koncesije se moraju produžiti za najmanje 15 godina.

Regija Toskana trenutno dobiva oko trećine svojih potreba za električnom energijom iz geotermalnih elektrana. Osim toga, geotermalna energija se isporučuje staklenicima i tvrtkama. Geotermalne značajke Toskane također su se pokazale vrlo atraktivnim za turiste.

01. 09. 2023.

<https://www.thinkgeoenergy.com/enel-plans-eur-3-billion-investment-for-geothermal-in-italy/>

## Equinor će godišnje isporučivati OMV-u 12 TWh plina

Equinor ASA priopćio je kako je potpisao petogodišnji ugovor s OMV AG-a za isporuku 12 teravatsati plina godišnje austrijskoj kompaniji.

„Plin za OMV će biti isporučen u njemačkom virtualnom trgovinskom središtu THE (Trading Hub Europe)“, navodi se u priopćenju norveške većinski državne tvrtke. Isporuka započinje u listopadu, navodi se u vlastitoj objavi austrijskog državnog OMV-a.

Helge Hougane, viši potpredsjednik za plin i struju u Equinoru, izjavio je u komentarima na ugovor: „Primjećujemo sve veću potražnju za bilateralnim ugovorima od kupaca koji norveški plin vide kao pokretača energetske sigurnosti, kao i energetske tranzicije“.



Geotermalna elektrana Chiusdino, Toskana/ Italija (izvor: Enel Green Power)



Izvor: Rigzone

Nordijska zemlja bila je europski izvor prirodnog plina broj dva pored Rusije prije nego što je Rusija napala Ukrajinu u veljači 2022. Zbog trgovinskih sankcija protiv Putinova režima, Norveška je prošle godine pretekla Rusiju kao glavni izvoznik prirodnog plina u Europskoj uniji. Norveška je činila 24,4 posto uvoza regije 2022. godine, u usporedbi s 15,3 posto iz Rusije, prema biltenu koji je 3. svibnja ažurirala statistička agencija EU-a Eurostat.

U drugom tromjesečju 2023. godine Norveška je činila 44,3 posto uvoza plina u EU, što je 6,2 postotna boda više nego u istom razdoblju prošle godine, navodi se u izvješću Europske komisije objavljenom u ponedjeljak.

OMV je u svojoj objavi istaknuo kontinuiranu diversifikaciju svojeg izvornog tržišta. „S tim novim količinama, OMV nastavlja svoju strategiju diversifikacije plina“, navodi se u izvješću. Osim nabave iz vlastite imovine u Austriji i Norveškoj, OMV je sudjelovao u platformi Europske unije za koordiniranu kupnju od međunarodnih opskrbljivača plinom i sklopio dugoročni ugovor o opskrbi iz Nizozemske, napominje se u izvješću.

OMV je ugovorio do milijun metričkih tona godišnje ukapljenog prirodnog plina (LNG) iz BP PLC-a tijekom 10 godina. Dostava počinje 2026. godine. Iako će opskrba biti dobavljena iz „raznolikog i globalnog portfelja LNG-a“ britanskog energetskeg diva, uplinjavanje će se odvijati na terminalu Rotterdam Gate, gdje OMV ima prava na uplinjavanje, ili drugim terminalima na kontinentu, navodi se u priopćenju OMV-a objavljenom 28. srpnja.

U sklopu diversifikacije dobave plina OMV-a, navodi se kako će također sudjelovala u usluzi AggregateEU, na temelju koje 27-člani blok može udružiti

potražnju, pregovarati s međunarodnim dobavljačima i koordinirati kolektivnu kupnju.

AggregateEU, osnovan u skladu s Uredbom Vijeća 2022/2576 od 19. prosinca 2022., pomaže u realizaciji strategije REPowerEU, čiji je cilj diversifikacija opskrbe fosilnim gorivima mimo Rusije. Nakon što je Rusija napala Ukrajinu u veljači 2022., EU je sljedećeg mjeseca proglasio postupno ukidanje ruskih fosilnih goriva iz svojeg lanca opskrbe do 2027. Skupina je 18. svibnja 2022. pokrenula REPowerEU u kojem je iznijela mjere za postizanje tog cilja.

Za 2023. godinu, 15 posto obujma plina u spremištima u državama članicama mora dolaziti od kupnji u okviru AggregateEU-a. To znači obvezu na razini Unije od 476,75 milijardi kubičnih stopa (13,5 milijardi kubičnih metara) za koordiniranu kupnju, kako je navedeno u uredbi.

EU je otvorio treći krug AggregateEU-a 21. rujna. Prva dva kruga objedinila su 971,15 milijardi kubičnih stopa (27,5 milijardi kubičnih metara) potražnje, od čega je 808,71 milijardi kubičnih metara (22,9 milijardi kubičnih metara) pokriveno ponudom „pouzdanih dobavljača“, navodi se u priopćenju glavne uprave EU za energetiku u kojem se najavljuje treći krug. 28. 09. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/equinor\\_to\\_supply\\_omv\\_with\\_12\\_twh\\_of\\_gas\\_annually-28-sep-2023-174158-article/](https://www.rigzone.com/news/equinor_to_supply_omv_with_12_twh_of_gas_annually-28-sep-2023-174158-article/)

## Bugarska zabranila rusku naftu

Bugarski zakonodavci odobrili su u četvrtak zahtjev za postupno okončanje uvoza ruske sirove nafte, čime bi se zemlja uskladila s ostalim članicama Europske unije. Taj korak prisilit će lokalnu rafineriju Neftohim Lukoil PJSC, najveću na jugoistoku Europe, na traženje alternativnih izvora sirovine. To je veliki izazov budući da tvornica prerađuje uglavnom rusku naftu, a najizglednije alternativni izvori doći će iz Kazahstana, već tražene robe u susjednoj Rumunjskoj.

Bugarska i nekolicina drugih zemalja EU izuzete su od zabrane Unije na uvoz ruske sirove nafte do kraja 2024. Zakonodavci su glasovali za ograničavanje uporabe ruske nafte u Rafineriji Lukoil na 80 posto do konca ove godine, te njezino potpuno ukidanje do listopada sljedeće godine.

„Pitanje prestanka dobave ruske nafte za rafineriju uglavnom je logističko pitanje“, izjavio je ministar financija Assen Vassilev u intervjuu objavljenom u srijedu navečer. „Kako bi se prešlo na naftu koja nije iz

Crnog mora, stvarni kapacitet skladištenja treba znatno povećati – možda udvostručiti – kako bi rafinerija mogla raditi 20, 30 dana potencijalno bez dolaska tankera.“

Pošiljke ruske sirovine iz Urala preko Crnog mora u Bugarsku porasle su posljednjih tjedana, premašivši 180.000 barela dnevno, što je tri puta više nego ranije ove godine. Alternative uključuju kazahstansku robu poslanu preko ruske luke Novorossiysk, ali rafinerija u Rumunjskoj, u kazahstanskom vlasništvu, koja je prošle godine zaustavila ruski uvoz, već uzima dio te količine.

Bugarska će možda morati tražiti naftu sa Bliskog istoka ili sjeverne Afrike kako bi zamijenila ruske barele u Lukoilovoj rafineriji, čija proizvodnja čini većinu zaliha dizela i benzina ove balkanske zemlje.

Taj potez zakonodavaca pridonosi naporima Bugarske za diversifikacijom opskrbe energijom nakon što se godinama gotovo u cijelosti oslanjala na Rusiju za zemni plin, naftu i gorivo za svoju nuklearnu elektranu u sovjetskom stilu. Zbog posljedica rata Kremlja u Ukrajini, Bugarska je bila odsječena od ruske opskrbe plinom i bila je prisiljena tražiti alternative od Azerbejdžana i regionalnih izvora ukapljenog prirodnog plina.

Vlada je u srpnju okončala Lukoilov zakup luke, dio infrastrukture koja podupire rafineriju Neftohim. Također radi na osiguravanju licenciranja nuklearnog goriva od Westinghouse Electric Co. 28. 09. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/wire/bulgaria\\_bans\\_russian\\_oil-28-sep-2023-174166-article/](https://www.rigzone.com/news/wire/bulgaria_bans_russian_oil-28-sep-2023-174166-article/)

## OMV otkrio plin na norveškom Velocetteu

OMV i njegovi partneri otkrili su plin na koncesiji 6607/3-1 S, 225 kilometara zapadno od Sandnessjøena. Preliminarne procjene pokazale su da otkriće Velocette iznosi između 0,2 milijuna kubičnih metara i 1,8 milijuna kubičnih metara (7,06 i milijun kubičnih stopa i 63,57 milijuna kubičnih metara) rezervi ekvivalenta nafte, navodi se u medijskom priopćenju Norveške uprave za naftu (NPD).

Platforma Transocean Norge izbušila je bušotinu, prvo izgrađenu u proizvodnoj licenci 1016, priopćio je NPD. Otkriće se nalazi 45 km jugoistočno od polja Aasta Hansteen. Licenca je dodijeljena u natječaju u unaprijed definiranim područjima (APA) 2018. godine.

Tri stjecatelja licence, OMV (operator), Inpex Idemitsu i Longboat Japex, „nastavit će procjenjivati otkriće“, navodi se u priopćenju.



Izvor: Rigzone

Transocean Norge započeo je kampanju bušenja u kolovozu. Cilj bušotine bio je dokazati naftu u gornjokrednom ležištu formacije Nise.

Kada je bušenje započelo, Longboat Japex procijenila je da bušotina Velocette sadrži bruto neriskirane srednje resurse od 177 milijuna barela ekvivalenta nafte (MMboe), 35 MMboe neto za Longboat JAPEX Norge, s geološkim izgledima za uspjeh od 30 posto, prema tvrtki. Postoji nekoliko izglednih struktura unutar licence PL1016 s ukupnim bruto neriskiranim srednjim resursima od 200 MMboe, što bi bilo značajno smanjilo rizik otkrićem u bušotini Velocette, navodi se u priopćenju.

NPD je rekao da je bušotina 6607/3-1 S naišla na stupac plina/kondenzata od oko devet metara (29.5 stopa) u formaciji Nise, od kojih je oko pet metara (16.4 stope) u ležištu pješčenjaka u kojem variraju ležišna svojstva od umjerene do vrlo dobre. Formacija Nise ima ukupnu debljinu od 55 metara (180 stopa). Bušotina je nabušila kontakt plina i vode, navodi NPD. Rezultati uzorkovanja slojnog fluida nisu interpretirani na bušotini.

Bušotina 6607/3-1 S izbušena je do vertikalne dubine 3,645 metara (11,960 stopa) i mjerene dubina 3,770 metara (12,368 stopa). Bunar je prekinut u formaciji Nise u gornjoj kredi. Dubina mora je 475 metara. Bušotina će biti trajno začepljena i napuštena.

Postrojenje za bušenje Transocean Norge sada će prijeći na dozvolu za proizvodnju 836 S, gdje je Wintershall Dea operator, priopćio je NPD.

28. 09. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/omv\\_hits\\_gas\\_at\\_norways\\_velocette-28-sep-2023-174161-article/](https://www.rigzone.com/news/omv_hits_gas_at_norways_velocette-28-sep-2023-174161-article/)

## Gazprom prvi put isporučuje arktičkom rutom LNG u Kinu

Gazprom PJSC priopćio je kako je isporučena prva pošiljka ukapljenog prirodnog plina (LNG) koristeći Sjevernu morsku rutu u Arktičkom oceanu. Teret je bio namijenjen Kini, koja se ispostavila kao ključno tržište za ruska fosilna goriva usred sankcija zbog rata u Ukrajini.

„Danas je pošiljka ukapljenog prirodnog plina koju je Gazprom proizveo u kompleksu u blizini Portovaya CS [kompresorske stanice] u cijelosti istovarena s tankera za LNG Velikiy Novgorod na terminalu za uvoz LNG-a Tangshan u Kini“, navodi se u priopćenju Gazproma objavljenom u petak, ne otkrivajući obujam ili vrijednost transakcije.

„Ovo je prvi put da je LNG koji proizvodi Gazprom isporučen sjevernomorskom rutom. Korištenje ove rute značajno smanjuje vrijeme potrebno za isporuku pošiljki UPP-a u azijsko-pacifičku regiju.“

Arktički prečac između Europe i Azije omogućuje bržu dostavu u usporedbi s tradicionalnim rutama kroz Sueski kanal u Egiptu ili Rt dobre nade u Južnoj Africi.

Privatni konkurent Gazproma u državnom vlasništvu Novatek PJSC već koristi Sjevernu morsku rutu za isporuku plina Kini. Novatek je završio svoju prvu isporuku plina Kini putem rute u rujnu 2010. godine. Teret za državnu Kinesku nacionalnu offshore naftnu korporaciju putovao je 22 dana od ruskog lučkog grada Murmansk u blizini granice s Finskom do odredišta, luke Ningbo, grada na istočnoj obali kineskog kopna. Putovanje je bilo otprilike upola manje nego što bi prošlo Sueskim kanalom, rekao je Novatek u priopćenju za medije 6. rujna 2010.

Iako je kopanija Novatek tada izjavila da mu je bila potrebna podrška ledolomaca za svoj tanker Aframax LNG prilikom isporuke, njihov partner Yamal LNG JSC koristio je novu klasu LNG brodova koji se koristi i kao ledolamac. „Posebni nosači klase leda ARC 7 (prema ruskim klasifikacijskim standardima) dizajnirani su po mjeri i grade se za projekt Yamal LNG kako bi podržali cjelogodišnju plovidbu bez ikakve pomoći ledolomaca duž zapadnih navigacijskih ruta, a tijekom ljetne navigacijske sezone – istočno sjevernom morskom rutom“, kaže Yamal LNG na svojoj web stranici.

TotalEnergies, koji ima 20 posto udjela u projektu gdje je operator Novatek sa 50,1 posto, na svojoj web stranici navodi da dostava LNG-a kroz rutu traje 15



Izvor: Rigzone

dana putem Beringovog tjesnaca, što je polovica onoga što bi trajalo Sueskim kanalom.

Gazprom kani povećati izvoz plina u Kinu. „U prvih osam mjeseci 2023. godine Kina je povećala uvoz plina“, istaknuo je Alexey Miller, predsjednik upravnog odbora Gazproma, na sastanku tvrtke, prema transkriptu na web stranici tvrtke 31. kolovoza. „Više od polovice tog rasta uvoza na kinesko tržište pokrio je Gazprom.“

„Također bih želio napomenuti kako stalno povećavamo dnevni kapacitet Snage Sibira, glavne linije naše opskrbe plinom“, dodao je Miller, misleći na plinovod koji opskrbljuje Dalek istok Rusije i Kinu.

Predsjednik Vladimir Putin rekao je da se 21. ožujka približavaju pregovori o planiranom plinovodu Snaga Sibira II prema Kini jer je predvidio povećanje izvoza plina u Kinu za najmanje 3,46 bilijuna kubičnih metara (98 milijardi kubičnih metara) do 2030., prema transkriptu razgovora Putina i kineskog kolege Xi Jinpinga u Kremlju tijekom njegova posjeta Rusiji.

Miller je nastavio: „Najvažnije je da stvorimo nove putove prijenosa plina. Mislim, na primjer, na dalekoistočnu rutu.“

Gazprom i China National Petroleum Corp potpisali su prošle godine „tehnički sporazum“ o plinovodu, nakon potpisivanja dugoročnog sporazuma o opskrbi Kine plinom. Tehnički sporazum „opisuje ključne tehničke parametre prekograničnog dijela plinovoda, uključujući potopljeni prijelaz ispod granične rijeke Ussuri, kao i fizička i kemijska svojstva plina koji se isporučuje“, rekao je Gazprom u priopćenju za medije 16. lipnja 2022.

Najavljujući potpisivanje ugovora o opskrbi za rutu 4. veljače 2022., Gazprom je rekao: „Čim projekt dosegne svoj puni kapacitet, količina isporuke ruskog plinovodnog plina Kini porast će za 10 milijardi kubičnih metara [353,15 milijardi kubičnih stopa], ukupno 48 milijardi kubičnih metara [1,7 bilijuna



kubičnih stopa] godišnje (uključujući isporuke putem plinske linije Snaga Sibira)“.

Svjetska banka ranije je izvjestila da će apsorpcija gubitaka Rusije u izvozu energije u Europu poput Kine i Indije pomoći u održavanju gospodarskog smanjenja na 0,2 posto ove godine s procijenjenih 2,1 posto 2022. godine.

„Nakon invazije pojavili su se jasni znakovi preusmjeravanja trgovine, pri čemu se vrijednost ruskog izvoza goriva u EU prošle godine smanjila za više od 40 posto, dok se izvoz u Indiju i Kinu povećao“, rekao je zajmodavac Ujedinjenih naroda u svom izvješću o izgledima za 2023. i 2024. objavljenom 6. lipnja.

Tradicionalno glavno odredište za rusku energiju, Europska unija činila je osam posto ruskog izvoza goriva u prosincu 2022., nakon što je stalno padala od ožujka 2022., kada je EU činila 17,4 posto ukupnog izvoza. Uvoz regije u ožujku 2022., mjesec nakon invazije, bio je najviši u podacima od siječnja 2019. do ožujka 2023. koje je Svjetska banka predstavila u izvješću. Udio 27-člane Unije u uvozu ruskih goriva pao je na 2,2 posto u ožujku 2023.

Nasuprot tome, svjetsko gospodarstvo broj dva, Kina je u ožujku ove godine zabilježila rast udjela uvoza ruskih goriva sa 6 posto na 8,2 posto te 5,8 posto iz prosinca 2021.

Indija je zabilježila oštrij porast, čineći 5 posto ruskih isporuka goriva u ožujku 2023. od 0,9 posto u ožujku 2022. i 0,6 posto u prosincu 2021.

18. 09. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/gazprom\\_delivers\\_lng\\_to\\_china\\_via\\_arctic\\_route\\_for\\_first\\_time-18-sep-2023-174023-article/](https://www.rigzone.com/news/gazprom_delivers_lng_to_china_via_arctic_route_for_first_time-18-sep-2023-174023-article/)

## PannErgy dobiva sredstva za bušenje geotermalne bušotine na projektu Miškolc, Mađarska

Mađarski geotermalni operater PannErgy Nyrt. objavio je da je tvrtka dobila bespovratna sredstva u iznosu od 994.364.4090 HUF (približno 2,84 milijuna USD) za bušenje treće proizvodne bušotine za projekt geotermalne energije Miškolc.

Bespovratna sredstva dodijelilo je Ministarstvo za tehnologiju i industriju na temelju poziva na podnošenje prijava pod nazivom „Bespovratna sredstva za aktivnosti geotermalnih projekata proizvodnje topline“ u okviru Akcijskog plana za klimu i zaštitu okoliša. Zahtjev je zatim podnijela KUALA Kft., podružnica PannErgy grupe. Zahtjev je podnesen u studenom 2022. godine.



Geotermalno postrojenje Miškolc u Mađarskoj (izvor PannErgy)

Geotermalna toplana Miškolc započela je s radom 2013. godine, a druga faza dodana je do kraja 2014. godine. Opskrbljuje grad Miškolc grijanjem, kao i industrijskim i poljoprivrednim kupcima. Trenutno ima kapacitet od 45 MWth i radi sa dvije proizvodne bušotine.

S osiguranim sredstvima, tvrtka je najavila da će se bušenje treće proizvodne bušotine nastaviti i da bi se trebala integrirati u postojeći sustav do rujna 2024. godine.

30. 08. 2023.

<https://www.thinkgeoenergy.com/pannergy-receives-funding-for-geothermal-drilling-for-miskolc-project-hungary/>

## Energiean ima partnera u TechnipFMC-u za proizvodnju područja Olympusa

Energiean se udružio s TechnipFMC-om kako bi napredovao u razvoju područja Olympusa. Tvrtka je u svojem priopćenju za medije navela kako partnerstvo slijedi kampanju istraživanja istočnog Mediterana s pet bušotina.

Tvrtka je izjavila da je kampanja otkrila oko 68 bcm prirodnog plina u području Olimpa s više blokova, u offshore Izraelu, koje sadrži polja Katlan i Tanin. Partnerstvo s TechnipFMC-om odvest će regionalno značajan resurs dalje u smjeru proizvodnje, istaknuo je Energiean.

Energiean i TechnipFMC složili su se dogovorili da će ubrzati TechnipFMC-ovo pružanje integrirane studije front-end inženjeringa i dizajna (FEED) kao vitalnog polazišta za isporuku cjelovitog dizajna podmorske arhitekture koji će pridonijeti projektu FID paketa podrške, navodi se u priopćenju.

Očekuje se da će konačni ugovor biti dovršen u rujnu, a očekuje se da će studija FEED-a biti dovršena



Izvor: RigZone

do prosinca 2023. godine, podupirući širi program razrade polja Katlan, stoji u priopćenju Energieana.

Planirano je da se područje Olympusa razradi kao veza s Energiean Power FPSO-om, dajući prednost razvoju Tanina, za koji se sada očekuje da će biti odgođen u 2030-ima. Resursi mogu razviti po nižoj cijeni od taninskih zbog bliže blizine FPSO-a, što rezultira nižim capexom u slijedećoj fazi razrade.

Energiean je rekao da očekuje konačnu odluku o ulaganju prije kraja 2023. godine. Očekuje se da će proizvodnja biti prodana na izraelskom domaćem tržištu u skladu s postojećim ugovorima o prodaji plina. Budući da ne postoje ograničenja izvoza plina proizvedenog iz bloka 12., očekuje se da će proizvodnja koja premašuje domaće potrebe kupaca plina biti usmjerena na potražnju u Egiptu (uključujući međunarodna tržišta putem postrojenja za UPP) i Jordanu, koristeći postojeću izвозnu infrastrukturu i rezervni kapacitet u Energiean Power FPSO.

Izvoz na Cipar ostaje opcija pod uvjetom da treće strane razviju novu infrastrukturu plinovoda.

29. 08. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/energiean\\_finds\\_partner\\_in\\_technipfmc\\_for\\_olympus\\_area\\_production-29-aug-2023-173815-article/](https://www.rigzone.com/news/energiean_finds_partner_in_technipfmc_for_olympus_area_production-29-aug-2023-173815-article/)

## Otkriće nafte u Egiptu IPR-a

Energetska grupa IPR sa sjedištem u Texasu objavila je „veliko“ otkriće u koncesiji Alamein/Yidma, koja se nalazi u zapadnoj pustinji u Egiptu.

Prema tvrtki, bušotina Alamein 48-K je nabušila 27 stopa efektivne debljine u rezervoaru Donja Kharitha, s prosječnom proizvodnjom 3,300 barela nafte dnevno, gustoće 36 ° API, s manje od jedan posto vode i nečistoća, na sapnici od 1/2 inča. Bušotina Alamein 48-K izbušena je na dubini od 8,960 stopa pomoću platforme za bušenje IPR-1 750 KS, dok je testiranje i završetak provedeno s IPR-2 350 KS Workover Unit po ukupnoj cijeni od 1,55 milijuna dolara, navodi se u priopćenju za medije.

Tvrtka je u izdanju otkrila da će Alamein 48-K biti opremljena ESP-om i „odmah“ spojena na proizvodnu infrastrukturu Alamein/Yidma.

IPR ima 100 posto radnog udjela u koncesiji Alamein/Yidma u Egiptu. Tvrtka je preuzela egipatski portfelj Phillips Petroleuma 1993. godine i nastavlja biti operater nakon 30 godina. IPR je priopćio kako je proizveo preko 34 milijuna barela nafte iz Alameina/Yidme, te kako se zakupom sada proizvodi preko 6.500 barela nafte dnevno, „znatno povećava-



Izvor: RigZone

jući proizvodnju koncesija u Egiptu iz ukupno osam koncesija“.

IPR je trenutno u postupku izmjene Ugovora o koncesiji Alamein/Yidma, kojim će se poboljšati fiskalni uvjeti i promicati agresivna buduća ulaganja, istaknula je tvrtka. Tijekom svog boravka u Egiptu, IPR je uložio oko milijardu dolara u egipatski naftni sektor, navela je tvrtka u svojem priopćenju za medije.

Najnovije otkriće pridonosi onom iz svibnja u koncesiji za istraživanje North Beni Suef (NBS), gdje IPR upravlja koncesijom od 1,950 četvornih milja, smještenom u Gornjem Egiptu u blizini Beni Suefa. Prva istražna bušotina, NBS-1X, izbušena je na dubini od 8,185 stopa MD nakon uspješne kampanje bušenja s opremom od 1,500 KS. 21. 08. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/ipr\\_hits\\_more\\_oil\\_in\\_egypt-21-aug-2023-173723-article/](https://www.rigzone.com/news/ipr_hits_more_oil_in_egypt-21-aug-2023-173723-article/)

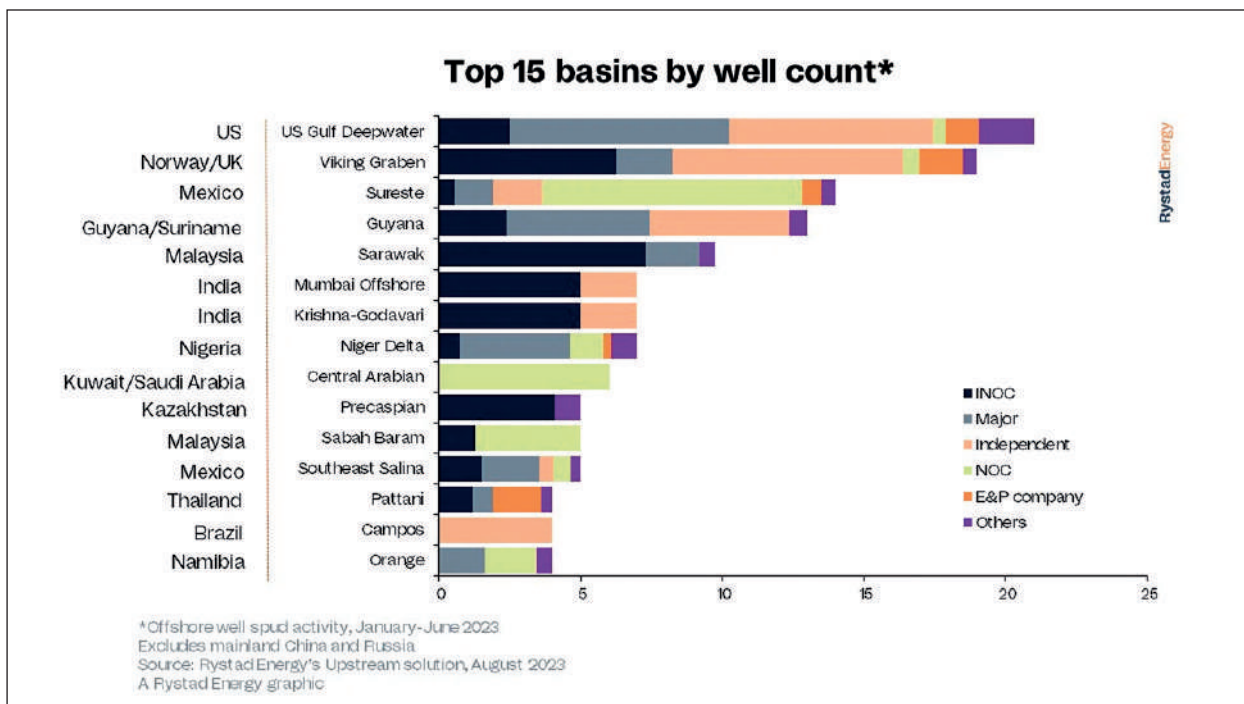
## Konvencionalna aktivnost istraživanja nafte i plina raste, ali otkrivene količine ostaju male

Potrošnja na konvencionalna istraživanja nafte i plina raste i očekuje se da će ove godine premašiti 50 milijardi dolara, što je najviše od 2019. godine, ali operateri još uvijek čekaju rezultate kojima su se nadali. Istraživanje Rystad Energy pokazuje da, unatoč rastućim ulaganjima, otkriveni obujam pada na nove najniže razine.

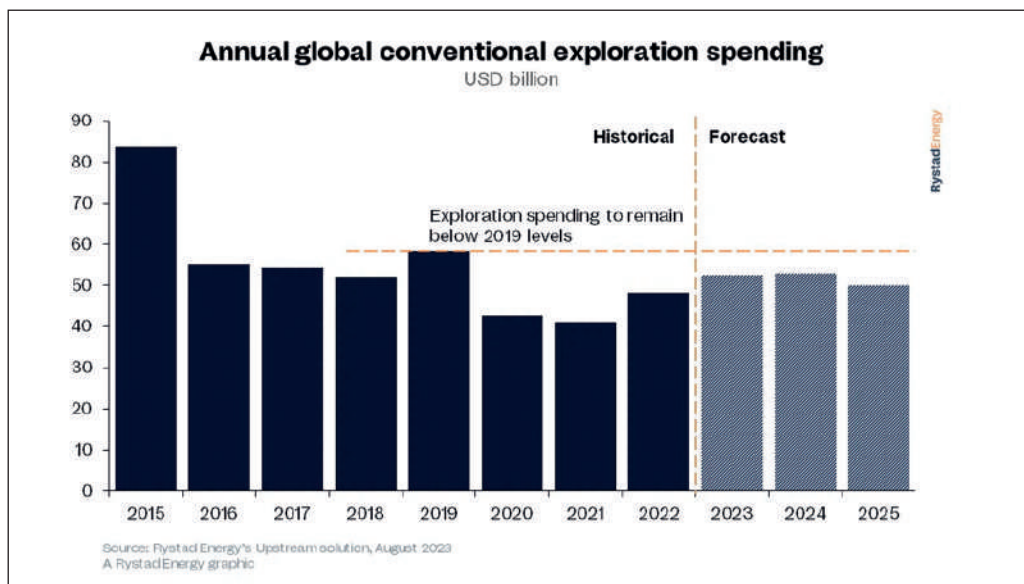
Naše procjene pokazuju da su u prvoj polovici 2023. istraživači pronašli 2,6 milijardi barela ekvivalenta nafte (boe), 42% manje u odnosu na prvu polovicu 2022. godine ukupno 4,5 milijardi boe. Otkriveno je 55 otkrića, u usporedbi s 80 u prvih šest mjeseci prošle godine. To znači da su otkrića u 2023. u prosjeku iznosila 47 milijuna boe, što je manje od 56 milijuna boe po otkriću za isto razdoblje 2022. godine.

Industrija istraživanja i proizvodnje (E&P) u prijelaznom je razdoblju, a mnoga poduzeća provode sve veći oprez i prebacuju svoje strategije na profitabilnije i geološki bolje razumljive regije. Ovaj strateški pomak i neuspjeh nekoliko kritičnih bušotina visokog potencijala doprinose naglom padu.

U potrazi za novim resursima, istraživačke tvrtke daju prednost offshore sektoru, pokušavajući iskoristiti nedovoljno istražena ili pogranična područja



Izvor: RystadEnergy



Izvor: RystadEnergy

kako bi otključale nove količine kroz visokorizična, skuplja offshore istraživanja. Offshore industrija činila je oko 95% potrošnje za istraživanje ove godine do danas, ali samo oko dvije trećine otkrivenih količina.

Upstream tvrtke suočavaju se s razdobljem neizvjesnosti. Žele iskoristiti povećanu potražnju za fosilnim gorivima i pronaći dodatne resurse, ali nedavni rezultati nisu bili dovoljni. Ako istraživački napori nastave davati neimpressivne rezultate do kraja godine, 2023. bi mogla biti rekordna iz pogrešnih razloga.

### Gdje su resursi?

Kontinuirani rast Gvajaninog offshore bloka Stabroek znači da karipska zemlja prednjači u otkrivenim količinama, sa 603 milijuna boe u 2023. godini. Turska je na drugom mjestu s 380 milijuna boe, Nigerija s 296 milijuna boe i Namibija s 287 milijuna boe, s potencijalom za rast tih procjena kako bolje razumijemo rezerve.

Otkrića na moru relativno su ravnomjerno raspoređena između ultra dubokih voda, dubokih voda i otkrića na šelfu. Međutim, očekujemo povećanu aktivnost u preostalom dijelu 2023. godine, posebno na tržištu ultra dubokih voda, s predviđenim rastom od 27% u odnosu na 2022. u smislu broja lociranih bušotina.

### Neuspjele bušotine s velikim učinkom

Naše istraživanje pokazuje da se očekuje da će ove godine biti izbušena 31 bušotina visokog učinka – određena pomoću našeg sustava rangiranja na temelju značaja projekta i proizvodnog potencijala. Do sada ih je završeno 13, šest je u tijeku, a 12 ih je ostalo u

pripremi. Samo četiri od 13 dovršenih bušotina naišle su na ugljikovodike, što je mizernih 31% uspješnosti. Rezultati triju bušotina još uvijek nisu objavljeni, dok preostalih šest nije uspjelo otkriti rezerve. Ovi neuspjesi značajno utječu na ukupne otkrivene resurse i uvelike doprinose padu otkrića.

### Velike kompanije i dalje potiču potrošnju

Šest glavnih – ExxonMobil, BP, Shell, TotalEnergies, Eni i Chevron – i dalje igraju ključnu ulogu u globalnim istraživanjima, s istaknutim udjelom potrošnje za istraživanje i globalnim konvencionalnim otkrivenim količinama. Očekuje se da će šest tvrtki ove godine potrošiti oko 7 milijardi dolara na istraživanje, oko 10% više nego 2022. godine.

Istraživačka aktivnost vjerojatno će dobiti zamah u drugoj polovici 2023., a planira se bušenje ključnih istražnih bušotina. Naše prognoze pokazuju da će velike kompanije doprinijeti oko 14% ukupne globalne potrošnje za istraživanje u narednim mjesecima, naglašavajući njihov relativni značaj u okruženju u kojem se istraživanje okrenulo prema offshore sektoru, s povećanim fokusom na „frontier“ područja. Te nedovoljno istražene ili djevičanske regije imaju neke od tehnički najperspektivnijih perspektiva koje tek treba izbušiti, a velike kompanije posljednjih godina igraju ključnu ulogu u istraživanju tih područja.

Profili potrošnje i aktivnosti velikih kompanija čvrsto ih pozicioniraju na tržištu, ali nacionalne naftne tvrtke (NOC) imaju najopsežniju podzemnu bazu resursa na raspolaganju. Više od polovice predviđenih troškova istraživanja u 2023. dolaziti će iz NOC-ova i NOC-ova s međunarodnim portfeljima (INOC).

Međutim, ove godine još uvijek može doći do određenog uspjeha, jer je dovršeno samo 30% predviđenih bušotina, naglašavajući veličinu preostale aktivnosti. Samo 23 od preostalih 56 istražnih bušotina buše se ili se očekuje da će biti bušene ove godine, što znači da će oko 60% vjerojatno biti izbušeno ili odgođeno do 2024. godine. Dakle, čak i ako se 2023. pokaže neuspješnom, pozitivni pomak bi se mogao dogoditi sljedeće godine. 02. 08. 2023.

<https://www.rystadenergy.com/news/conventional-oil-and-gas-exploration-low-discovered-volumes>

## Istražnom bušotinom Wittau Tief-2a u donjoj Austriji OMV otkrio plin

OMV je u izjavi za medije naveo kako je istražnoj bušotini Wittau Tief-2a u donjoj Austriji otkrio zemni plin.

Nakon pet mjeseci rada, bušotina je izbušena do konačne dubine od 16,400 stopa, navela je tvrtka. OMV je priopćio kako je to najveće otkriće zemnog plina u Austriji u posljednjih 40 godina i istaknuo očekivani „značajan doprinos“ sigurnosti opskrbe svojih kupaca.

Preliminarna evaluacija ukazuje na potencijalne rezerve od približno 48 TWh (28 milijuna barela ekvivalenta nafte), naveo je OMV. Nakon razrade otkrića, OMV očekuje povećanje proizvodnje prirodnog plina u Austriji za 50 posto, navodi se u priopćenju kompanije.

OMV trenutno razmatra različite opcije za daljnju ocjenu područja, kao i ubrzani razvoj u suradnji s postrojenjem za zemni plin u Aderklai kojim upravlja OMV, a nalazi se 10 km od novog otkrića, priopćila je tvrtka.

Pronalazak dolazi upravo u trenutku kada je tvrtka izvijestila o neto prihodima za drugo tromjesečje i smanjenje u prvoj polovici 2023. godine. Društvo je izvijestilo o neto prihodu od 326 milijuna EUR za drugo tromjesečje, što je ispod iznosa od 592 milijuna EUR u prvom tromjesečju. U usporedbi s odgovarajućim tromjesečjem 2022. godine, pad je još značajniji s zabilježenim padom od 87 posto.

U prvih šest mjeseci ove godine neto prihod prestao je iznositi 918 milijuna EUR, što je 73 posto manje od 3,368 milijardi EUR koliko je prijavljeno u prvih šest mjeseci prije godinu dana. 01. 08. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/omv\\_hits\\_gas\\_at\\_wittau\\_tief2a\\_well\\_in\\_lower\\_austria-01-aug-2023-173510-article/](https://www.rigzone.com/news/omv_hits_gas_at_wittau_tief2a_well_in_lower_austria-01-aug-2023-173510-article/)

## BP će isporučiti OMV-u 1MMtpa LNG-a od 2026.

BP PLC potpisao je desetogodišnju narudžbu austrijskog državnog OMV AG-a za do milijun metričkih tona godišnje (MMtpa) ukapljenog prirodnog plina (LNG) s isporukom od 2026. godine. Glavni ravnatelj OMV-a Alfred Stern navijestio je kako je opskrba namijenjena Austriji i drugim europskim zemljama.

„Jedan je od ključnih prioriteta OMV-a potaknuti našu stalnu diversifikaciju izvora opskrbe koja obuhvaća plin iz vlastite proizvodnje i vanjskih izvora iz Norveške, kao i dodatne količine UPP-a“, istaknuo je u zajedničkom priopćenju za medije objavljenom u petak.

OMV posjeduje udjele u proizvodnji plina i nafte na norveškoj strani Barentsovog mora, Sjevernog mora i Norveškog mora. To uključuje polja Aasta Hansteen, Edvard Grieg, Gudrun i Gullfaks.

Nordijska nacija bila je europski izvor prirodnog plina broj dva pored Rusije prije nego što je Rusija napala Ukrajinu u veljači 2022. Usred trgovinskih sankcija protiv Putinova režima zbog rata, Norveška je prošle godine pretekla Rusiju kao glavni izvoznik prirodnog plina u Europskoj uniji. Norveška je činila 24,4 posto uvoza regije 2022. godine, u usporedbi s 15,3 posto iz Rusije, prema biltenu koji je 3. svibnja ažurirala statistička agencija EU-a Eurostat.

OMV, u većinskom vlasništvu konzorcija između državnih ulagača Österreichische Beteiligungs AG iz Austrije i Mubadala Investment Co. „Granične točke prijenosa zemnog plina su Oberkappel preko Njemačke i Arnoldstein preko Italije. Ti kapaciteti, u kombinaciji s alternativnim neruskim izvorima plina OMV-a, osiguravaju obveze opskrbe svojih ugovornih kupaca u srednjoročnom razdoblju“, navodi se u priopćenju za medije od 5. srpnja.

LNG iz sporazuma objavljenog u petak bit će uplinjavan na terminalu Rotterdam Gate, gdje OMV ima prava na uplinjavanje, ili na drugim terminalima



Izvor: Rigzone

na kontinentu. Ponuda će doći iz „raznolikog i globalnog portfelja LNG-a“ BP-a, navodi se u najavi.

Britanski div imao je portfelj LNG-a od 19 MMtpa prošle godine i postavio je cilj da se to podigne na 25 MMtpa 2025 i 30 MMtpa 2030, prema godišnjem izvješću objavljenom 10. ožujka.

EU je prošle godine uvezla 4,59 bilijuna kubičnih metara (130 milijardi kubičnih metara) LNG-a, što je porast od 60 posto, navodi se u izvješću Međunarodne agencije za energiju (IEA) 9. prosinca.

EU radi na napretku projekata kapaciteta 4,59 bilijuna kubičnih metara u novim kapacitetima za uvoz UPP-a, prema izvješću IEA-e o tržištu plina za prvo tromjesečje 2023. objavljenom 15. veljače. „Od 130 bcm [4,59 bilijuna kubičnih stopa], oko 20 bcm [706 kubičnih stopa] novih kapaciteta za uplinjavanje dogovoreno je do kraja 2022., a još 50 bcm [1,766 kubičnih stopa] bilo je u razvoju početkom 2023., pri čemu su Njemačka (23 bcm), Italija (10 bcm) i Belgija (8 bcm) činile najveći udio kapaciteta koji su u izgradnji“, pisalo je. „Procjenjujemo da će se kapacitet Europske unije za uvoz UPP-a (uzimajući u obzir postojeća tržišna ograničenja i uska grla u infrastrukturi) povećati za najmanje 40 bcm [1.413 kubičnih stopa] od kraja 2021. do kraja 2023. zahvaljujući najnovijem valu ulaganja u novu uvoznu infrastrukturu.“

31. 07. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/bp\\_to\\_supply\\_austrias\\_omv\\_1mmtpa\\_of\\_lng\\_from\\_2026-31-jul-2023-173484-article/](https://www.rigzone.com/news/bp_to_supply_austrias_omv_1mmtpa_of_lng_from_2026-31-jul-2023-173484-article/)

## Šest toplana za centralno grijanje u Beogradu ima potencijal za korištenje geotermalne energije

Studija koju je proveo Rudarsko-geološki fakultet identificirala je šest od 18 lokacija toplana i kotlovnica Beogradske toplane koje imaju potencijal za korištenje geotermalnih resursa. Identificirane toplane nalaze se u Batajnici, Borci, Novom Beogradu, Zemunu, Resniku i Miljakovcu.

O rezultatima istraživanja govorila je profesorica Ana Vranješ s Rudarsko-geološkog fakulteta. Za šest potencijalnih lokacija istraživači su već uspjeli procijeniti dubinu akumulacije, te očekivanu temperaturu i količinu geotermalnih voda. Sljedeći korak je sada provesti detaljne ležišne studije i identificirati koje ima najveći potencijal za istražno bušenje.

Vranješ je dodala kako će se u sklopu druge faze provesti i financijska procjena profitabilnosti takvih sustava. Istaknula je da ti sustavi imaju niže operativne



Kotlovnica i toplana Senjak, Beograd/ Srbija  
(izvor: Beogradske elektrane)

troškove, te da neće biti potrebne veće promjene kako bi se koristio za grijanje stanova. Hlađenje će biti malo složenije, jer će se postojeći instalacijski sustav morati promijeniti.

„Vjerujem da bi većina novih zgrada već započela s takvim sustavima tijekom same izgradnje. Još uvijek morate planirati za to i to je nešto što se može dogoditi sutra, ali ima i veliki potencijal. Kada je riječ o geotermalnoj energiji, ona je zapravo obnovljivi izvor koji je neiscrpan“, istaknula je Vranješ.

Vranješ je nadalje naglasila kako Srbija ima stručnjake na Rudarsko-geološkom fakultetu koji takve projekte mogu provoditi u Beogradu. Istaknula je da tehnologija i primjena geotermalne energije nisu ništa novo, s 300 geotermalnih toplana diljem Europe i oko 1000 koje se očekuju do 2030. godine.

Srbija je već imala uspjeha u provedbi geotermalnog centralnog grijanja u gradu Bogatiću, koji je započeo izgradnju 2018. godine. Krajem 2022. godine studija koju je proveo Program Ujedinjenih naroda za razvoj (UNDP) u partnerstvu s Ministarstvom rudarstva i energetike u Srbiji završila je istraživanje geotermalnih resursa na lokaciji zgrade SIV 3 u Beogradu i Palači Srbije.

07. 07. 2023.

<https://www.thinkgeoenergy.com/six-district-heating-plants-in-belgrade-serbia-can-transition-to-geothermal/>

## Austrijske i rumunjske tvrtke razraditi će crnomorski plinski blok

OMV Petrom SA i Romgaz SA složili su se oko razrade na plinskom bloku u Crnom moru Rumunjske, očekujući ukupnu proizvodnju od oko 3,53 bilijuna kubičnih metara (100 milijardi kubičnih metara).

OMV Petrom, kojeg većinski drži austrijska prvenstveno državna OMV Grupa, i Romgaz u većinskom vlasništvu Rumunjske, uložiti će do 4,4 milijarde dolara (4 milijarde eura) za blok Neptun Deep, istaknuli su u zajedničkom priopćenju objavljenom u srijedu.

Očekuje se da će proizvodnja započeti 2027. godine, prvi projekt Rumunjske na moru koji će učiniti zemlju najvećim proizvođačem plina u Europskoj uniji, priopćile su kompanije. Predviđa se da će dnevna proizvodnja iznositi oko 140.000 barela ekvivalenta nafte (boe), a očekuje se da će proizvodnja trajati 10 godina.

„Da navedemo primjer veličine projekta: procijenjena proizvodnja prirodnog plina jednaka je ~30 puta većoj godišnjoj potražnji od ~4.300.000 kućanstava“, izjavila je u najavi izvršna direktorica OMV Petroma Christina Verchere.

Prostire se na 2.895,77 četvornih milja (7.500 četvornih kilometara) Neptun Deep najveći je projekt razrade zemnog plina u zemlji jugoistočne Europe, navodi Romgaz. Nalazi se oko 99,42 milje (160 km) od obale i ima dubinu vode od oko 3,280,84 stope (1,000 metara), rekao je Romgaz.

Razrada uključuje polja Domino i Pelican South s planiranih 10 bušotina. Projekt također uključuje tri podmorska proizvodna sustava, cjevovod i offshore platformu.

„Cjelokupnom infrastrukturom upravljati će se na daljinu, putem digitalnog blizanca. To omogućuje optimizaciju procesa i pridonijet će poboljšanju ekološke učinkovitosti, čineći potrošnju energije učinkovitijom i smanjujući emisije“, navodi se u priopćenju.

OMV Grupa je u odvojenoj objavi navela kako se predviđa da će ugljični otisak projekta biti bolji od mjerila Međunarodne udruge proizvođača nafte i plina (IOGP). Očekuje se da će emisije u maksimumu proizvodnje iznositi 2,2 kilograma po boe, „što je

znatno ispod industrijskog prosjeka od 16,7 kg CO<sub>2</sub>/boe prema IOGP-u“.

Projekt započinje s radom odmah nakon što razvojni plan odobri Nacionalna agencija za mineralne resurse, navodi se u priopćenju medija.

„Neptun Deep strateški je projekt za Rumunjsku i regiju iz perspektive osiguranja potreba za zemnim plinom i iz perspektive dekarbonizacije“, izjavio je glavni ravnatelj Romgaza Razvan Popescu.

### Izlaz ExxonMobila iz konzorcija

Prošle je godine Exxon Mobil Corp priopćio kako odustaje od svojeg udjela u Neptun Deepu prodajom svoje rumunjske tvrtke kćeri ExxonMobil Exploration and Production Romania Romgazu za više od milijardu dolara.

„Sporazum uključuje sve dionice ExxonMobil Exploration and Production Romania, zajedno s interesom za XIX Neptun Block offshore Rumunjska. Operatorstvo u bloku prenijet će se na drugog nositelja prava, OMV Petrom“, stoji u priopćenju.

### Crnomorska opskrba mreža

Rumunjska je ušla u razvojne projekte plinovoda u kojima sudjeluju europski susjedi koji za cilj imaju eksploataciju plina u Crnom moru. Državna tvrtka Transgaz SA dodijelila je turskoj tvrtki građevinska prava za plinovod Tuzla-Podisor.

Projekt duljine 188,46 milja (303,3 km) povezivat će Neptun Deep s drugim transporterom plina koji prolazi kroz Rumunjsku, Mađarsku, Bugarsku i Austriju, pod nazivom Plinovod BRUA.

Plinovod Tuzla-Podisor pomoći će u transportu 529,72 milijarde kubičnih metara (15 milijardi kubičnih metara) zemnog plina od terminala u Turskoj i Grčkoj do Rumunjske i regije Kaspijskog mora, izjavio je glavni ravnatelj Transgaza Ion Sterian u priopćenju kompanije.

Kalyon Insaat Sanayi Ve Ticaret Anonim Sirketi potpisao je ugovor o izgradnji projekta Tuzla-Podisor vrijedan 546 milijuna dolara (500 milijuna eura).

BRUA je dio napora za diversifikaciju europskih izvora plina, a kao i projekt Tuzla-Podisor financirala je Europska banka za obnovu i razvoj (EBRD) povezana s Europskom unijom kao EU projekt od zajedničkog interesa. BRUA „omogućila bi pristup budućim velikim projektima plinske infrastrukture kao što su TAP [Trans-Adriatic Pipeline], izvori plina iz srednjoeuropskih plinskih čvorišta i potencijalni transport plina s crnomorskih ležišta“, navodi EBRD na svojoj internetskoj stranici.



Izvor: Rigzone

### Prva faza završena je 2020. godine.

Protežući se oko 1.318 km, BRUA prolazi od Bugarske do Austrije preko Rumunjske i Mađarske.

Transgaz je također dio sporazuma potpisanog u travnju između Azerbejdžana i zemalja članica EU Bugarske, Mađarske, Rumunjske i Slovačke o distribuciji plina 27-članici Uniji. Povelja o razumijevanju za takozvanu inicijativu Lanac solidarnosti predviđa prijenos plina iz Državne naftne kompanije Azerbejdžanske Republike putem postojeće infrastrukture.

Isporuke će biti izvršene putem cjevovodnih mreža bugarskog državnog Bulgartransgaz EAD-a, mađarske FGSZ Ltd., Transgaza i slovačke vlade Eustream.

22. 06. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/austrian\\_romanian\\_firms\\_to\\_develop\\_black\\_sea\\_gas\\_block-22-jun-2023-173146-article/](https://www.rigzone.com/news/austrian_romanian_firms_to_develop_black_sea_gas_block-22-jun-2023-173146-article/)

## OMV i Eavor partneri za uvođenje proizvodnje iz zatvorenih sustava geotermalne energije u Europi

Tvrtka OMV AG (OMV) najavila je preuzimanje 6,5% udjela u kanadskoj tvrtki za geotermalnu tehnologiju Eavor Technologies Inc. Stoga su dvije strane sklopile trgovinski sporazum o opsežnom uvođenju tehnologije Eavor-Loop™ u Europi i šire.

Ovom transakcijom OMV je postao najveći investitor u kompaniju Eavor. Ostala daljnja ulaganja dolaze od BP Ventures, EverSource Energy i Vickers Ventures Partners. Trgovačkim sporazumom OMV se nameće kao ključni partner s preferiranim uvjetima licenciranja, pristupom uslugama i razvojnom podrškom. Prvotni fokus OMV-a bit će na raspoređivanju Eavor-Loopa™ u Austriji, Rumunjskoj i Njemačkoj.

Eavor će sa svojim projektnim partnerima ovog ljeta započeti s operacijama bušenja na lokaciji Eavor-Europe™ u blizini Geretsrieda u Bavarskoj u Njemačkoj. Projekt je prva komercijalna implementacija Eavor-Loopa™ na svijetu, izložbe mogućnosti proizvodnje topline i energije s nultim emisijama geotermalne nove generacije.

OMV namjerava tranziciju od integrirane tvrtke za naftu, plin i kemikalije kako bi postao vodeći dobavljač inovativnih i održivih goriva, kemikalija i materijala, preuzimajući vodeću globalnu ulogu u kružnom gospodarstvu. Prelaskom na niskouglično poslovanje OMV nastoji postići nultu neto stopu u sva tri opsega najkasnije do 2050. godine.



Tvrtka je nedavno završila ispitivanje proizvodnje i ubrizgavanja stae bušotine za prirodni plin u Austriji, Aderklaa-96, kako bi procijenila njegovu održivost za proizvodnju geotermalne energije.

„Više od godinu dana surađujemo s OMV-om na ovom partnerstvu i nastavljamo biti impresionirani njihovom tehničkom stručnošću i predanošću energetske tranziciji. Radujemo se izgradnji ovih temelja s OMV-om, kako bismo Europi pružili istinsku energetske neovisnost, sigurnost i autonomiju“, rekao je John Redfern, predsjednik, izvršni direktor i suosnivač u Eavoru.

„Uzbuđeni smo zbog partnerstva s Eavorom i radujemo se primjeni ove tehnologije geotermalne energije sljedeće generacije kako bismo postigli naše ciljeve zelene energije“, dodao je Berislav Gašo, izvršni potpredsjednik OMV-a za energetiku.

14. 06. 2023.

<https://www.thinkgeoenergy.com/omv-and-eavor-partner-for-deployment-of-closed-loop-geothermal-in-europe/>

## Novi projekti i otkrića OMV Petroma

Integrirana energetska tvrtka OMV Petrom sa sjedištem u Bukureštu otkrila je nove rezerve sirove nafte i zemnog plina u regijama Oltenia i Muntenia na jugu Rumunjske, priopćila je u utorak kompanija.

Otkriće iznosi više od 30 milijuna barela ekvivalenta nafte (MMboe) u resursima, što odgovara oko tri četvrtine proizvodnje OMV Petroma 2022. godine, navodi se u priopćenju tvrtke. OMV Petrom uložio je 21,56 milijuna dolara (20 milijuna EUR) u istraživanje, bušenje i ispitivanje triju bušotina od lipnja 2022. do travnja 2023.

OMV Petrom otkrila je je resurse sirove nafte ukupne količine oko 20 MMboe u istražnom području Verguleasa, regija Oltenia, što predstavlja najveće otkriće sirove nafte u posljednjih nekoliko desetljeća.



ća. Otkriće se nalazi u blizini drugog proizvodnog područja.

U istraživačkom bloku Targovište OMV Petrom otkrio je resurse sirove nafte od oko šest mboe. Tvrtka je također identificirala resurse prirodnog plina od sedam MMboe u istraživačkom bloku Targuiju, koji je ekvivalentan gotovo trećini rumunjske proizvodnje prirodnog plina u 2022.

### Financiranje projekta zelenog vodika

U ranijem priopćenju, OMV Petrom priopćio je kako je potpisao ugovor o financiranju izgradnje postrojenja za proizvodnju vodika elektrolizom vode u svojoj rafineriji Petrobrazi kroz rumunjski Nacionalni plan za oporavak i otpornost.

Rumunjsko ministarstvo energetike financirat će projekt za najviše 42,05 milijuna dolara (39 milijuna eura), a ukupna ulaganja u projekte procjenjuju se na oko 79,79 milijuna dolara (74 milijuna eura), navodi se u priopćenju. Kao sljedeći korak, tvrtka će pokrenuti javni natječaj za kupnju elektrolizatora, a konačna odluka o ulaganju donijet će se 2024. godine, a završetak projekta procjenjuje se na 2025. godinu.

Projekt je usmjeren na kapacitet od 20 MW za proizvodnju vodika vodenom elektrolizom, pri čemu se cijeli proces napaja obnovljivom energijom. OMV Petrom procjenjuje da je proizvodnja zelenog vodika iz projekta preko 2.600 tona godišnje, što će dovesti do smanjenja najmanje 70 posto emisija ugljičnog dioksida u usporedbi s konvencionalnim gorivima.

„Vjerujemo kako Rumunjska ima značajan potencijal za razvitak projekata zelene energije, a sredstva dostupna za financiranje tih projekata otvaraju mogućnosti za gospodarski rast zemlje“, izjavila je izvršna direktorica OMV Petroma Christina Verchere. „Predani smo potpori energetske tranziciji u Rumunjskoj i regiji, s ulaganjima od oko [11,86 milijardi dolara] 11 milijardi eura do konca ovog desetljeća, od čega će približno 35 [posto] poduprijeti projekte s niskim i nultim emisijama ugljika“.

„Procjenjujemo kako će se potražnja za vodikom značajno povećati u Rumunjskoj, posebice u sljedećem desetljeću. Vjerujemo kako OMV Petrom ima prigodu postati glavni integrirani igrač na rumunjskom tržištu vodika“, dodao je član Izvršnog odbora OMV Petrom Radu Caprau.

Prema web stranici tvrtke, OMV Petrom je najveća integrirana energetska tvrtka na jugoistoku Europe, s godišnjom proizvodnjom ugljikovodika od približno 43 MMboe u 2022. godini. Tvrtka ima rafinerijski kapacitet od 4,5 milijuna tona godišnje i upravlja viso-

koučinkovitom elektranom snage 860 megavata. Bavi se proizvodnjom nafte i plina u Rumunjskoj i bavi se istraživačkim aktivnostima u Rumunjskoj, Bugarskoj i Gruziji.

14. 06. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/omv\\_petrom\\_discovers\\_new\\_crude\\_gas\\_deposits\\_in\\_romania-14-jun-2023-173057-article/](https://www.rigzone.com/news/omv_petrom_discovers_new_crude_gas_deposits_in_romania-14-jun-2023-173057-article/)

## Ruski izvoz sirove nafte ostaje na visokoj razini

Ruski tokovi sirove nafte na međunarodna tržišta nastavljaju se nesmanjenom brzinom, bez bitnih naznaka smanjenja proizvodnje.

Količine četverotjednih prosječnih pomorskih pošiljaka, koje izgladuju dio volatilnosti u tjednim brojevima, porasle su u razdoblju do 4. lipnja, popevši se na 3,73 milijuna barela dnevno s revidiranih 3,68 milijuna u razdoblju do 28. svibnja.

Tokovi na međunarodna tržišta više su od 1,4 milijuna barela dnevno veći nego što su bili na kraju prošle godine – više nego što se može objasniti preusmjeravanjem tokova plinovoda ili nižim rafinerijskim pogonima. Isporuke su također porasle od veljače, osnovnog mjeseca za obećano smanjenje proizvodnje.

Moskovski partneri OPEC+ tražili su od Rusije jasnoću i transparentnost u pogledu proizvodnje sirove nafte u zemlji. Napomenuli su da se Moskva obvezala prihvatiti ponovnu procjenu razine proizvodnje u veljači od strane sekundarnih izvora OPEC-a. Procjena tih sedam kompanija trenutačno iznosi 9,83 milijuna barela dnevno.

Malo je dokaza da je došlo do smanjenja od 500.000 barela dnevno. Moskva je kao razlog za velike pošiljke navela preusmjeravanje sirove nafte koja je prethodno bila transportirana u Njemačku i Poljsku plinovodom Družba. Tokovi ruske sirove nafte kroz naftovod, koji su sada ograničeni na isporuke



Izvor: RigZone

u Mađarsku, Slovačku i Češku, stabilni su na oko 240.000 barela dnevno od veljače.

I dok su ruske rafinerije smanjile preradu sirove nafte u prvom dijelu svibnja, transport se oporavio u posljednjem tjednu mjeseca, povećavajući se za oko 180.000 barela dnevno u odnosu na prethodnih sedam dana. Unatoč padu rafinerija, nema naznaka odgovarajućeg pada inozemnih pošiljaka rafiniranih proizvoda.

Ruski prihodi od nafte i dalje su teško pogođeni, unatoč snažnim prekomorskim tokovima. Svibanjski proračunski prihodi od poreza na naftu pali su 31% u odnosu na godinu dana prije, na 426 milijardi rubalja (5,2 milijarde dolara), prema Bloombergovim izračunima.

### Ruske linije transporta

Kombinirana količina sirove nafte na plovilima koja idu u Kinu i Indiju te manji tokovi u Tursku i količine na brodovima koji još nisu pokazali konačno odredište ostale su gotovo nepromijenjene na revidiranih 3,62 milijuna barela dnevno u posljednjem četverotjednom razdoblju.

Tokovi u Kinu koji napuštaju Rusiju u ožujku pali su s najviših razina zabilježenih u siječnju i veljači. S najnovijim četverotjednim prosjekom koji pokazuje ekvivalent od više od 650.000 barela dnevno sirove nafte na plovilima koja tek trebaju naznačiti konačno odredište, slika tereta za travanj i svibanj i dalje podliježe reviziji. Povijesni obrasci sugeriraju da će većina plovila koja trenutno signaliziraju odredišta „nepoznate Azije“ i kreću prema Sueskom kanalu završiti u Indiji, dok će oni ukrcani na vrlo velike nosače sirove nafte na sjevernoj obali Maroka ili, u novije vrijeme, u Atlantskom oceanu, krenuti prema Kini.

06. 06. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/wire/russian\\_crude\\_flows\\_stay\\_high-06-jun-2023-172982-article/](https://www.rigzone.com/news/wire/russian_crude_flows_stay_high-06-jun-2023-172982-article/)

## MOL kupuje BayWa-inu tvornicu bioplina Szarvas

MOL Grupa dogovorila je s BayWa-om kupnju bioplinskog postrojenja Szarvas, postrojenja za preradu otpada koje koristi organski otpad za proizvodnju električne i toplinske energije kroz kogeneraciju s vršnim kapacitetom električne energije od oko 4 megavata (MW).

MOL Grupa je istaknula kako tvornica godišnje prerađuje više od 40.000 tona otpada iz proizvodnje mesa u regiji i još 53.000 tona preostalog otpada (po-



Bioplinsko postrojenje Szarvas, Izvor: RigZone

put gnojnice i stajskog gnoja) sa susjednih stočnih i mesno-prerađivačkih farmi. Osim toga, kao sirovina za postrojenje koristi se oko 18.000 tona poljoprivrednog supstrata, koji ukupno proizvodi više od 12,5 milijuna kubičnih metara bioplina.

MOL Grupa nastoji proširiti svoj portfelj biogoriva kako bi ispunila ciljeve postavljene Direktivom Europske unije o obnovljivoj energiji, navodi se u priopćenju. Ova akvizicija također je u skladu s ciljevima akcijskog plana REPowerEU, kojim je postavljen visok cilj proizvodnje bioplina i metana kako bi se razumno povećala ukupna energetska neovisnost Europske unije, dodaje se u priopćenju.

Osjećaj odgovornosti za sigurnost opskrbe energijom u regiji srednje i istočne Europe temeljni je dio identiteta i načina razmišljanja MOL Grupe za rad i razvoj, navodi se u priopćenju kompanije. Za MOL Grupu akvizicija bioplinskog postrojenja Szarvas odlična je prilika za proširenje portfelja održive proizvodnje energije tvrtke s potencijalom ostvarivanja vrijednih sinergija unutar tvrtke.

Akvizicija bioplinskog postrojenja uslijedila je nakon EBITDA-e MOL Grupe od 714 milijuna dolara u prvom tromjesečju unatoč regulatornim vjetrovima i smanjenju cijena nafte i plina, pri čemu je tvrtka zabilježila povećanje EBITDA-e u odjelima Downstream i Consumer Services dok je uzlazna podjela imala pad.

29. 05. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/mol\\_agrees\\_to\\_buy\\_baywas\\_szarvas\\_biogas\\_plant-29-may-2023-172895-article/](https://www.rigzone.com/news/mol_agrees_to_buy_baywas_szarvas_biogas_plant-29-may-2023-172895-article/)

## Novo četvrto talijansko LNG postrojenje

Najnovije i četvrto talijansko postrojenje za uplinjavanje dobilo je svoj prvi ukapljeni prirodni plin (LNG), utirući put pokretanju projekta dobavljača projekta za kojeg je Eni SPA rekao da može zadovoljiti oko sedam posto domaće potražnje.



Izvor: Rigzone

Pošiljke plina došle su iz Egipta, jedne od nekoliko zemalja Afrike gdje je Eni ojačala svoju prisutnost kako bi pomogla Italiji da postigne neovisnost od ruske energije.

Globalni naftni i plinski div počeo je u petak iskravati teret za terminal u toskanskom lučkom gradu Piombinu, koji može prerađivati do 176,57 milijardi kubičnih metara (pet milijardi kubičnih metara) godišnje, navodi se u priopćenju Eni.

Pošiljka od šest milijuna kubičnih metara (170.000 kubičnih metara) bit će korištena za testiranje postrojenja, rekao je transporter Snam SPA u odvojenoj objavi.

Kao odgovor na invaziju predsjednika Vladimira Putina na Ukrajinu, Europska unija želi eliminirati ruska fosilna goriva „znatno prije 2030.“, kako je navedeno u planu 27-člane Unije „REPowerEU“ objav-

ljenom 8. ožujka 2022. Eni je rekla da bi se njegovo postupno ukidanje moglo postići prije 2025. godine.

U jednom od najnovijih Enijevih afričkih projekata, prvo postrojenje za ukapljivanje prirodnog plina u Kongu-Brazzaville imalo je polaganje kamena temeljca 26. travnja. Očekuje se da će UPP Konga, na naftnom i plinskom polju Marine XII, proizvoditi čak tri milijuna metričkih tona UPP-a godišnje počevši od 2025. To će omogućiti izvoz uglavnom u Europu, kazao je Eni prošlog mjeseca.

U Libiji tijekom posjeta premijerke Giorgie Meloni u siječnju, Eni je potpisala ulaganje od 8 milijardi dolara za razvoj dvaju plinskih polja za opskrbu Libije i Europe, kako je priopćila tvrtka 28. siječnja.

Koristeći svoje snažne odnose sa zemljama u kojima posluje i svoj zaštitni znak ubrzani pristup razvoju projekata, Eni je povećao količinu raspoloživog plina iz Alžira, Libije i Italije i povećao broj tereta UPP-a iz Egipta, Konga, Katara, Angole, Nigerije, Indonezije i Mozambika.

Piombinov novi kapacitet za uplinjavanje pomoći će u provedbi Enijeva plana da u potpunosti zamijeni ruski plin do 2024. – 2025. i poveća dostupnost plina za zemlju, s potencijalnim koristima u smislu cijena i konkurentnosti talijanskog industrijskog i gospodarskog sustava.

08. 05. 2023.

[https://www.rigzone.com/news/italys\\_new\\_lng\\_plant\\_receives\\_maiden\\_delivery-08-may-2023-172713-article](https://www.rigzone.com/news/italys_new_lng_plant_receives_maiden_delivery-08-may-2023-172713-article)

**IN  
TER  
WJU**



Ivan Fugaš, direktor tvrtke LNG HRVATSKA d.o.o.

## Već u plinskoj 2025./2026. godini očekujemo da će LNG terminal raditi povećanim kapacitetom

■ **Od 1. lipnja ove godine imenovani ste za novog direktora tvrtke LNG Hrvatska d.o.o. Možete li na početku razgovora ukratko predstaviti svoju dosadašnju poslovno-stručnu karijeru?**

Što se tiče plinskog poslovanja može se reći da sam u toj djelatnosti od početka poslovne karijere. 2007. godine nakon završetka RGN-a zaposlio sam se u društvu Plinacro, gdje sam prošao gotovo sve pozicije, od pripravnika, inženjera plinovodnog sustava, rukovoditelja Službe investicija pa sve do direktora Službe transporta plina. U tih 13 godina stekao sam veliko iskustvo u području transporta i distribucije prirodnog plina te svakako razvoja, gradnje i održavanja transportnog sustava. Sve to pridonijelo je da 2020. godine pređem u društvo LNG Hrvatska na mjesto tehničkog direktora odgovornog za izgradnju, razvoj i održavanje Terminala za UPP. Od lipnja ove godine imenovan sam na mjesto direktora društva LNG Hrvatska d.o.o. čime sam postao odgovorna osoba za kompletno poslovanje društva.

■ **S obzirom na geopolitički i strateški značaj plutajućeg terminala na otoku Krku za europsko energetske tržište, potom sigurnost opskrbe plinom Hrvatske, ali i zemalja Europske unije, posebice onih jugoistočne Europe, da li tvrtka LNG Hrvatska nastavlja sa svim započetim, odnosno, od vašeg prethodnika najavljenim projektima te da li planirate neke nove?**

Svakako LNG Hrvatska planira nastaviti razvojni put započet još prije same gradnje Terminala za UPP kada su se postavili sami temelji na kojima se nastavlja graditi ova uspješna priča. Ništa od toga ne bi bilo moguće bez potpore Vlade RH, vizija ranijih direk-



tora društva, gospodina Frančića, gospođe Dorić kao i gospodina Krhena te naravno svih ljudi koji rade u LNG Hrvatska i na FSRU brodu LNG Croatia, danoćno osiguravajući sigurnu i pouzdanu otpremu prirodnog plina s Terminala za UPP.

■ **Budući da ste vi u tvrtki LNG Hrvatska do imenovanja za direktora radili na najodgovornijim tehnološko-operativnim poslovima, možete li nam ukratko reći kakva su iskustva i karakteristike rada terminala u protekle gotovo tri godine od njegovog puštanja u rad?**



Najblaže rečeno, to je bilo jedno ludo i veliko iskustvo za koje mi je više nego drago da sam bio dio te priče. Od gradnje Terminala u vrijeme najveće epidemije u zadnjih 100 godina i to kako bi rekli „against all odds“, od puštanja Terminala u rad kada takvo neko postrojenje nikada nije na ovim prostorima bilo pogonjeno, od čekanja broda u Silvestarsku noć, od svih „dječjih bolesti na Terminalu i FSRU brodu, pa sve do puštanja u rad pretovara UPP-a s broda u kamione za prijevoz UPP-a do evo sada povećanja kapaciteta samog Terminala za UPP. Teško je to objasniti nekome tko nije bio tamo no sve to je i učinilo Terminal za UPP da je ono što je, jedan od najvažnijih energetske objekata u RH.

- LNG Hrvatska osnovana je u svrhu upravljanja infrastrukturom potrebnom za prihvat, skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina i predstavlja važan čimbenik diversifikacije i sigurnosti opskrbe prirodnim plinom, što potvrđuju i brojke. Naime, količine plina s LNG terminala predstavljaju više od 70 posto ukupnih količina tog energenta isporučenog u hrvatski transportni sustav, odnosno nešto više od ukupne godišnje potrošnje plina na tržištu RH. Dolaskom prvog broda za prijevoz LNG-a „Tristar Ruby“, odnosno od početka rada terminala 1. siječnja 2021. godine do danas koliko je obavljeno operacija prekrcaja brodova i iz ko-

“Projekt povećanja kapaciteta je u punom zamahu. Trenutno u tijeku je završetak 3D projektiranja novog modula za uplinjavanje kao i izrada tehničke dokumentacije za njegovu implementaciju na FSRU brod LNG Croatia. Očekujemo da ćemo u ljeto 2025. godine biti spremni za njegovu ugradnju na FSRU brod, a sve kako bi bilo spremno za početak plinske godine 2025./2026.

jih zemalja, odnosno koliko po pojedinoj plinskoj godini? Smatrate li da je LNG terminal ispunio očekivanja stručnjaka i opravdao investiciju u ovaj geopolitički, gospodarski i energetski važan strateški objekt?

Od početka komercijalnog rada ukupno je obavljeno 77 prekrcaja UPP-a s brodova za prijevoz UPP-a ili nešto više od 10.500.000 m<sup>3</sup> UPP-a (13 – 2020./2021., 29 – 2021./2022., 31 – 2022./2023.), dok je u transportni sustav RH otpremljeno više od 6.280.000.000 m<sup>3</sup> prirodnog plina. Smatram da je Terminal i više nego odlično ispunio svoju svrhu, opravdao sva investiranja te postao jedan od najvažnijih energetske objekata, ne samo u RH, nego i u ovome dijelu Europe.

“ Od početka komercijalnog rada ukupno je obavljeno 77 prekrcaja UPP-a s brodova za prijevoz UPP-a ili nešto više od 10.500.000 m<sup>3</sup> UPP-a. Istodobno, u transportni sustav RH otpremljeno je više od 6.280.000.000 m<sup>3</sup> prirodnog plina.

- Koliko brodova, odnosno koje količine očekujete iduća plinska godina, koja je započela 1. listopada 2023.?

Prema odobrenom ADP-u (annual delivery plan) u plinskoj godini 2023./2024. očekujemo dolazak 29 brodova za prijevoz UPP-a. ili nešto više od 28.700.000.000 kWh energetske vrijednosti UPP-a.

- Kada je riječ o sadašnjem kapacitetu LNG terminala na Krku da li je u cijelosti zakupljen, ako da, do kada?

Terminal je po trenutnim raspoloživim kapacitetima u potpunosti zakupljen do plinske godine 2037./2038.

- Kao operator terminala za UPP vaša tvrtka je sredinom lipnja 2023. obavijestila zainteresiranu javnost i energetske subjekte o početku javne rasprave o prijedlogu Pravila o izmjenama i dopuna



“ LNG terminal na otoku Krku je u potpunosti ispunio svoju svrhu, opravdao sva investicijska ulaganja te postao jedan od najvažnijih energetske objekata, ne samo u RH, nego i u ovome dijelu Europe.



“ U plinskoj godini 2023./2024. očekujemo dolazak 29 brodova za prijevoz UPP-a. ili nešto više od 28.700.000.000 kWh energetske vrijednosti UPP-a.

**pravila korištenja terminala za ukapljeni prirodni plin. Javna rasprava je trajala do 4. srpnja 2023. godine. Koje su glavne promjene tih pravila?**

Ova izmjena i dopuna pravila korištenja terminala nisu imale velike izmjene te su prvenstveno napravljene zbog stvaranja dodatne fleksibilnosti u radu terminala kao i dodatnog osiguranja u slučaju raskida ugovora uzimajući u obzir stupanj zakupljenosti kapaciteta terminala i sigurnosti postojećih korisnika.

- **Završe li se na vrijeme radovi na povećanju kapaciteta samog terminala i transportnog sustava Plinacroa od 2025. godine kapacitet terminala trebao bi biti povećan za gotovo milijardu kubičnih metara prirodnog plina na godinu., Znači li to da je od 1. listopada ove godine otvorena mogućnost zakupa tih novih kapaciteta. Kakav je interes za taj zakup? Tko sve može zakupiti kapacitete terminala, na koji vremenski rok i pod kojim uvjetima?**

Projekt povećanja kapaciteta je u punom zamahu. Trenutno u tijeku je završetak 3D projektiranja novog

modula za uplinjavanje kao i izrada tehničke dokumentacije za njegovu implementaciju na FSRU brod LNG Croatia. Očekujemo da ćemo u ljeto 2025. godine biti spremni za njegovu ugradnju na FSRU brod, a sve kako bi bilo spremno za početak plinske godine 2025./2026. Dodatni kapaciteti nudit će se po dogovoru s Plinacrom koji mora izgraditi novi plinovod od Zlobina do Bosiljeva. S obzirom na konstantne upite vjerujemo da će dodatni kapaciteti biti također u potpunosti zakupljeni.

- **U travnju ove godine s tvrtkom Wartsila Gas Solutions iz Norveške sklopili ste ugovor o nabavi, odnosno proizvodnji novog modula za uplinjavanje maksimalnog kapaciteta 250 tisuća metara kubičnih na sat. Vrijednost ugovora je 22,97 milijuna eura. Kada će modul biti spreman za ugradnju te što će se time postići?**

Novi modul za uplinjavanje bit će smješten na pramcu FSRU broda te će raditi paralelno s postojećim modulom za uplinjavanje. Njih dvoje u zajedničkom radu mogu maksimalno uplinjavati oko 1.160 m<sup>3</sup> UPP-a ili do 700.000 m<sup>3</sup>/h za razliku od prijašnjih maksimalnih 450.000 m<sup>3</sup>/h. Koji će biti optimalni tehnički kapacitet s kojim će Terminal za UPP raditi odlučiti ćemo kako će se bližiti završetak proizvodnje novog modula.

- **Na terminalu za ukapljeni prirodni plin u travnju 2022. prvi puta je obavljen prekrcaj prirodnog plina**







“ LNG Hrvatska je u travnja 2022. uspješno obavila prvi pretovar UPP-a s FSRU broda u kamione za prijevoz UPP-a te smo do današnjeg dana uspješno pretovarili nešto više od 9.850 m<sup>3</sup> UPP-a na 254 kamiona za prijevoz UPP-a.

u tekućem stanju iz FSRU broda LNG Croatia u posebne kamione za prijevoz ukapljenog plina. LNG HRVATSKA prva je tvrtka u jugoistočnoj Europi koja nudi ovu uslugu, za koju su najveći interes pokazale tvrtke iz sjevernog dijela Italije. Koliko je bilo takvih prekrcija do sada i kakva su tu iskustva stečena?

LNG Hrvatska je 11. travnja 2022. godine uspješno obavila prvi pretovar UPP-a s FSRU broda u kamione za prijevoz UPP-a te smo do današnjeg dana uspješno pretovarili nešto više od 9.850 m<sup>3</sup> UPP-a na 254 kamiona za prijevoz UPP-a. Uslugu ćemo i dalje redovno obavljati jer nam ista pokazuje sami interes tržišta što nam je dobra vodilja po pitanju gradnje distributivne stanice za UPP.

- U kojoj su fazi aktivnosti na projektu gradnje bunkering stanice za distribuciju ukapljenog pri-

rodnog plina (UPP)? Da li su ishođene sve potrebne lokacijske dozvole te gdje bi bila lokacija bunkering stanice?

I dalje smo u razvojnoj fazi što se tiče gradnje distributivne stanice s obzirom na to da su se stvari malo zakomplicirale oko odabira lokacije. Trenutno se detaljno razmatraju Gaženica i Rijeka s obzirom na to da za dobar odabir moraju se poklopiti svi sigurnosni, tehničko tehnološki i ekonomski aspekti. Jedan dio dokumentacije potreban za izdavanje dozvola je i odrađen dok ne donesemo konačnu odluku oko lokacije nećemo kretati u postupak izdavanja dozvola. Ako će reakcija tržišta biti iznimno dobra nećemo se ograničiti samo na jednu lokaciju.

- Sve energetske tvrtke u RH intenzivno rade na projektima energetske tranzicije prema zelenim



energentima, primjerice hvatanju i zbrinjavanju CO<sub>2</sub>, iskorištavanju energije sunca... Kakvi su planovi tvrtke LNG HRVATSKA na takvim projektima?

Nedavno smo započeli s tri nova razvojna projekta. Ugradnja solara za iskorištavanje energije sunca, hvatanje CO<sub>2</sub> te iskorištavanje hladne energije s Terminala. Sve navedene projekte planiramo odraditi u suradnji s Akademskom zajednicom, a sve u cilju što bolje energetske tranzicije i što povoljnijeg utjecaja na okoliš.

■ **Kako smo mogli pročitati na mrežnoj stranici vaše tvrtke na LNG Terminalu Krk ostvarili ste 1000 dana bez ozljeda. Istodobno, u razdoblju od 11. travnja 2022. do danas uspješno je obavljeno 200 operacija pretovara s FSRU broda na cisterne za prijevoz UPP-a. Čemu možete zahvaliti ta postignuća?**

Prvenstveno i jedino ljudima zaposlenim u LNG Hrvatska kao i kapetanima i cijeloj posadi FSRU broda LNG Croatia. Svi oni svojom profesionalnošću i odgovornošću su doveli do ovoga velikog cilja.

■ **Kakvi su sigurnosni zahtjevi i koje su propisane aktivnosti vezane za prijavu, uplovljavanje, prijevoz i isplavlavanje LNG tankera te FSRU broda LNG Croatia?**

LNG Hrvatska izradila je i od nadležnih tijela ishodila rješenja o prihvaćanju niza pravilnika kojima se uređuju aktivnosti u luci terminala za UPP, od maritimnih studija kojima su definirana prometno-plovidbena rješenja i mjere maritimne sigurnosti, do pravilnika kojima se uređuje održavanje reda i sigurnosti u lučkom operativnom području, rukovanje UPP-om i prirodnim plinom kao opasnim teretima, načini najave i prijave dolaska te uplovljavanja, priveza i isplavlavanja broda za prijevoz UPP-a kao i FSRU broda LNG Croatia u slučaju nužde u izvanrednim okolnostima. Pripreme za dolazak svakog od brodova za prijevoz UPP-a počinju dostavom dokumentacije kojom se provjeravaju svjedodžbe broda te tehnička kompatibilnost s terminalom, odnosno FSRU brodom LNG Croatia. Nakon što brod za prijevoz UPP-a napusti luku ukrcaja i uputi se prema terminalu, slijedi postupak prijave tankera koji uključuje dostavu dokumentacije vezane uz ukrcani UPP, prema kojim podacima brod za prijevoz UPP-a

“LNG Hrvatska je izradila i od nadležnih tijela ishodila rješenja o prihvaćanju niza pravilnika kojima se uređuju aktivnosti u luci terminala za UPP, od maritimnih studija kojima su definirana prometno-plovidbena rješenja i mjere maritimne sigurnosti, do pravilnika kojima se uređuje održavanje reda i sigurnosti u lučkom operativnom području, rukovanje UPP-om i prirodnim plinom kao opasnim teretima, najave i prijave dolaska te uplovljavanja, priveza i isplavljanja broda za prijevoz UPP-a kao i FSRU broda LNG Croatia.

prijavljuje se putem hrvatskog sustava CIMIS gdje se administriranje dolaska završava najkasnije 72 sata prije planiranog dolaska na peljarsku stanicu. Nakon ukrasnog pilota započinje peljarenje brod za prijevoz UPP-a prema terminalu za UPP gdje mu u zoni manevriranja do priveza podršku daju 4 tegljača. Nakon priveza i propisanih sigurnosnih provjera te pripreme prekrcajnih crijeva slijede aktivnosti prekrcaja UPP-a. Po završetku operacija prekrcaja i završnih aktivnosti kojima se kriogena crijeva dovode u stanje mogućeg sigurnog otpajanja, počinju pripreme za odvez broda za prijevoz UPP-a, u kojem manevru isplavljanja sudjeluju također peljar i dva tegljača.

■ **Sredinom listopada 2023. godine LNG Hrvatska je s južnokorejskom tvrtkom SK E&S Co., Ltd., sa sjedištem u Seulu sklopio Memorandum o razumijevanju za moguću suradnju u području učinkovitosti poslovanja u industriji za ukapljeni prirodni plin, obnovljivih izvora energije i energetske. Možete nam ukratko reći što bi mogao biti predmet te suradnje?**

Sporazum je potpisan prvenstveno radi međusobne suradnje odnosno dijeljenja iskustva i savjetovanja na području hvatanja CO<sub>2</sub> kao jednog od naših novih projekata te gradnje distributivne stanice za UPP i samoga tržišta UPP-om u Republici Hrvatskoj.

■ **Naposljetku, pitanje vezano za kadrove kojima raspolazete, poglavito one stručne. S obzirom na brojnost, složenost i dinamiku projekata, kao i tehnološku kompleksnost rada terminala raspolazete li s dovoljno stručnjaka i koliko ih danas radi u odnosu na početak kada je LNG terminal pušten u rad?**

Kadrovska politika društva je od početka 2023. godine posložena da zadovolji sve tehničko tehnološke potrebe samoga terminala za UPP obzirom na njegov rad 24/7/365 te stručnjaka u Zagrebu koji maksimalno pružaju podršku svima koji rade na terminalu, a sve da kompletan rad terminala za UPP bude prvenstveno siguran, a zatim pouzdan i fleksibilan da zadovolji potrebe naših korisnika.

*Razgovarala: Stefanija Novak – Zoroe*



STILBU

ON

BRAND

WI

# Energetski i ekonomski realitet budućnosti nafte

## Energy and economy reality of oil future

Mr. sc. Dražen Rajković, dipl. oec  
JANAF d.d./JANAF Plc.  
drazen.rajkovic@janaf.hr

DSc. Gordana Sekulić, dipl. oec.  
energetski analitičar/energy analyst  
gordana2013@gmail.com



**Ključne riječi:** EU, nafta, tranzicija, sigurnost opskrbe, kompanije

**Keywords:** EU, oil, transition, supply security, companies

### Sažetak

U radu se analiziraju neki aspekti energetske i ekonomske realiteta budućnosti nafte sa svrhom sagledavanja usklađenosti klimatsko-energetskih i gospodarsko-razvojnih ciljeva, imajući u vidu sigurnost opskrbe energijom i održivi razvoj, naročito manje razvijenih regija i država.

Nafta je i danas (2022.) glavni energent EU-a s udjelom od 38% u ukupnoj potrošnji energije. Usto, rast potrošnje nafte u posljednje dvije godine je pokazao njezinu stratešku ulogu za vrijeme gospodarskog oporavka (2021.) nakon zdravstveno-ekonomske krize (2020.) i u uvjetima političke i plinske krize (2022.). Prema scenarijima BP Outlooka 2023 i Međunarodne Agencije za Energiju (International Energy Agency – IEA, 2022) potražnja za naftom bi se u razdoblju 2022. – 2030. trebala smanjivati za oko -5% prosječno godišnje, tj. 5 puta brže nego u razdoblju 2010. – 2022. uz izuzetno dinamičan rast potrošnje OIE, tj. za tri puta prema svega 18,2% u prethodnih dvanaest godina što se čini teško ostvarljivim, kao i snažan trend pada potrošnje nafte. Na to ukazuju i visoki udjeli i niske stope pada potrošnje naftnih derivata u pojedinim sektorima, posebno neposredne potrošnje u kojoj naftni derivati čine 77,5% zbog i dalje značajne potrošnje u prometu.

Zelena tranzicija EU-a se odvija u uvjetima niza nestabilnosti i neizvjesnosti (usporeni rast s pojavama recesijskih razdoblja, slabljenje konkurentnosti, visoka inflacija, pad tečaja eura prema dolaru, diverzifikacija izvora opskrbe energijom iz sve udaljenijih izvora i dr.) što slabi ekonomski potencijal za ulaganja koja su nužna za energetske transformacije. Udjel BDP-a EU u BDP-u svijeta u 2022. je iznosio 14,7% (za oko 3 strukturalna poena manje nego u 2010.), zatim 9,6% u potrošnji energije, 11,6% u potrošnji nafte i 7,9% u emisijama CO<sub>2</sub> od energije (dvostruko manje nego u BDP-u). Usto, prisutne su značajne razlike u ekonomskoj i energetske razvijenosti među državama članicama EU iz čega proizlaze i nejednakosti u potencijalima za ubranu tranziciju, a pritom ne dovodeći u pitanje temeljne klimatsko-energetske ciljeve.

Ekonomski i energetske potencijali naftno-plinskih kompanija koji su veći nego u pred kriznoj 2019. čvrsta su osnova i garancija sigurnosti opskrbe kako fosilnim energentima tako sve više i OIE, ali i mogućnosti većeg smanjenja CO<sub>2</sub> iz naftno-plinskih operacija. Tome doprinose uglavnom sve kompanije neovisno o svojoj veličini i globalnom/regionalnom značaju.

### Abstract

The paper analyzes some aspects of the energy and economic reality of oil future with the purpose of considering the coherence of climate-energy and economic-development goals, bearing in mind security of energy supply and sustainable development, especially less developed regions and countries.

Oil is still the EU's main energy source today (2022), accounting for 38% of total energy consumption. In addition, the growth in oil consumption over the past two years has demonstrated its strategic role during the economic recovery (2021) after the health-economic crisis (2020) and in the conditions of the political and gas crisis (2022). According to BP Outlook 2023 and International Energy Agency (IEA, 2022), oil demand should decrease by about -5% on average per year in the period 2022-2030, i.e. 5 times faster than in the period 2010-2022 with extremely dynamic growth in RES consumption, i.e. by three times compared to only 18.2% in the previous twelve years, which seems difficult to achieve, as well as a strong downward trend in oil consumption. This is also indicated by high shares and low rates of decline in consumption of oil products in certain sectors, especially the final consumption in which they account for 77.5% due to continued significant consumption in transport.

The EU's green transition is taking place in a situation of a series of instabilities and uncertainties (slowing growth with the emergence of recessionary periods, weakening competitiveness, high inflation, falling euro exchange rates against the dollar, diversification of sources of energy supply from increasingly distant sources, etc.), which weakens the economic potential for investments that are necessary for energy transformation. The share of EU GDP in the world's GDP in 2022 was 14.7% (about 3 structural points less than in 2010), followed by 9.6% in energy consumption, 11.6% in oil consumption, and 7.9% in CO<sub>2</sub> emissions from energy (twice lower than in GDP). In addition, there are significant differences in economic and energy development between EU Member States, resulting in inequalities in the potential for accelerated transition, without prejudice to fundamental climate and energy objectives.

The economic and energy potentials of oil-gas companies, which are greater than in pre-crisis 2019, are a solid basis and guarantee of security of supply to fossil fuels and more and more renewable energy, but also the possibility of greater CO<sub>2</sub> reduction from oil and gas operations. This is mainly contributed by all companies regardless of their size and global/regional significance.

## 1. Uvod

Naftna industrija je u desetljeću velikih strateških promjena u energetici koje bi prema kreatorima globalne i energetske-klimatskih politike Europske Unije (EU) te predviđanjima trebale omogućiti stva-

ranje niskougličnog gospodarstva i dekarbonizaciju, posebno uz intenzivno smanjenje potrošnje fosilnih goriva i višestruko povećanje potrošnje obnovljivih izvora energije (OIE) i električne energije. Pritom je jedno od strateških pitanja djelovanje svih dionika (vlada, kompanija, banaka, udruga i dr.) na usklađenost klimatsko-energetskih i gospodarsko-razvojnih strategija i ciljeva vodeći računa o sigurnosti opskrbe energijom kao i daljnjem razvoju, naročito manje razvijenih regija i država. Pritom se smatra izazovom istražiti poziciju nafte kao vodećeg energenta u EU-u s udjelom od čak 38% u potrošnji ukupne energije (2022.)<sup>1</sup> prema 31,6% u svijetu.

Stoga se u radu analizira nekoliko aspekata energetske i ekonomskog realiteta i to:

- Trendovi buduće potrošnje nafte s obzirom na predviđanja i energetske ciljeve EU-a te samo djelomično ostvarenje tih ciljeva posljednjih desetak godina, ograničenja i neizvjesnosti ubrzanje zelene tranzicije, posebno do 2030.
- Značaj EU-a u ekonomskom i energetske potencijalu svijeta te razlike među državama članicama.
- Tranzicijska uloga naftnih kompanija u sigurnosti opskrbe naftom, plinom i sve više OIE te uopće dekarbonizaciji, posebno nakon globalnih zdravstveno-gospodarskih i političko-energetskih kriza u razdoblju 2020. – 2022.

## 2. Realitet klimatsko-energetskih ciljeva i predviđanja te ostvareni trendovi i potencijal potrošnje nafte

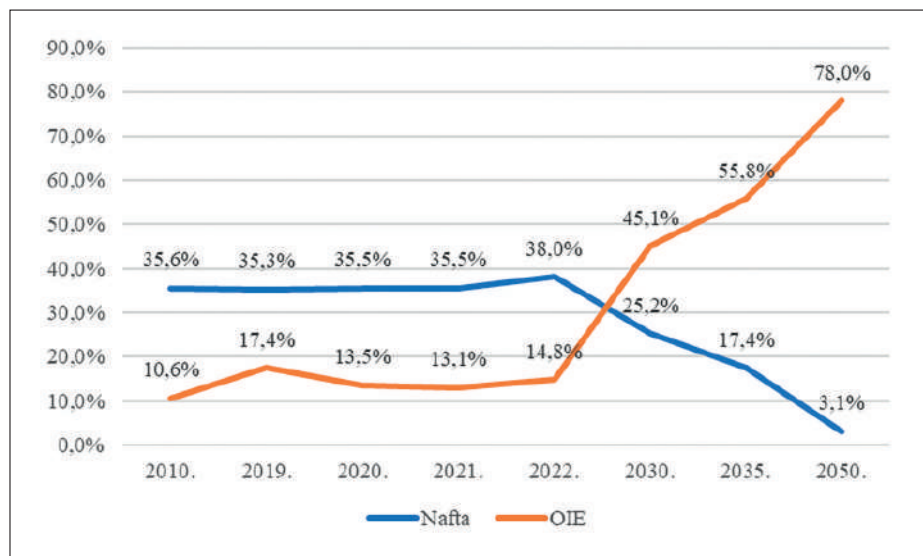
Bitna odrednica energetske politika i kretanja potrošnje energije je pitanje klimatskih promjena i implementacija nekoliko globalnih „klimatskih“ dokumenata, posebno pariškog Sporazuma koji je stupio na snagu 4. studenog 2016. godine, a cilj je zadržavanje rasta zagrijavanja za ispod dva stupnja Celzija u odnosu na predindustrijsko razdoblje, težeći prema 1,5°C. Pri tome je ključni dugoročni cilj da se do sredine 21. stoljeća ukloni emisija stakleničkih plinova koje proizvodi čovjek.

EU je kao jedan od lidera globalne klimatske politike već u prošlom desetljeću intenzivirala napore na smanjenju emisija stakleničkih plinova uz povećanje

<sup>1</sup> U posebnom radu (Sekulić, G., Plin) analizirana je i pozicija plina čiji udjel u globalnoj potrošnji energije iznosi 23,5%, a 21,2% u potrošnji energije EU-a (2022.).

Grafikon 1. Udjeli nafte i OIE u ukupnoj potrošnji primarne energije EU-a u razdoblju 2010. – 2022. te predviđanja do 2050.

Izvori: Grafikon je izraden temeljem podataka iz: BP Energy Outlook 2050, January 2023, bp-energy-outlook-2023-summary-tables; Energy Institute, Statistical Review of World Energy, June 2023\*



energetske učinkovitosti i potrošnje OIE, a što se temelji na nizu strateških dokumenata, između ostalih i na *Strategiji za konkurentnu, održivu i sigurnu energiju* (COM, 2010) iz davne 2010., prema kojoj će strategija „pomoći stvaranju tržišnih uvjeta koji stimuliraju veću štednju energije i nisko ugljične investicije, korištenje širokog raspona centraliziranih i distribuiranih OIE kao i tehnologija za skladištenje energije i elektromobilnosti“. Nadalje, EU je krajem 2019. *Europskim zelenim planom* (COM, 2019), te dokumentima *Spremni za 55%* (COM, 2021) i *RePowerEU* (COM, 2022) te Paketom mjera za njihovo ostvarenje pokrenula novu strategiju gospodarsko-tehnološkog rasta i utvrdila smjernice kojima se podupire brža tranzicija u pravedno i prosperitetno društvo koje odgovara na izazove klimatskih promjena, čime se poboljšava kvaliteta života sadašnjih i budućih generacija.

Pritom će tranzicija energetskog sektora do 2030. i 2050. biti usmjerena prema ostvarenju glavnog strateškog energetskog ciljeva, postizanje neto nulte emisije stakleničkih plinova do 2050. pa se tako do 2030. predviđa njihovo smanjenje za najmanje 55% u usporedbi s 1990. što se planira ostvariti uz 45% udjela OIE i smanjenje potrošnje primarne energije za 36-39%, a za što su potrebne kako dodatne mjere, sredstva i regulativa tako i primjena novih tehnologija i pristupačne cijene.

Pritom bi osnovne smjernice bile:

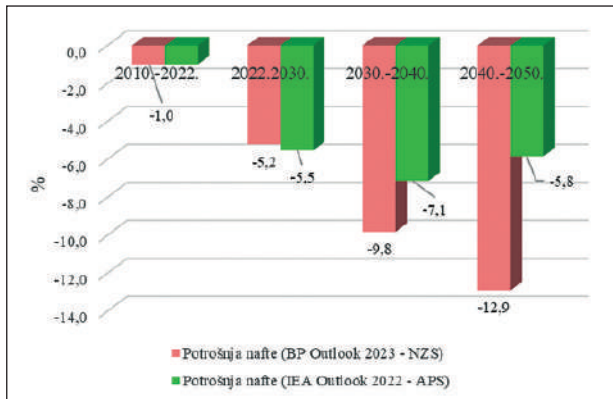
- Dekarbonizacija energetskog sektora koji bi se uglavnom temeljio na OIE i električnoj energiji uz postupno napuštanje fosilnih goriva i dekarbonizaciju plina.

- Veća proizvodnja energije vjetra na moru uz oslanjanje na regionalnu suradnju među državama članicama.
- Pametna integracija OIE, energetska učinkovitost i druga održiva rješenja u svim sektorima trebaju omogućiti ostvarenju dekarbonizacije uz najniži trošak.
- Opskrba energijom u EU-u mora biti sigurna i cjenovno pristupačna za potrošače.
- Smanjenje ovisnosti o ruskim fosilnim gorivima ubrzanjem prelaska na čistu energiju i udruživanjem snaga kako bi se postigao otporniji energetska sustav i istinska energetska unija.

Polazeći od temeljnih ciljeva i smjernica zelene tranzicije EU-a smatra se posebno važnim sagledati *postojeću i buduću poziciju nafte* s obzirom na njezinu dominantnost u potrošnji energije i u 2022. s udjelom od 38% pri čemu su udjeli ostalih primarnih izvora energije iznosili: plina 21,2%, OIE 14,8%, ugljena 12%, nuklearne energije 9,4% i hidro izvora 4,5% (Grafikon 1.). Usto, rast potrošnja nafte u posljednje dvije godine (na 510,4 mil. tona u 2022.) je pokazao njezinu stratešku ulogu u sigurnosti opskrbe u uvjetima gospodarskog oporavka (2021.) nakon zdravstveno-ekonomske krize (2020.) te u uvjetima političke i plinske krize (2022.).

Ovakva struktura potrošnje ostvarila se uz pad potrošnje ukupne energije za 15,6% pri čemu nafte za 9,7%, plina za 18,7%, ugljena za 32,9%, nuklearne energije za 31,5% i hidro izvora za 25,7%. Jedino se povećala potrošnja OIE za 18,2%. Takva kretanja potvrđuju opredijeljenost prema zelenoj tranziciji, ali još uvijek u nedovoljnoj mjeri za dostizanje sve ambicioznijih klimatsko-energetskih ciljeva.

\* Od 2023. publikaciju *Statistical Review of World Energy* izrađuje britanski Energetski institut (u suradnji s KPMG-em i Kearney-em i dr.), što je od 1952. do 2022. radila kompanija British Petroleum.



Grafikon 2. Prosječne godišnje stope pada potrošnje nafte u EU-u u razdoblju 2010. – 2022. te predviđanja do 2050.

Izvori: Kao za Grafikon 1. i (IEA, 2022)

Usporedbom kretanja potrošnje energenata u razdoblju 2010. – 2022. s predviđanjima do 2030. iz publikacije BP Outlook 2023 (koja su temeljena na ostvarenju klimatsko-energetskih ciljeva) uočava se da bi za osam godina OIE trebali činiti oko 45% potrošnje energije prema 14,8% u 2022., a nafta 25,2% prema 38% u 2022. uz izuzetnu snažnu dinamiku pada potrošnje nafte i povećanje potrošnje OIE. Time bi već oko 2025. potrošači u EU-u trošili najviše energije iz OIE.

Ovakva ciljna struktura potrošnje energije mogla bi se postići uz izuzetno dinamičan rast potrošnje OIE tj. za tri puta do 2030. prema svega 18,2% u prethodnih dvanaest godina što se čini teško ostvarljivim kao i snažan trend smanjenja potrošnje nafte.

Prema scenarijima BP Outlooka 2023 i Međunarodne Agencije za Energiju (International Energy Agency – IEA, 2022), potražnja za naftom bi se smanjivala od -5,2% do -5,5% prosječno godišnje, tj. 5 puta brže nego u razdoblju 2010. – 2022. (Grafikon 2.). Od 2030. do 2050. pad potrošnje nafte bi trebao biti još ubrzaniji kako bi se postigle neto nulte emisije CO<sub>2</sub>. Potrošnja nafte se prognozira, ovisno o scenarijima, s 324-344 mil. tona u 2030., sa 122-154 mil. tona u 2040. i s 31-85 mil. tona u 2050. prema 510, 4 mil. tona u 2022.

Objašnjenje scenarija:

- BP Outlook 2023 – NZS (Net Zero Scenario) – pretpostavlja se smanjenje emisija za 95% do 2050. uz promjenu društvenog ponašanja koja podupiru i daju prednost niskougljičnoj energiji i energetske učinkovitosti.
- IEA Outlook 2022 – APS (Announced Pledge Scenario) – pretpostavlja se puna implementacija ciljeva dekarbonizacije iz dokumenta *Spremi za 55%*, ostvarenje ciljeva *Strategije vodika*, djelomična provedba ciljeva iz plana *REPowe-*

*rEU*, uz eliminaciju opskrbe plinom iz Rusije do 2030. te provedba obveza iz globalnog sporazuma o metanu (Global Methane Pledge).

Realitet energetskih i ekonomskih kretanja posljednjih godina utjecao je na korekcije predviđanja IEA-a. Tako su u ažuriranom dokumentu (IEA, 2023) povećane prognoze količina globalne potrošnje nafte, ali se i dalje predviđa intenzivno smanjenje potrošnje, za 3% prosječno godišnje do 2030. i za 6% prosječno godišnje od 2030. do 2050. Pritom je transformacija globalnog energetskog sektora, posebno naftnog, ključan parametar ostvarenja glavnog klimatskog cilja.

### 3. Potrošnja nafte u pojedinim sektorima

Sa svrhom sagledavanja realiteta buduće potrošnje nafte, posebno do 2030. također su analizirani postojeće stanje i trendovi potrošnje u EU-u i Hrvatskoj u razdoblju 2010./2013. – 2021./2022. (ovisno o raspoloživosti podataka) po pojedinim sektorima kao što su: neposredna potrošnja-energetske svrhe (promet, industrija i kućanstva), neposredna potrošnja-energetske svrhe te energetski sektor (transformacije i potrošnja za pogon postrojenja).

Najviše naftnih derivata u EU-u troši se kao gorivo u *neposrednoj potrošnji* (77,5%), a u Hrvatskoj je to znatno više (93,6%) s trendom umjerenog smanjivanja u razdoblju 2013. – 2021.) od svega -0,5% prosječno godišnje u EU-u i rastom od 0,6% u Hrvatskoj, a što je uglavnom zbog i dalje visoke potrošnje u prometu (Tablica 1.).

U EU-u se značajan dio derivata troši i za neenergetske svrhe (16,6%) dok je u Hrvatskoj 6,2%, uz umjeren trendove rasta. Za energetske transformacije se kao gorivo troši relativno malo naftnih derivata zbog nekonkurentnih cijena, troškova emisija CO<sub>2</sub> i dr, uz sve veću prisutnost plina i posebno OIE.

U *prometu* se tradicionalno troši najviše naftnih derivata bez većih pomaka i u posljednjem desetljeću što je jedan od većih strateških izazova za ostvarenje ciljeva zelene tranzicije, posebno do 2030. Naftni derivati čine 90,2% potrošnje goriva u prometu EU-a i čak 94,4% u Hrvatskoj (2021.) uz umjereni pad od -0,4% prosječno godišnje u posljednjih jedanaest godina (EU)<sup>2</sup>, odnosno uz rast od 0,4% (Hrvatska) (Grafikon 3.).

<sup>2</sup> S obzirom na raspoloživost podataka 2010. je uzeta kao početna godina razdoblja ovog dijela analize.



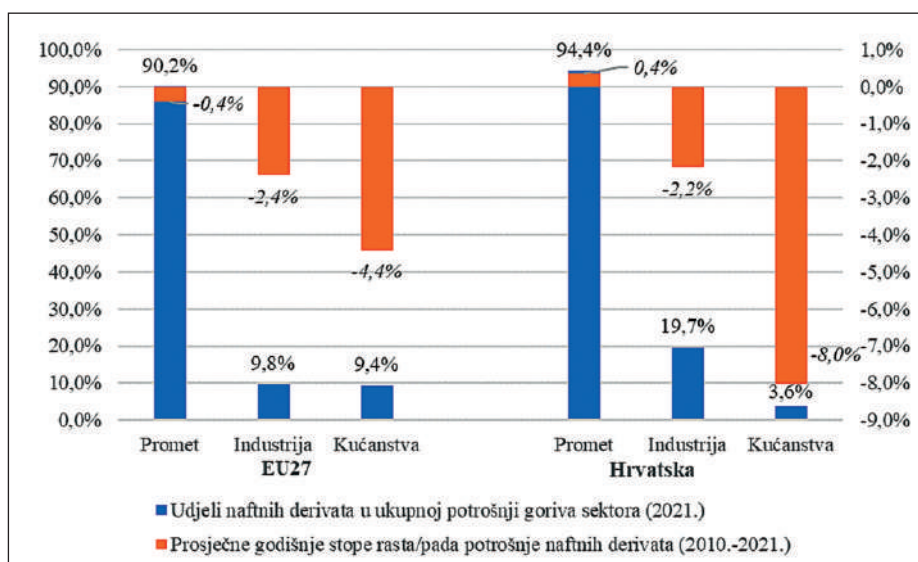
Tablica 1. Udjeli u 2021. i trendovi potrošnje energije po sektorima u razdoblju 2010. – 2021. u EU-u i Hrvatskoj

	EU27		Hrvatska	
	Udjeli sektora u ukupnoj potrošnji naftnih derivata (2021.)	Prosječne godišnje stope rasta/pada (2010. – 2021.)	Udjeli sektora u ukupnoj potrošnji naftnih derivata (2021.)	Prosječne godišnje stope rasta/pada (2010. – 2021.)
Ukupno naftni derivati (isporučene količine)	100,0	-0,5%	100,0%	0,6%
Neposredna potrošnja – energetske svrhe	77,5%	-0,5%	93,6%	0,4%
Neposredna potrošnja – neenergetske svrhe	16,6%	0,7%	6,2%	0,4%
Energija za energetske transformacije	5,8%	-1,6%	0,2%	-27,2%
Energetski sektor za pogon postrojenja	0,1%	-4,5%	0	0%

Izvori: Tablica je izrađena temeljem podatka iz: Eurostat, Tablica. Supply, transformation and consumption of oil and petroleum products [NRG\_CB\_OIL\$DEFAULTVIEW]

Grafikon 3. Udjeli naftnih derivata u sektorima neposredne potrošnje u 2021. i trendovi u razdoblju 2010. – 2021. u EU-u i Hrvatskoj

Izvori: Grafikon je izrađen temeljem podataka iz: Eurostat, Dataset, Tablice: Gross available energy by product [TEN00121\$DEFAULTVIEW], Final energy consumption in transport by type of fuel [TEN00126], Final energy consumption in industry by type of fuel [TEN00129], Final energy consumption in households by type of fuel [TEN00125]



Objašnjenje grafikona:

- Na lijevoj y osi iskazani su udjeli naftnih derivata u ukupnoj potrošnji goriva sektora, a na desnoj osi Y prosječne godišnje stope rasta/pada potrošnje naftnih derivata.

U sektorima *industrije* i posebno *kućanstva*, koji imaju znatno manju potrošnju naftnih derivata od prometa, trendovi pada potrošnje su ubrzaniji nego u prometu.

U industriji EU-a u 2021. glavni energenti su bili električna energija (33,2%) i prirodni plin (32,7%) uz rast udjela OIE na 9,7% koliko iznosi i udjel naftnih derivata. U industriji Hrvatske glavni energenti su bili prirodni plin (31,2%), električna energija (27,3%) i

naftni derivati (19,7%) uz svega 2,6% udjela OIE. U razdoblju 2010. – 2021. svi energenti, osim električne energije su imali visoke prosječne godišnje stopa pada od -2,2% (naftni derivati) do -4,3% (OIE i biogoriva).

U kućanstvima EU-a u 2021. glavni energenti su bili prirodni plin (33,5%) i električna energija (24%) uz rast udjela primarnih krutih biogoriva (17,3%) i značajan pad potrošnje naftnih derivata od -4,4% prosječno godišnje. U kućanstvima Hrvatske glavni energenti su bili primarna kruta biogoriva (45,1%), koliko ukupno iznose električna energija (23,2%) i prirodni plin (21,5%). Uz snažan pad potrošnje naftnih derivata od -8% prosječno godišnje njihov udjel je svega 3,6%.

Može se zaključiti da se u posljednjih desetak godina potrošnja naftnih derivata u EU-u umjereno

manjivala u svim sektorima koji su glavni potrošači, što je višestruko sporije od prognoziranog trenda do 2030. Posebno se to odnosi na promet gdje naftni derivati čine 90,2% potrošnje svih goriva, a što je 49,5% ukupne (raspoložive) potrošnje u 2021.

#### 4. Makroekonomski i energetska ralitet pozicije EU-a

Razvoj niskougljičnog gospodarstva EU-a odvija se u uvjetima usporavanja gospodarskog rasta (s razdobljima recesije), visoke inflacije i fluktuacije cijena energenata, rata u Ukrajini, značajnog smanjenja uvoza ruskog plina i nafte uz diverzifikaciju nabave iz drugih udaljenijih destinacija, neizvjesnosti opskrbe energentima, ali i materijalima te tehnologijama za ubrzanu zelenu tranziciju.

Bruto domaći proizvod (BDP) EU-a u razdoblju 2010-2022. je rastao dvostruko sporije (1,5% prosječno godišnje) od globalnog, ali i BDP-a Kine te SAD-a kao velikih konkurentskih tržišta. To je praćeno slabljenjem tečaja eura prema USD, posebno od 2015. i u 2022. (Grafikon 4.).

Hrvatska je imala nešto veći gospodarski rast (1,8% prosječno godišnje), ali nedovoljan za značajnije približavanje razvijenim državama.

U narednom srednjoročnom razdoblju (do 2028.) predviđa se (IMF, 2023.) i dalje vrlo umjereni rast BDP-a EU-a od najmanje 0,7% u 2023. do najviše 2,2% u 2025.

Uz takva kretanja posljednjih godina smanjuje se potencijal EU-a u svjetskom gospodarstvu uz pad udjela u potrošnji ukupne energije i nafte te posljedično u emisijama CO<sub>2</sub> od energije čiji je udjel dvostruko

manji (7,9%) od udjela u BDP-u i može se smatrati konkretnim doprinosom globalnom klimatskom cilju (Grafikon 5.).

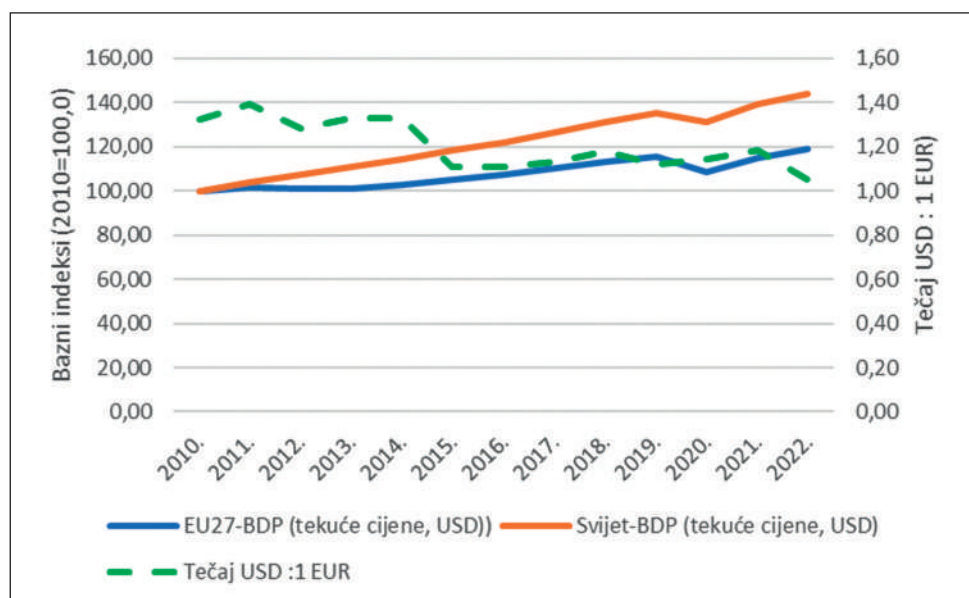
Potrošnja nafte pokazuje oscilirajući trend i uglavnom reagira na kretanje cijena (obrnutim smjerom), ali uglavnom prati trendove BDP-a (Grafikon 6.). Međutim, nakon zdravstveno-ekonomske krize potrošnja nafte je u 2021. i 2022. rasla i pored visokog povećanja cijena.

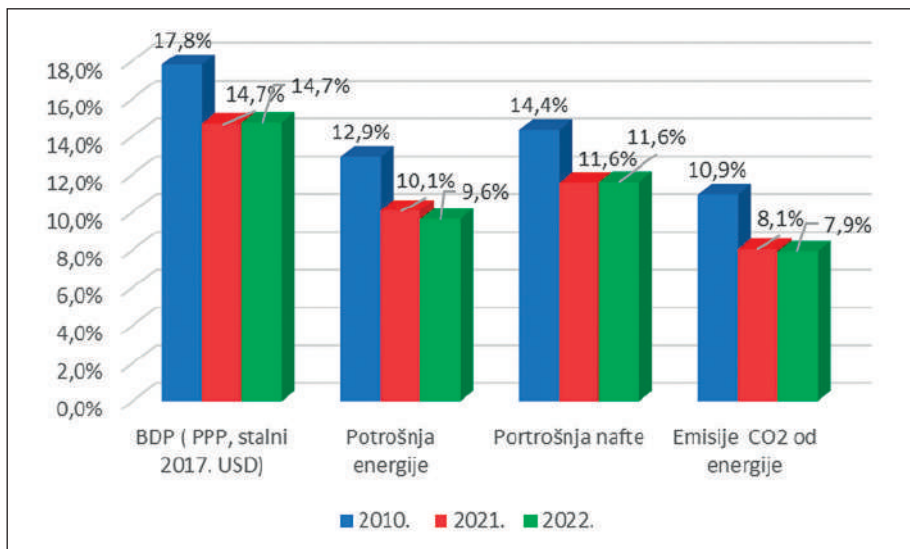
Usto, opskrbe naftom je jedan od čimbenika sigurnosti opskrbe energijom i gospodarstva i stanovništva čemu doprinosi više desetljeća postepeno uspostavljeni sustav obveznih zaliha prema kojem uglavnom sve države članice EU-a već nekoliko posljednjih godina imaju najmanje prosječno 90 dnevne zalihe potrošnje nafte i naftnih derivata. Također, dugoročna politika diverzifikacije, zbog brojnih političkih i cjenovnih kriza, omogućila je da smanjene isporuka iz Rusije od 2022. nisu imale veći utjecaj na urednu opskrbu. Nakon što su EU i druge države uvele sankcija prema Rusiji i orijentiraju se prema drugim destinacijama, uz smanjenje potrošnje, EU predviđa dostizanje gotovo potpune naftne neovisnosti od Rusije do kraja desetljeća.

U 2022. najviše nafte u Europu se uvozilo iz Rusije (23,3%) (Grafikon 7.) s trendom pada. Ostali opskrbljivači (države članice OPEC-a i dr.) imali su ujednačene udjele od 10,8%-18,8% s rastom uvoza iz SAD-a. Rusija je ujedno i najveći opskrbljivač europskog tržišta naftnim derivatima (37%), ali je ukupan uvoz nafte i naftnih derivata količinski smanjen za jednu četvrtinu u odnosu na 2019. Na razini EU uvoz nafte i naftnih derivata je smanjen za nešto više (31,1%) (Statista, 2023.).

Grafikon 4. Trend kretanja BDP-a EU-a i svijeta i tečaj USD prema EUR-u u razdoblju 2010. – 2022.

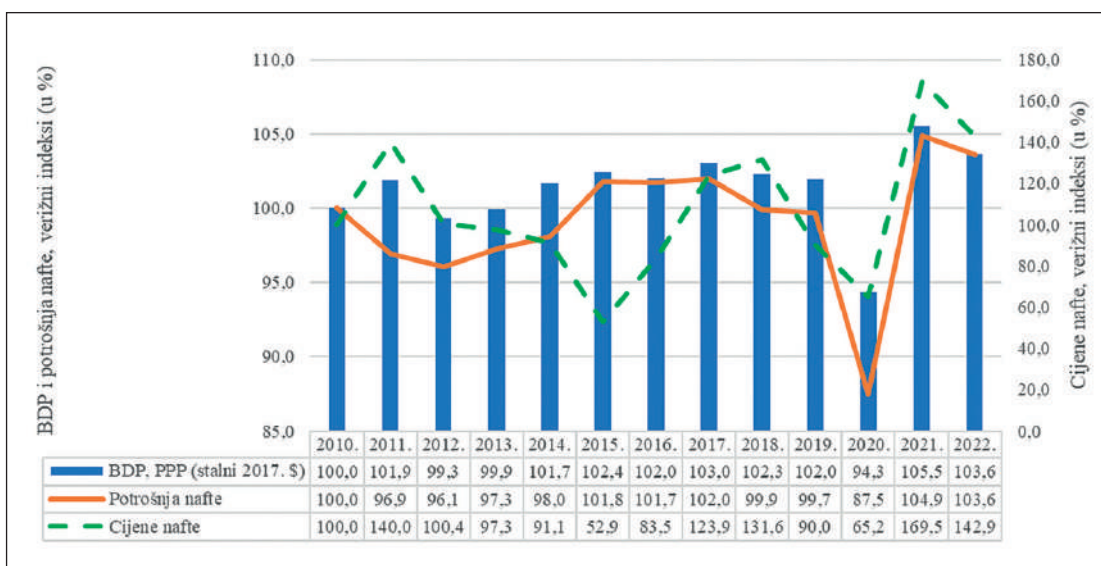
Izvori: Grafikon je izrađen temeljem podataka iz: World Bank, Data from database, World Development Indicators – GDP; Hrvatska Narodna Banka (HNB), Tablica. Glavni makroekonomski indikatori





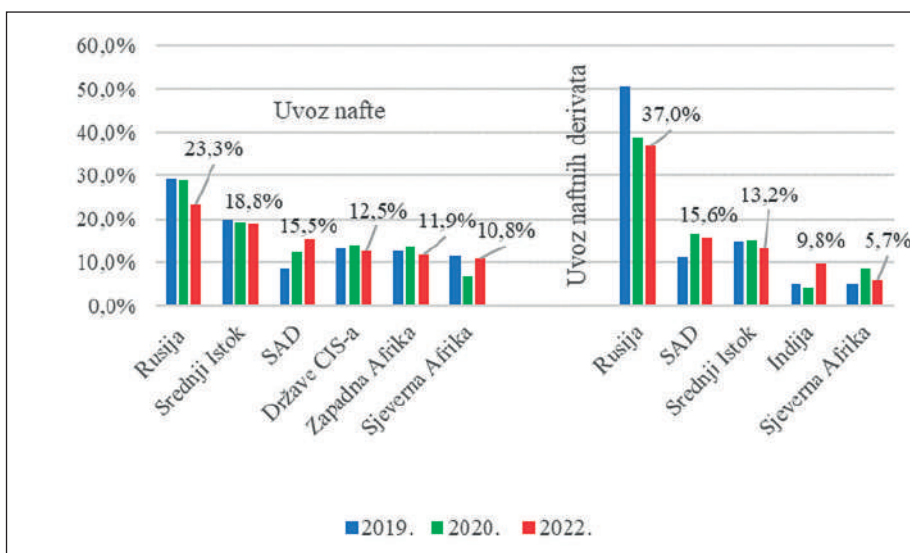
Grafikon 5. Udjeli EU-a u makro ekonomskim i energetske pokazateljima svijeta

Izvori: Grafikon je izrađen temeljem podataka iz: Eurostat, Tablice: Gross available energy by product [TEN00121\$DEFAULTVIEW], Population change-Demographic balance and crude rates at national level [DEMO\_GIND\$DEFAULTVIEW]; Energy Institute, Statistical Review of World Energy, Tablice: Primary Energy Consumption by fuel, Carbon Dioxide Emissions from Energy; World Bank, Data from database, World Development Indicators, Tablica. GDP per capita PPP (constant 2017 international \$)



Grafikon 6. Godišnji trendovi (verižni indeksi) kretanja BDP-a, potrošnje i cijena nafte u EU-u u razdoblju 2010. – 2022.

Izvori: Grafikon je izrađen temeljem podataka iz: World Bank, Data from database, World Development Indicators, Tablica. GDP, PPP (constant 2017 international \$); Energy Institute, Statistical Review of World Energy, Tablice: Oil Consumption, Spot crude prices



Grafikon 7. Udjeli pojedinih država i regija u uvozu nafte i naftnih derivata u Europu u razdoblju 2019. – 2022.

Izvori: Grafikon je izrađen temeljem podataka iz: BP/ Energy Institute, Statistical Review of World Energy (razna godišta), Tablica. Oil: Inter-area movements

Pad ukupnog europskog uvoza nafte uz povremene oscilacije u krizama praćen je uvozom značajnih količina derivata (2022.-206,5 mil. tona) što je posljedica dugogodišnjeg zatvaranja i nemodernizacije rafinerije pa se tako derivati uvoze sve više od država (SAD-a, Srednjeg Istoka, Indije) koje posjeduju tehnološki osuvremenjena postrojenja što je jedan od čimbenika rasta cijena posebno u razdobljima visoke potražnje. U vezi s time može se zaključiti da su naftne kompanije, pod pritiskom mjera energetske politike (koje su značajno utjecale na troškove proizvodnje), prebrzo odustale od razvoja rafinerija slijedeći i same ambiciozne klimatsko-energetske ciljeve, a ne vodeći dovoljno računa o realitetu tržišta i gospodarskog razvoja, kao i mogućnostima internog smanjenje emisija CO<sub>2</sub> i povećanja energetske učinkovitosti.

## 5. Ekonomska i energetska pozicija država članica EU-a u zamahu zelene tranzicije

Države članice EU su vrlo različito ekonomski i energetska razvijene s čime je uglavnom usklađena i potrošnja nafte. Tako su najveći BDP po stanovniku u 2022. ostvarili Luxemburg i Irska (2,5 puta iznad prosjeka EU-a), a najmanji Bugarska i Grčka (58,7%, odnosno 68,9% prosjeka EU-a). Hrvatska ostvaruje 74,4% BDP po stanovniku u odnosu na prosjek EU-a (Tablica 2.).

Zanimljivo je da od 14 država članica koji su pristupale EU-u posljednjih dvadeset godina samo Malta ima BDP po stanovniku iznad prosjeka EU.

Najrazvijenije države članice su uglavnom i najveći potrošači nafte i energije te ih najučinkovitije

Tablica 2. Makro ekonomski i energetska pokazatelji razvijenosti država članica EU-a

	BDP po stanovniku, PPP (stalni 2017. USD) (2022.)	Potrošnja energije po stanovniku (GJ) (2022.)	Potrošnja nafte i naftnih derivata po stanovniku (t) (2021.)	Energetska učinkovitost, 000 euro/kgen (2021.)	Emisije CO <sub>2</sub> od energije po stanovniku (mil.t), 2022.
<b>EU27</b>	<b>45.712,9</b>	<b>130,1</b>	<b>1,1</b>	<b>8,5</b>	<b>6,1</b>
<b>Sedam najrazvijenijih država (EU27=100,0%)</b>					
Luxemburg	252,8	166,9	358,9	150,1	222,9
Irska	249,1	104,5	122,6	286,3	118,9
Danska	130,6	89,1	99,2	196,0	77,6
Nizozemska	128,2	155,0	201,6	100,2	158,2
Austrija	123,1	118,1	118,0	113,5	102,0
Švedska	119,9	165,8	102,9	109,7	64,2
Njemačka	117,2	113,4	106,4	116,3	125,1
<b>Sedam najmanje razvijenih država (EU27=100,0%)</b>					
Mađarska	77,1	73,8	74,4	56,9	72,4
Hrvatska	74,4	65,0	67,2	71,8	65,6
Slovačka	72,6	93,8	61,2	57,0	91,2
Rumunjska	71,6	50,7	49,2	62,6	56,3
Latvija	71,6	59,3	80,6	59,7	60,9
Grčka	68,9	84,2	101,3	94,4	97,4
Bugarska	58,7	94,5	60,4	28,9	110,6

Izvori: Grafikon je izrađen temeljem podataka iz: Eurostat, Tablice: Gross available energy by product [TEN00121\$DEFAULTVIEW], Energy productivity [SDG\_07\_30], Population change-Demographic balance and crude rates at national level [DEMO\_GIND\$DEFAULTVIEW]; Energy Institute Statistical Review of World Energy, Tablice: Primary Energy: Consumption by fuel, Carbon Dioxide Emissions from Energy; World Bank, Data from database, World Development Indicators, Tablica. GDP per capita PPP (constant 2017 international \$

troše, ali imaju i najveće emisije CO<sub>2</sub>. Tako je potrošnja nafte po stanovniku najveća u Luxemburgu i Nizozemskoj, a najmanja u Rumunjskoj i Bugarskoj dok se najviše ukupne energije po stanovniku troši u Luksemburgu i Švedskoj, a najmanje u Rumunjskoj i Latviji. Gospodarska i tehnološka razvijenost su među glavnim čimbenicima učinkovitosti trošenja energije koja je najveća u Irskoj i Danskoj, a najmanja u Bugarskoj i Mađarskoj. Emisije CO<sub>2</sub> po stanovniku su također najviše u razvijenijim državama (Luxemburg, Nizozemska), a najmanje u Rumunjskoj i Latviji.

Hrvatska je u poziciji manje razvijene države članice EU koja u odnosu na prosjek EU ostvaruje: 65,6% emisija CO<sub>2</sub> od energije po stanovniku (manje od udjela u BDP-u), 67,2% potrošnje nafte i 65% potrošnje ukupne energije po stanovniku te 71,8% energetske učinkovitosti.

Nejednakosti u ekonomskoj, tehnološkoj i energetske razvijenosti te spori napredak manje razvijenih država ukazuju na složenost u procesu njihove zelene tranzicije u kojoj će se u dugoročnom razdoblju mijenjati struktura potrošnje energije i gospodarstva. Smanjenje potrošnje nafte je realitet, a dinamika promjena će ovisiti o intenziviranju ulaganja u energetske učinkovitost, inovacije, nove tehnologija, postrojenja, prometnu i drugu infrastrukturu i vozila sa zelenim energentima. Pritom su zdravstveno-gospodarske-političke-energetske krize od 2020. djelovale na sporiju dekarbonizaciju u odnosu na ciljeve.

## 6. Ekonomski potencijal naftnih kompanija nakon razdoblja kriza – doprinos sigurnosti opskrbe i zelenoj tranziciji

Kao poduzetnički nositelji sigurnosti opskrbe energijom naftne kompanije su zadržale vodeću poziciju u svjetskom gospodarstvu. U 2022. je od 10 najvećih kompanija (prema prihodu) njih 6 bilo iz naftno-plinskog sektora: Saudi Aramco – Sudijska Arabija, Vitol – Švicarska, China National Petroleum – Kina, China Petrochemical (Sinopec) – Kina, ExxonMobil – SAD i Shell – Velika Britanija. U 2010. među 10 najvećih kompanija su bile samo tri iz naftno-plinskog sektora, od čega sve tri iz SAD-a (Tablica 3.).

Odgovarajući na globalne klimatske energetske zahtjeve naftno-plinske kompanije se transformiraju u energetske kompanije uz ulaganja u projekte OIE, električne energije, CCUS (Carbon capture usage and storage – zahvaćanje, upotreba i skladištenje ugljika), energetske učinkovitost, smanjenje emisija CO<sub>2</sub> iz tradicionalnih aktivnosti i drugo, s ciljem smanjenja emisija za 20-50% do 2030. i postizanje neto nultih emisija do 2050.

U tom procesu ključan je ekonomski potencijal koji će iz postojećih naftno-plinskih poslova omogućiti sigurnost opskrbe kako fosilnim gorivima tako sve više i zelenom energijom.

Tablica 3. Deset najvećih svjetskih kompanija u 2022. u odnosu na 2010. prema ostvarenom prihodu

Rang	Kompanije	Prihodi u 2022. (u mlrd. USD)	Rang	Kompanije	Prihodi u 2010. (u mlrd. USD)
1	Walmart	611,3	1	Wal-Mart Stores	422
2	Saudi Aramco	603,7	2	Exxon Mobil	355
3	State Grid	530,7	3	Chevron	196
4	Amazon.com	514	4	ConocoPhillips	185
5	Vitol	505	5	Fannie Mae	154
6	China National Petroleum	483	6	General Electric	152
7	China Petrochemical (Sinopec)	471,2	7	Bekshire Hathaway	136
8	ExxonMobil	413,7	8	General Motors	136
9	Apple	394,3	9	Bank of America Corp.	134
10	Shell	386, 2	10	Ford Motors	129

Izvori: [https://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_largest\\_companies\\_by\\_revenue](https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_largest_companies_by_revenue) (2022.); [https://money.cnn.com/magazines/fortune/fortune500/2011/full\\_list/](https://money.cnn.com/magazines/fortune/fortune500/2011/full_list/)

Analizirajući neke glavne ekonomske parametre poslovanja naftno-plinskih kompanija sagledava se da je većina uspješno prebrodila krize od 2020. i u 2022. ostvarila poslovne rezultate bolje nego u pred kriznoj 2019. (Grafikon 8.).

U analizi su obuhvaćene kompanije različitih veličina i globalnog/regionalnog značaja i to: Shell – Velika Britanija, Equinor – Norveška, Orlen – Poljska, MOL – Mađarska, te INA-Industrija nafte (INA) i Jadranski naftovod (JANAF) – Hrvatska.

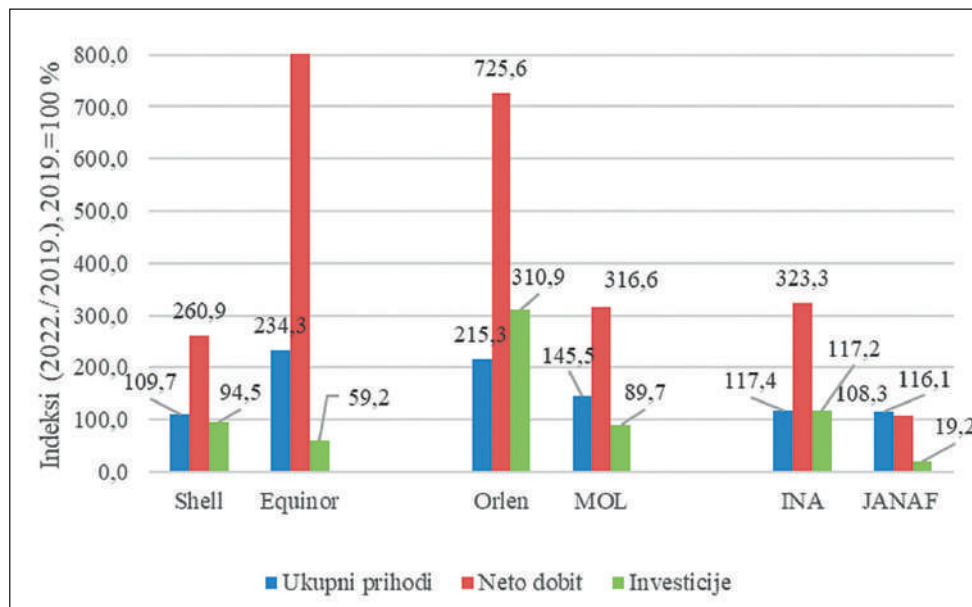
Jačanje ekonomskog, a time i investicijskog potencijala kompanija u 2022. (s nastavkom u 2023.) u odnosu na pred kriznu 2019. praćeno je nizom čimbenika i strukturnih strateških promjena, i to:

- Višim cijenama nafte za oko 58% uz pad potrošnje u svijetu za 1% od čega u razvijenim državama OECD-a za 3%, a u EU za 5% te rast potrošnje u manje razvijenim državama za 0,7%.
- Visoke cijene su omogućile globalnu akumulaciju od 1,4 bilijuna USD krajem 2022. od proizvodnje nafte i plina (Deloitte. 2023) što je postavilo dileme pred dioničare o proporcijama i dinamici ulaganja u fosilne i nefosilne projekte.

- Povećanjem prihoda od elektroenergetskog sektora i OIE, ali još uvijek neznatno u odnosu na naftno plinske djelatnosti (Equinor, Shell), s jasnim strateškim ciljem dekarbonizacije kod svih kompanija.
- Rastom kroz spajanja naftnih i plinskih kompanija (Orlen – spajanje s PGNiG Group i LOTOS Group) i „kupnjom“ tržišta (MOL, INA).
- Ulaganjima u nove kapacitete rafinerijskog sektora (INA) i modernizacije kod većine rafinerija sa svrhom prilagodbe drugačijim vrstama nafta, promjene kvalitete proizvoda, smanjenja emisija CO<sub>2</sub>, konverzije rafinerija prema rastućim udjelima biogoriva i dr.
- Pripremanja za ulaganja u zelene energetske projekte akumulacijom financijskih sredstava sukladno strateškim ciljevima (JANAF).

## 7. Zaključak

Potrošnja nafte s udjelom od 38% u ukupnoj potrošnji energije EU-a u 2022. i blagi trend smanjenja potrošnje od svega -1% prosječno godišnje u razdoblju



Grafikon 8. Indeksi rasta/pada ukupnih prihoda, neto dobiti i investicija naftno-plinskih kompanije u 2022. prema 2019.

Izvori: Grafikon je izrađen temeljem podataka iz Financijskih izvješća kompanija

Napomene:

1. Indeksi su izračunati temeljem podataka iskazanih u USD, a za neke kompanije (Orlen, JANAF) koje su u nekim godinama iskazivale podatke u drugim valutama izvršen je proračun prema prosječnim godišnjim tečajevima.
2. Indeks rasta neto dobiti Equinora je bio 1400%, ali zbog preglednosti grafikona gornja granica iznosa na y osi je limitirana na 800%.

2010. – 2022. ukazuju na (ne)realitet prognoza snažne dinamike pada buduće potrošnje, posebno do 2030. (od -5,2% do -5,5% prosječno godišnje), ali i dalje, a što je jedan od važnih uvjeta ostvarenja zadanog klimatskog cilja smanjenja emisija CO<sub>2</sub> od 55% uz trostruko povećanje proizvodnje OIE s udjelom od 45% u ukupnoj potrošnji energije, povećanje energetske učinkovitosti i dr. Taj realitet potvrđuje i stanje te trendovi potrošnje u pojedinim sektorima, posebno u prometu gdje se kao gorivo troši više od 90% naftnih derivata.

Zelena tranzicija u EU-u se danas odvija u uvjetima usporavanja gospodarskog rasta (s razdobljima recesije), visoke inflacije i fluktuacije cijena energenata, slabljenja konkurentnosti (čemu doprinose i više cijene energenata nego npr. u SAD-u i Kini), rata u Ukrajini, diverzifikacije nabave nafte iz sve udaljenijih destinacija, neizvjesnosti opskrbe energentima, ali i materijalima te tehnologijama za ubranu zelenu

tranziciju. Pritom su postignuti strateški učinci u povećanju proizvodnje i potrošnje OIE, električne energije, električnih vozila i dr. uz poticajne financijske, regulatorne, investicijske i drugih uvjete.

Značajna razlika u ekonomskoj, tehnološkoj i energetskoj razvijenosti među državama članicama EU-a ukazuje da je potencijal manje razvijenih država za ubranu tranziciju ograničeniji nego u razvijenim državama što produbljuje njihove međusobne razlike i zahtjeva nove/dopunjene zajedničke i nacionalne politike i mjere.

Zahvaljujući rastu cijena, ali i potrošnje nafte nakon zdravstveno-ekonomske krize u 2020. naftno-plinske kompanije su ojačale svoj ekonomski i energetski potencijal koji će omogućiti veću sigurnost opskrbe kako fosilnim gorivima tako sve više i zelenom energijom uz ulaganja u projekte OIE, električne energije, CCUS-a, energetske učinkovitost, smanjenje emisija CO<sub>2</sub> iz tradicionalnih aktivnosti, i dr.

## Literatura

1. BP, 2023, BP Energy Outlook 2050, January 2023, Tablica. bp-energy-outlook-2023-summary-tables
2. COM (2010), 639 final, Energy 2020 A strategy for competitive, sustainable and secure energy, Brussels
3. COM (2019), 640 final, Europski zeleni plan
4. COM (2021), 550 final, Spremnost za 55% ostvarenje klimatskog cilja EU-a za 2030. na putu ka klimatskoj neutralnosti
5. COM (2022), 230 final, Plan REPowerEU
6. Deloitte., 2023, 2023 Oil and Gas Industry Outlook, August 2022
7. EI, 2023, Energy Institute, Statistical Review of World Energy, June 2023, Tablica. EI-stats-review-all-data 2023
8. Hrvatska Narodna Banka, 2023, Tablica. Glavni makroekonomski indikatori (dostupno na: <https://www.hnb.hr/statistika>)
9. IEA, 2022, World Energy Outlook 2022, October 2022
10. IEA, 2023, Net Zero Roadmap, A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach, 2023 Update
11. IMF, 2023, World Economic Outlook, April 2023 – Real GDP growth (imf.org)
12. Sekulić, G., Plin: *Ulaganjima i savezništvom EU-a s izvoznicima plina do sigurnije dugoročne opskrbe i učinkovite dekarbonizacije*, Plin broj 3 – godina XXIII – rujan 2023. HSUP, Zagreb
13. Statista, 2023., Energy import volume from Russia to the EU 2018-2022, by product, <https://www.statista.com/statistics/>, (objavljeno 16. svibnja 2023.)
14. World Bank, 2023, Data from database, World Development Indicators – GDP (dostupno na: <https://databank.worldbank.org>.)

# Razvoj transportne infrastrukture za vodik u Europskoj uniji i osnovne smjernice za njezin razvoj u Republici Hrvatskoj

Development of hydrogen transport infrastructure in the European Union and main guidelines for its development in Croatia

**Robert Bošnjak**  
Plinacro d.o.o., Zagreb  
robert.bosnjak@plinacro.hr

**Branka Belamarić**  
Plinacro d.o.o., Zagreb  
branka.belamaric@plinacro.hr



**Ključne riječi:** vodik, planiranje plinskog transportnog sustava, mreža plinovoda za vodik, European Hydrogen Backbone, Plinacro

**Key words:** hydrogen, transmission system development planning, hydrogen network, European Hydrogen Backbone, Plinacro



## Sažetak

Europski zeleni plan i strateški dokumenti koji su iz njega proizašli postavili su temelje za razmišljanje o prenamjeni postojeće plinske transportne infrastrukture za transport vodika. Navedeno je dovelo i do sagledavanja budućeg razvoja vodikove transportne infrastrukture. U radu je dan pregled plinske transportne mreže na razini EU i Hrvatske, pozicije Europske mreže operatora transportnih sustava za plin (ENTSOG) i zakonodavnih pretpostavki za njegovu ulogu u razvoju dekarboniziranih mreža budućnosti i uključivanja projekata za vodik na Listu projekata od posebnog interesa EU (PCI lista). Pored toga, prezentirana je uloga i vizija inicijative Europska vodi-

kova okosnica (European Hydrogen Backbone), te, u zaključnom dijelu, predstavljeni Plinacrovi planirani vodikovi projekti.



## Abstract

The European Green Deal and the strategic documents resulting from it created a bases for considering the repurposing of the existing gas transmission infrastructure for the transport of hydrogen. This also led to the consideration of the future development of the hydrogen transmission infrastructure. This paper presents gas transmission network at the level of the EU and Croatia, a position of the European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) and the legislative assumptions for its role in the development of decarbonized networks of the future and the inclusion of hydrogen projects on the EU List of projects of common interest (PCI list). In addition, it presented a role and the vision of the European Hydrogen Backbone Initiative while in its final part it presented hydrogen projects anticipated by Plinacro.



## 1. Uvod

Donošenjem Europskog zelenog plana (Green Deal), sveobuhvatne strategije Europske unije iz prosinca 2019. koja je za cilj postavila ugljičnu neutralnost 2050. godine, po prvi put je vodik sagledan kao dio budućeg dekarboniziranog sustava EU. Sveobuhvatniji pristup ulozi koju vodik može imati osiguralo je donošenje dviju komplementarnih strategija u srpnju 2020. godine: Strategije za vodik za klimatski neutralnu Europu i Strategije za integraciju energetske sustava. Operatori plinskog transportnog sustava, imajući to u vidu, kao i reviziju Uredbe o transeuropskoj energetske infrastrukturi (TEN-E) i na njoj utemeljeni proces izbora projekata od posebnog značaja za EU (PCI projekata), planiraju buduću razvoj vodikove transportne mreže, primarno prenamjenom dijela postojeće plinske transportne mreže. Europska mreža operatora transportnih sustava za plin (ENTSOG) u svom Desetogodišnjem planu razvoja objedinjuje pojedinačne projekte operatora te provodi stručne analize za izbor PCI projekata. Istovremeno, inicijativa Europska vodikova okosnica (European Hydrogen Backbone) detaljnije razrađuje sve elemente budućeg razvoja vodikovih transportnih

sustava i dobavnih koridora. Navedeno je detaljnije opisano u nastavku članka.

## 2. Duljina transportne mreže u Europskoj uniji

Plinska mreža na prostoru Europske unije ima kapacitete za transport velikih količina energije, zbog čega ima i značajan infrastrukturni potencijal za transport vodika. Sastoji se od više od 230 000 km transportnih plinovoda, preko 2 milijuna km distribucijskih plinovoda i više od 20 000 kompresorskih i redukcijskih stanica. U tablici 1 prikazana je duljina plinske transportne mreže na prostoru Europske unije, u vlasništvu tvrtki članica Europske mreže operatora transportnih sustava za plin (ENTSOG).

Kad je riječ o hrvatskoj plinskoj transportnoj mreži, njome upravlja Plinacro, kao hrvatski operator plinskog transportnog sustava (OTS). U svom sastavu ima oko 2500 km plinovoda 50-barskog, 75-barskog i 100-barskog sustava i više od 450 nadzemnih objekata transportnog sustava, a hrvatski plinski transportni sustav, putem dviju interkonekcija, spojen je s plinskim transportnim sustavima Slovenije i Mađarske.



Slika 1. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske

Izvor: Plinacro d.o.o.

**Tablica 1. Duljina plinske transportne mreže EU u vlasništvu tvrtki članica Europske mreže operatora transportnih sustava za plin – ENTSOG**

<b>Operator</b>	<b>Zemlja porijekla</b>	<b>Duljina mreže (u km)</b>
Gas Connect Austria GmbH	Austrija	900
TAG GmbH	Austrija	1140
Fluxys Belgium S.A.	Belgija	12000
Bulgartransgaz EAD	Bugarska	3276
Plinacro d.o.o.	Hrvatska	2549
NET4GAS, s.r.o.	Češka	3973
Energinet	Danska	926
Elering	Estonija	1000
Gasgrid Finland Oy	Finska	1150
GRTgaz	Francuska	32500
TERÉGA	Francuska	5127
Gasunie Transport Services B.V.	Nizozemska	16000
bayernets GmbH	Njemačka	1659
Fluxys TENP GmbH	Njemačka	1010
GASCADE Gastransport GmbH	Njemačka	2908
Gasunie Deutschland Transport Services	Njemačka	4308
Gastransport Nord GmbH	Njemačka	320
GRTgaz Deutschland GmbH	Njemačka	1161
terranets bw GmbH	Njemačka	2700
Thyssengas GmbH	Njemačka	4400
NEL Gastransport GmbH	Njemačka	441
Nowega GmbH	Njemačka	1500
Ontras Gastransport GmbH	Njemačka	7700
Open Grid Europe GmbH	Njemačka	12000
DESFA S.A.	Grčka	1454
FGSZ	Mađarska	5874
Gas Networks Ireland	Irska	14617
Infrastrutture Trasporto Gas SpA (SNAM) i Snam Rete Gas S.p.A	Italija	42000
Società Gasdotti Italia S.p.A	Italija	1800
Conexus Baltic Grid	Latvija	1188
AB Amber Grid	Litva	2113
Creos Luxembourg S.A.	Luksemburg	282
GAZ-SYSTEM S.A.	Poljska	11056
REN – Gasodutos, S.A.	Portugal	1248
Transgaz S.A.	Rumunjska	14011
eustream, a.s.	Slovačka	2230
Plinacro	Hrvatska	2549
PLINOVODI d.o.o.	Slovenija	1178
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U	Španjolska	11000
Regasificadora del Noroeste S.A.	Španjolska	130
Swedegas AB	Švedska	600

Izvor: Internetske stranice operatora plinskog transportnog sustava, članova ENTSOG-a

### 3. Europska mreža operatora transportnih sustava za plin (ENTSOG) i zakonodavne pretpostavke za uključivanje vodika u njezin Desetogodišnji plan razvoja mreže (TYNDP)

Europska mreža operatora transportnih sustava za plin (*European Network of Transmission System Operators for Gas – ENTSOG*) utemeljena je 2009. godine, temeljem Trećeg energetskeg paketa EU koji je za cilj imao nastavak procesa liberalizacije tržišta plina i električne energije u EU. ENTSOG ima ulogu olakšanja i poboljšanja suradnje između europskih plinskih OTS-ova s ciljem osiguranja razvoja paneuropskog transportnog sustava usklađenog s energetskeim i klimatskim ciljevima EU.

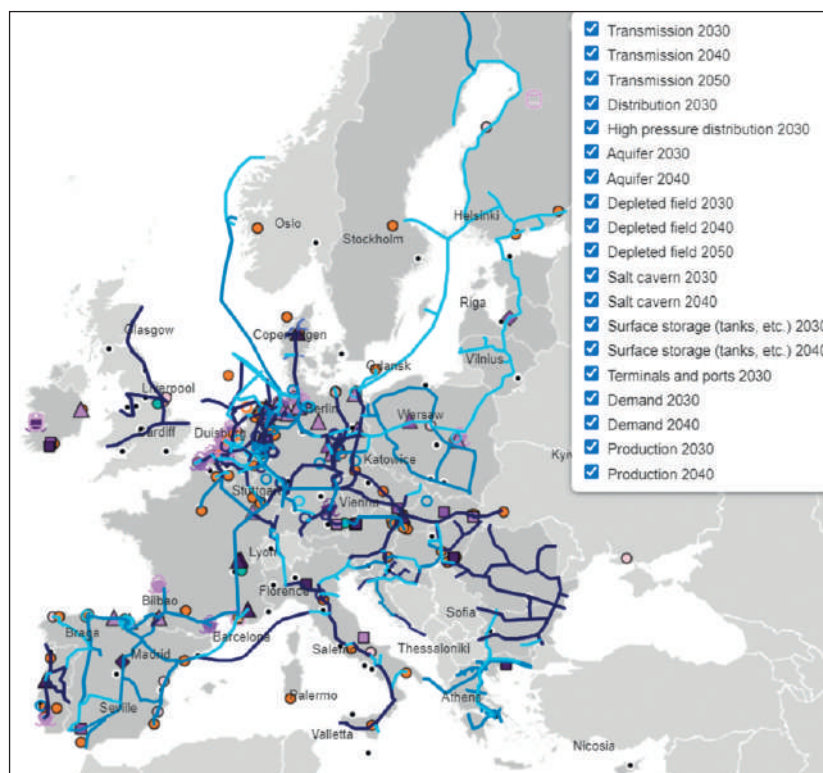
Okuplja 42 člana operatora plinskog transportnog sustava (OTS) iz 24 zemlje Europske unije, dva pridružena partnera (švicarski Trans Adriatic Pipeline) i deset promatrača. Plinacro je 2011. godine dobio status promatrača, a od pristupanja Hrvatske Europskoj uniji 2013. punopravni je član ENTSOG-a.

Predstavljanjem Paketa za vodik i dekarbonizirane plinove, čije usvajanje se očekuje do kraja ove godine, dijelom je redefinirana i buduća uloga ENTSOG-a, odnosno njegove zadaće proširene su i na pripremu

za integraciju obnovljivih plinova i vodika u plinski transportni sustav. Paket za vodik i dekarbonizirane plinove, predstavlja dublju transformaciju tržišta plina kako bi se postiglo smanjenje emisija za 55% do 2030. godine, odnosno nulte emisije 2050. te su u prijedlogu njegov opseg i definicije prošireni na način da uključuje obnovljive plinove i vodik kao ključne komponente budućeg tržišta plina, a za buduće vodikove mreže predviđena je primjena više-manje istih pravila koja vrijede za današnje mreže prirodnog plina.

On predstavlja drugu značajnu zakonodavnu promjenu usmjerenu na definiranje uloge vodika u budućem razvoju plinskog transportnog sustava. Prethodila mu je izmjena Uredbe o transeuropskoj energetskej infrastrukturi (TEN-E) 2022. godine. Ona definira smjernice za elektroenergetske i plinske prekogranične infrastrukture i opisuje proces odabira projekata od zajedničkog interesa EU (PCI projekti) koji mogu konkurirati za bespovratna sredstva iz fonda Instrument za povezivanje Europe (*Connecting Europe Facility – CEF*). PCI projekti su prepoznati kao energetske infrastrukturni projekti ključni za postizanje ciljeva EU u području energije, a sufinanciranje, budući da je upravljanje energetskej infrastrukturom regulirana djelatnost, iznimno je značajno u njihovoj realizaciji.

Revidirana TEN-E uredba uključuje nove i ažurirane kategorije infrastrukture te definira prioritetne koridore i tematska područja pogodna za uključivanje



Slika 2. Detalj Karta vodikove infrastrukture (*Hydrogen Infrastructure Map*)

na PCI listu. Prioritetni koridori, među ostalim, uključuju nove koridore za vodik i elektrolizatore, a razvoj pametnih elektroenergetskih i plinskih mreža i prekograničnih mreža ugljičnog dioksida među prioritarnim su tematskim područjima TEN-E. Također, kod ugljičnog dioksida opseg je proširen na uključivanje trajnog geološkog skladištenja ugljika. Infrastruktura prirodnog plina ili nafte više nije prihvatljiva za uključivanje na PCI listu, a time i za sufinanciranje iz CEF-a.

U 2022. godini, temeljem promijenjene TEN-E regulative, ENTSOG je za potrebe prijave za 6. PCI listu počeo prikupljati i prijave OTS-ova za projekte za transport vodika. U objavljenj listi nominiranih projekata za Desetogodišnji plan razvoja europske plinske mreže (TYNDP) oko 200 je projekata za transport vodika, od kojih se većina njih odnosi na prenamjenu postojećih plinovoda za transport vodika a manji dio na izgradnju novih plinovoda za vodik. Na listi su projekti u tijeku, od kojih je za mali broj njih očekivani početak rada već ove godine kao i oni u vrlo ranoj fazi razvoja čiji dovršetak je predviđen tek 2040. ili 2045. godine.

Rezultat nominacija vodikovih projekata za novi TYNDP, uz suradnju sa drugim organizacijama za razvoj i promociju projekata proizvodnje i transporta vodika, ENTSOG-ova je platforma za prikaz projekata za vodik (*Hydrogen Project Visualisation Platform*). Ona nudi pregled trenutnih projekata vodika duž cijelog lanca vrijednosti – od proizvodnje, preko transporta i distribucije do krajnje upotrebe.

Zajedno s ostalim udruženjima za transport i distribuciju plina izrađena je Karta vodikove infrastrukture (*Hydrogen Infrastructure Map*) na kojoj su predstavljani konkretni europski projekti vodikove infrastrukture i mogućnosti za transportne rute i koridore. Na karti je prikazano preko 500 vodikovih projekata, od čega više od 300 projekata transporta i distribucije, 50-ak projekata vodikovih skladišta, 20-ak terminala i luka za vodik i više od 120 većih točaka potrošnje i proizvodnje vodika.

## 4. Planovi prenamjene i dogradnje plinske transportne mreže za transport vodika

### 4.1. Inicijativa Europska vodikova okosnica (European Hydrogen Backbone)

Postavljeni ciljevi dekarbonizacije plinskog sektora imali su za rezultat pokretanje niza inicijativa i procesa fokusiranih na definiranje buduće uloge vodika, od kojih se za budući razvoj plinske transportne infrastrukture kao najrelevantnija pozicionirala inicijativa

Europska vodikova okosnica (European Hydrogen Backbone – EHB).

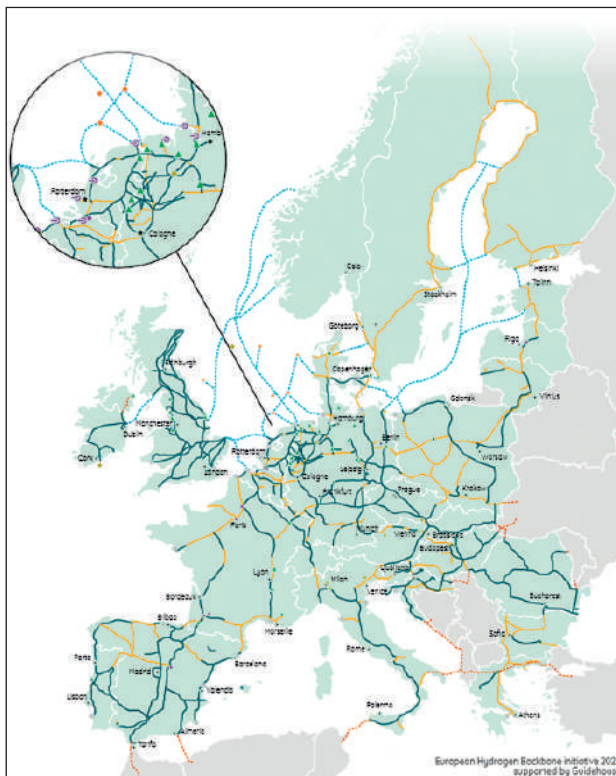
Pokrenuta je kao inicijativa grupe 11 europskih OTS-ova koja je u srpnju 2020., u vrijeme kad je donesena europska strategija za vodik, objavila prijedlog za namjensku infrastrukturu europskih plinovoda za vodik, koja se u najvećoj mjeri temeljila na prenamijenjenim plinovodima za transport prirodnog plina, a kako bi se na cjenovno najprihvatljiviji način povezali klasteri potražnje za vodikom s regijama s visokim potencijalom za obnovljive izvore energije. Predstavili su tada svoju prvu publikaciju u kojoj su iznijeli viziju razvoja namjenske infrastrukture za transport vodika od 2020-ih nadalje.

Danas EHB okuplja 33 europska OTS-a, među kojima je i Plinacro, a njihova vizija razvoja uključuje 25 članica EU te Veliku Britaniju, Švicarsku, Norvešku i Ukrajinu. Članice su okupljene oko vizije razvoja paneuropske mreže za transport vodika u cilju potpore ciljevima dekarbonizacije.

Kad je riječ o sektorima u kojima bi se vodik mogao koristiti, središnje mjesto pripada industriji. Inicijativa je 2021. iznijela procjenu kako će zeleni vodik, proizveden u postupku elektrolize vode korištenjem 100% obnovljivih izvora energije, i plavi vodik, proizveden iz fosilnih goriva uz primjenu hvatanja i pohrane ugljika (*carbon capture and storage* – CCS), biti ključni za dekarbonizaciju industrije. Pri tome, poseban naglasak stavljen je na kemijski sektor i proizvodnju željeza i čelika gdje se vodik primarno koristi kao sirovina. Pored toga, zbog svoje prednosti da, pri prilično niskim troškovima na duže vremensko razdoblje može biti skladište za značajne količine električne energije, otvara mu se značajna potencijalna uloga u upravljivoj proizvodnji električne energije. U prometu se, uz elektrifikaciju i biogoriva, također otvara prostor za vodik, prvenstveno u teškom cestovnom i željezničkom prometu, a EHB očekuje da će se u zračnom prometu stvoriti prostor za dodatne količine derivata vodika u obliku sintetskih goriva.

Iako se Europska komisija u svojim novijim razmatranjima razvoja vodikove ekonomije bila gotovo „odrekla“ plavog vodika proizvedenog iz fosilnih goriva uz primjenu hvatanja i pohrane ugljika (CCS), ne treba gubiti iz vida činjenicu da Europa ima veliki potencijal za njegovu proizvodnju u znatnim količinama, te time i osiguranje smanjenja razine emisija u kratkom roku, što je posebno značajno u fazi razvoja tržišta dok količine zelenog vodika ne budu dostatne za zadovoljenje svih potreba.

Optimalni pravci za transport vodika i duljine mreže u središtu je interesa EHB-a. Prema njihovim



Slika 3. Planirana mreža plinovoda za vodik u Europi 2040.

Izvor: EHB, A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries



Slika 4. Prikaz pet velikih plinovodnih koridora koje je EHB predvidio nakon donošenja plana REPowerEU Izvor: EHB, Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030, 2022.

najnovijim predviđanjima europska mreža plinovoda za vodik 2030. trebala bi biti duga oko 32 000 km, a do 2040. proširiti se do gotovo 58 000 km, od čega bi se oko 60% odnosilo na prenamijenjene plinovode koji su sad u funkciji transporta prirodnog plina, a 40% na novoizgrađene plinovode za transport vodika. Imajući u vidu značaj razvoja infrastrukture za razvoj cjelokupnog lanca vodika, inicijativa periodično procjenjuje i objavljuje „troškovne parametre“ razvoja paneuropske mreže plinovoda za vodik te je tako, za sada, važeća njihova procjena da bi se ukupni investicijski troškovi 2040. godine mogli kretati u rasponu od 80 do 143 milijarde eura. Zaključak inicijative je da ključno mjesto pripada prekograničnoj infrastrukturi za transport vodika jer njezin razvoj šalje značajan signal sudionicima na tržištu, tvrtkama koje razvijaju projekte za vodik i krajnjim korisnicima.

Kad je 2022. Europska komisija donijela plan REPowerEU, usmjeren na smanjenje ovisnosti o ruskim energentima, pojačala je i ambicije za vodik. Predvidjela je ukupne količine od 20 MT vodika do 2030. godine, 10 milijuna tona domaće proizvodnje unutar EU i 10 milijuna tona iz uvoza, a EHB je potom izdao publikaciju u kojoj je razmotrio moguće uvozne pravce. Inače, spomenute količine vjerojatno će se sastojati od niza izvora opskrbe uključujući, među ostalim, centraliziranu proizvodnju zelenog vodika iz vlastitih obnovljivih izvora energije, proizvodnju plavog vodika, uvoz plinovodima te uvoz derivata vodika kao što su amonijak i metanol putem europskih luka. U ovisnosti o njihovoj namjeni, te količine će zahtijevati različite stupnjeve razvoja transportne infrastrukture za povezivanje regija opskrbe s centrima potražnje. Pretpostavka inicijative je da će do 2030. biti potreban razvoj pet velikih prekograničnih plinovodnih koridora koji bi povezivali regije bogate vodikom s industrijskim klasterima, lukama i dolinama vodika: Sjeverna Afrika i južna Europa (A), Sjeverna Afrika i jugozapadna Europa (B), Sjeverno more (C), Nordijska i baltička regija (D), Istočna i jugoistočna Europa (E).

Zamisao je da Koridor A, kroz Italiju, poveže Tunis i Alžir sa središnjom Europom. Koridor B ima razvojni potencijal za izvoz i transport zelenog vodika proizvedenog u Španjolskoj i Portugalu, a u dužoj perspektivi može omogućiti uvoz vodika iz Maroka. Za koridor C je predviđeno da služi za otpremu zelenog vodika iz velikih integriranih projekata za vodik, postojećih i planiranih vjetroelektrana te plavog vodika proizvedenih na Sjevernom moru. Za Koridor D predviđeno je da se njime transportira vodik

proizveden u vjetroelektranama na kopnu i moru iz zemalja koje okružuju Baltičko more, dok bi koridor E povezivao zemlje s visokim potencijalom za proizvodnju vodika iz sunca i vjetra poput Rumunjske, Grčke i Ukrajine sa središnjom Europom i Njemačkom. Hrvatska je, uz Grčku, Bugarsku, Rumunjsku, Mađarsku, Sloveniju, Češku, Slovačku, Poljsku, Austriju i Njemačku, uključena u koridor E.

Koridori će, iako prvenstveno zamišljeni za prekogranični transport vodika, inicijalno povezivati lokalne centre proizvodnje i potražnje za vodikom u različitim područjima Europe.

Da bi se koridori razvili do 2030. bit će potrebno osigurati određene pretpostavke kao što su poticanje razvoja infrastrukture za vodik, olakšan pristup financiranju, pojednostavljenje i skraćivanje procedura ishoda dozvola za projekte obnovljivih izvora energije i vodikove projekte te intenziviranje partnerstva sa zemljama izvan EHB mreže koje mogu biti izvoznice vodika.

U razdoblju od 2030. do 2040. godine predviđen je daljnji rast paneuropske mreže plinovoda za vodik i razvoj novih interkonekcija među državama članicama. Vizija EHB-a predviđa kako će, pored potražnje za njime u industriji, tijekom 2030-ih vodik zauzeti značajnu poziciju i u drugim sektorima, uključujući teški transport i skladištenje električne energije. U spomenutom razdoblju inicijativa očekuje se da se lokalne vodikove mreže spoje u paneuropsku vodikovu mrežu.

#### 4.2. Plinacrovi planirani projekti za dekarbonizaciju sustava

Uvažavajući smjernice EU, zadane Europskim zelenim planom i Strategijom za vodik za klimatski neutralnu Europu, kao njezinim pratećim dokumentom, te zahtjeve Hrvatske strategije za vodik do 2050. godine Plinacro planira prilagodbu plinskog transportnog sustava budućoj dekarboniziranoj plinskoj mreži EU. Glavna odrednica razvoja vodikovog sustava prenamjena je i prilagodba postojeće plinske infrastrukture, te, prema potrebi, izgradnja nove infrastrukture za transport vodika. Prema prijedlogu novog Desetogodišnjeg plana razvoja plinskog transportnog sustava buduća dekarbonizirana infrastruktura planirat će se uvažavajući sljedeće smjernice:

- Svi veći interkonekcijski i transportni plinovodi razvijati će se kao spremni za vodik;
- Započet će planiranje i rekonstrukcija plinskih čvorova, sigurnosne i mjerne opreme za prihvati i primješavanje dekarboniziranih plinova

u plinski transportni sustav. To uključuje razvoj „pametne plinske mreže“. Navedeno podrazumijeva napredne digitalne sustave i komponente, kontrolne sustave, senzorske tehnologije i uređaje za upravljanje protokom i kvalitetom plina s ciljem interaktivnog i inteligentnog praćenje, mjerenja, kontrole kvalitete i upravljanje prihvatom i prijenosom dekarboniziranih plinova. Rok provedbe za to je narednih 10-15 godina;

- Sukladno planovima susjednih operatora, slovenskih Plinovoda i mađarskog FGSZ-a, u razdoblju između 2030. i 2040. postojeće interkonekcije prenamijenit će se za transport vodika;
- Vodikom će se opskrbljivati svi veći urbani centri te će se u razdoblju od 2030. do 2050. za prihvati i transport vodika prenamijeniti cjelokupni 75-barski sustav te 50-barski sustav prema Varaždinu i Osijeku i potencijalno prema Vukovaru i Virovitici, dok se predviđa da će ostala područja biti moguće opskrbiti lokalnom proizvodnjom biometana;
- Razvijati će se potencijalni novi koridori za transport dekarboniziranih plinova iz istočne Europe i zemalja južnog i istočnog Mediterana prema središnjoj Europi.

U narednom desetogodišnjem razdoblju planirano je da se provedu potrebne analize i izrade studija kojima će se detaljnije razraditi i opravdati spomenuti razvojni koncept.

Uvažavajući navedene smjernice iz Plana Plinacro je za ENTSG-ov Desetogodišnji plan razvoja mreže (TYNDP) prijavio pet projekata koji su uključeni i u planove razvoja EHB-a.

Prvi od njih je tehnička prilagodba plinskog sustava za sposobnost primješavanja i transport 100% vodika. Njegova provedba omogućila bi primanje i miješanje vodika u plinski transportni sustav, a što bi rezultiralo smanjenjem emisija stakleničkih plinova i omogućilo lakši prijelaz na transport čistog vodika. Projekt bi uključivao gore navedeni razvoj „pametne plinske mreže“.

Paralelno bi se razvijala unutarnja i međunarodna mreža za vodik. Unutarnji vodikov transportni sustav sastoji se od vodikovih opskrbnih sustava Hrvatska – sjever i Hrvatska – jug. Projekt Hrvatska – sjever uključuje prenamjenu 75 barskog sustava sjeverno od Karlovca i ostatka plinovoda od 50 bara u kontinentalnom dijelu Hrvatske prema glavnim centrima potrošnje. Projekt Hrvatska – jug uključuje prenamjenu



Slika 5. Prikaz planiranih Plinacrovih projekata za vodik

Izvor: Plinacro d.o.o.

75-barskog sustava južno od Karlovca prema glavnim potrošačkim centrima. Pored toga, on bi omogućio transport vodika iz obalnih područja Hrvatske, u kojima se, zbog značajnih kapaciteta obnovljivih izvora energije očekuje velika proizvodnja zelenog vodika, do glavnih centara potrošnje plina u sjevernoj Hrvatskoj te do opskrbnih koridora Slovenije i Mađarske.

Međunarodnu mrežu za vodik bi uz unutarnje vodikove transportne sustave činile i interkonekcije: nova interkonekcija sa Slovenijom na pravcu Lučko – Zabok – Rogatec i tehnička prilagodba interkonekcije s Mađarskom za transport čistog vodika. Kad je riječ o prvom od njih, predviđeno je da se razvija zajedno s partnerskim projektom vodikove okosnice u Sloveniji. Provedba projekta omogućila bi prekogranični transport vodika sa susjednim državama članicama Slovenijom i Mađarskom. Kod tehničke prilagodbe interkonekcije s Mađarskom prenamijenila bi se hrvatska dionica postojećeg interkonekcijskog plinovoda, čime bi se omogućio prekogranični transport vodika te povećao kapacitet transporta. Obje vodikove interkonekcije bit će dijelom europske vodikove okosnice koja omogućuje razvoj međunarodne trgovine vodikom, posebno sa susjednim zemljama EU u središnjoj i istočnoj Europi te zemljama Mediterana.

## 5. Zaključak

Razmatranja uloge vodika na putu prema EU s nul-tim emisijama CO<sub>2</sub> krenula su prilično ambiciozno. Pored kreiranja političke podloge, kroz Europski zele-

ni plan, Strategiju za integraciju energetskeg sustava, Strategiju za vodik za klimatski neutralnu Europu i plan REPowerEU, te pravne podloge, kroz Paket za vodik i dekarbonizirane plinove i novu uredbu TEN-E, Europska unija potiče udruženja i pojedinačne operatore na tehničko razmatranje razvoja budućeg vodikovog transportnog sustava. ENTSOG za potrebe Europske komisije objedinjuje planove uključenih OTS-ova u objedinjeni Europski desetogodišnji plan razvoja transportne infrastrukture za vodik i za plin te provodi analize i simulacije koji Europskoj komisiji služe za odabir projekata od zajedničkog interesa (PCI projekti). Na temelju nove TEN-E uredbe novi PCI projekti više ne mogu biti projekti vezani za transport i skladištenje prirodnog plina, nego samo projekti koji doprinose dekarbonizacijskim ciljevima Europske unije: vodik i elektrolizatori, prikupljanje i skladištenje CO<sub>2</sub>, infrastruktura za prijenos i skladištenje električne energije te pametne elektroenergetske i plinske mreže. Operateri plinskih transportnih sustava predviđaju da će se razvoj vodikovih transportnih sustava u najvećoj mjeri temeljiti na prenamjeni dijela vrlo dobro razvijene plinske mreže, ukupne duljine od više od 230 000 km transportnih plinovoda koja je povezana s postojećim centrima potrošnje, a velikim dijelom i budućim regijama proizvodnje zelenog vodika, što predstavlja izvrstan temelj za razvoj vodikove infrastrukture. Planove za objedinjeni razvoj vodikove infrastrukture zajednički se planiraju pored ENTSOG-a i u okviru inicijative Europska vodikova okosnica (*European Hydrogen Backbone – EHB*). EHB inicijativa je okupila europske operatore plinskog transportnog sustava i usmjerila se na promišljanja o razvoju mreže plinovoda za vodik te iznijela ambiciozne planove da će spomenuta mreža do 2030. godine biti duga oko 32 000 km, a do 2040. proširiti se do gotovo 58 000 km i da će je 60% sačinjavati prenamijenjeni plinovodi koji su sad u funkciji transporta prirodnog plina, a 40% novoizgrađeni plinovodi za transport vodika. I Plinacro je, sljedeći naputke iz Europskog zelenog plana te europske i hrvatske strategije za vodik, koje su iz njega proizašle, počeo razmatrati mogućnosti za dekarbonizaciju hrvatskog plinskog transportnog sustava. Temeljne odrednice i razvojni koncept pri tome je temeljio na principu najmanjeg troška, odnosno, gdje god je to moguće, prenamjeni postojećih plinovoda te u manjoj mjeri izgradnji novih plinovoda/vodikovoda. Rezultat njegovih promišljanja pet je planiranih projekata za vodik, koji će se razvijati u ovisnosti o daljnjem razvoju vodikove ekonomije, razvoju regulatornog okvira i mogućnostima financiranja.

## Literatura

1. Belamarić, B., Bošnjak, R., Vodik u planovima dekarbonizacije europskog plinskog sektora i osnovne smjernice za dekarbonizaciju plinskog transportnog sustava RH, Zbornik radova 38. Međunarodnog znanstveno-stručnog susreta stručnjaka za plin, pp 1-11,
2. European Hydrogen Backbone, A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries
3. European Hydrogen Backbone, EHB initiative to provide insights on infrastructure development by 2030
4. European Hydrogen Backbone, Extending the European Hydrogen Backbone
5. European Hydrogen Backbone, Five Hydrogen Supply Corridors for Europe in 2030
6. European Hydrogen Backbone, How a dedicated hydrogen infrastructure can be created
7. Europska komisija, Europski zeleni plan
8. Europska komisija, Plan REPowerEU
9. Gas for Climate, Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen
10. Plinacro, Prijedlog Desetogodišnjeg plana razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2023. – 2032., 2022.
11. Prijedlog direktive Europskog Parlamenta i Vijeća o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište plinova iz obnovljivih izvora i prirodnih plinova i vodika
12. Prijedlog uredbe Europskog Parlamenta i Vijeća o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište plinova iz obnovljivih izvora i prirodnih plinova i vodika
13. Uredba (EU) 2022/869 o smjernicama za transeuropsku energetska infrastrukturu, izmjeni uredaba (EZ) br. 715/2009, (EU) 2019/942 i (EU) 2019/943 i direktiva 2009/73/EZ i (EU) 2019/944 te stavljanju izvan snage Uredbe (EU) br. 347/2013:
14. Internetske stranice operatora plinskog transportnog sustava, članova ENTSSOG-a, navedenih u Tablici 1



# Potrošnja i korištenje bioplina – stanje razvoja u Hrvatskoj

## Biogas production and usage – state of development in Croatia

prof. dr. sc. Lidia Hrnčević  
 izv. prof. dr. sc. Vladislav Brkić  
 prof. dr. sc. Katarina Simon  
 Rudarsko-geološko-naftni fakultet  
 Sveučilište u Zagrebu

doc. dr. sc. Karolina Novak Mavar  
 Rudarsko-geološko-naftni fakultet  
 Sveučilište u Zagrebu  
 karolina.novak-mavar@rgn.hr



**Ključne riječi:** bioplin, biometan, obnovljivi izvor energije, anaerobna digestija.

**Keywords:** biogas, biomethane, renewable energy source, anaerobic digestion.



### Sažetak

Bioplin, kao obnovljivi izvor energije, dobiva se iz biomase koja prolazi proces anaerobne digestije. Proces anaerobne digestije sastoji se od četiri faze: hidrolize, acidogeneze, acetogeneze i metanogeneze. Ulazni supstrat obično je mješavina različitih supstrata, kao što su stajnjak, gnojovka, organski kućni otpad, mulj iz postrojenja za pročišćavanje otpadnih voda, silaža itd. Prije procesa digestije, ulazni supstrat se oslobađa nečistoća i mehanički obrađuje. Anaerobna digestija proizvodi bioplin i digestat kao nusproizvode. Proizvedeni bioplin može se koristiti za proizvodnju električne i toplinske energije ili se može nadograditi u biometan. Osim što je u skladu s klimatski neutralnim ciljevima EU-a, proizvodnja i korištenje bioplina ima brojne prednosti u pogledu kružnog gospodarstva, sigurnosti opskrbe plinom, pozitivnog utjecaja na okoliš, te ruralnog razvoja. Njemačka, Velika Britanija, Francuska i Italija su najveći proizvođači bioplina u Europi, dok je korištenje bioplina u Republici Hrvatskoj još uvijek u ranoj fazi.



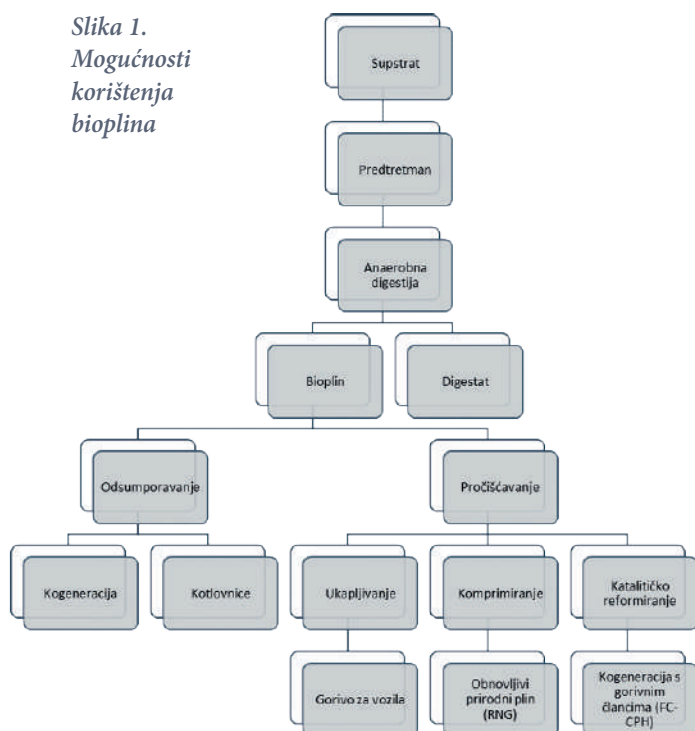
### Abstract

Biogas, a renewable energy source, is produced from biomass that undergoes an anaerobic digestion process. The anaerobic digestion process includes four phases: Hydrolysis, Acidogenesis, Acetogenesis and Methanogenesis. The input substrate is usually a mixture of different substrates, e.g. manure, slurry, organic household waste, sludge from wastewater treatment plants, silage, etc. Prior to the digestion process, the input substrate is freed from impurities and mechanically treated. Anaerobic digestion produces biogas and digestate as by-products. The biogas produced can be used to generate electricity and heat or upgraded to biomethane. The production and use of biogas is not only in line with the EU's carbon neutral goals, but also offers numerous benefits in terms of circular economy, security of gas supply, positive environmental impact and rural development. Germany, the United Kingdom, France and Italy are the largest biogas producers in Europe, while the use of biogas in the Republic of Croatia is still at an early stage.

## 1. Uvod

Iako su predviđanja velikih svjetskih organizacija da će i u 2050. godini fosilna goriva i dalje zauzimati značajni udio u ukupnoj potrošnji energije, države

Slika 1.  
Mogućnosti  
korištenja  
bioplina



članice Europske unije (EU) su usuglašene u ciljevima postizanja značajnog smanjenje emisija stakleničkih plinova, i to za minimalno 55% do 2030. godine, te ostvarenju klimatske neutralnosti do 2050. godine (Europska komisija, 2022). Politika dekarbonizacije energetskeg sektora oslanja se na različite tehnološke modele, koji povrh svega uključuju kaptiranje CO<sub>2</sub> prije ili nakon izgaranja fosilnog goriva, njegov transport i geološko skladištenje (Carbon Capture and Storage, CCS), zamjenu fosilnih goriva vodikom dobivenim elektrolizom vode ili proizvodnju metana iz obnovljivih izvora. Tu se otvara prostor za veće korištenje biogoriva, u vidu zamjene fosilnih energenata kod postojeće proizvodnje centraliziranih toplinskih sustava (CTS) obnovljivim izvorima te većeg udjela korištenja biogoriva u prometu.

Mogućnosti korištenja bioplina prikazuje Slika 1. Bioplin se, uglavnom, koristi u proizvodnji električne i toplinske energije, zasebno ili u kogeneracijskoj proizvodnji (engl. *Combined Heat and Power*, CHP). Pročišćavanjem do stupnja biometana, moguće ga je koristiti kao gorivo u transportu, ali i transportirati plinovodima do krajnjih korisnika i koristiti kao energent za grijanje (Scarlat i dr., 2018). Da bi plin bio pogodan za transport plinovodom u Republici Hrvatskoj, udio metana mora biti najmanje 85%, a ugljikovog dioksida najviše 2,5% (Opći uvjeti opskrbe plinom, NN 50/18, 88/19, 39/20, 100/21, 103/22).

Poznate su ekološke prednosti proizvodnje bioplina. Proizvodnjom bioplina anaerobnom digesti-

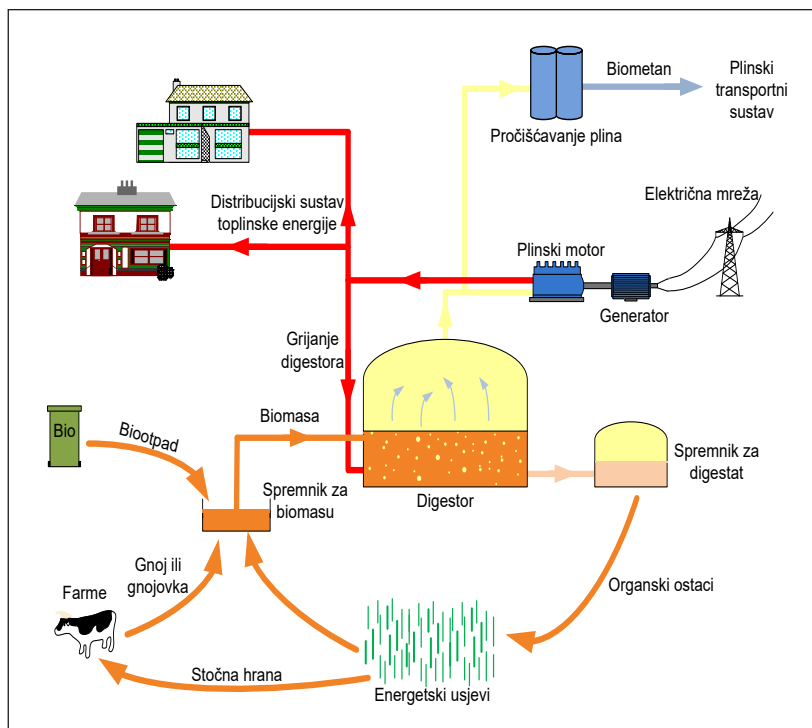
jom smanjuju se emisije metana i dušikovog oksida koje nastaju prilikom odlaganja i korištenja stajskog gnoja, a kroz supstituciju fosilnih goriva bioplinom u procesu proizvodnje energije te korištenjem istog kao pogonskog goriva, dolazi do značajnog smanjenja emisija CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> i N<sub>2</sub>O (Al Seadi i dr., 2008). Upotreba biogoriva pa tako i bioplina, uz gospodarske učinke u smislu povećanja sigurnosti opskrbe energijom i izvoznog potencijala te otvaranja novih radnih mjesta, pokazuje i cijeli niz socijalnih učinaka, kao što su povećanje kvalitete života, očuvanje okoliša i zdravlja, smanjenje napuštanja ruralnih područja i dr. (Domac, 2001). Postrojenje za proizvodnju bioplina nakon anaerobne razgradnje organske tvari proizvodi i digestat, gnojivo bogato dušikom, fosforom, kalijem i mikro nutrijentima (Al Seadi i dr., 2008).

Cilj rada je predstaviti proces proizvodnje bioplina te sagledati njegovu ulogu u postizanju dekarbonizacije europskog gospodarstva. Također, u radu je analiziran status bioplina u energetskeg miksu u Republici Hrvatskoj (RH), ali i mogućnosti njegove buduće proizvodnje i korištenja.

## 2. Anaerobna digestija kao osnova procesa proizvodnje bioplina

Smjesa bioplina u svom većinskom dijelu sadrži metan (50-75%) i ugljikov dioksid (25-50%) te u manjem dijelu vodik, dušik, vodenu paru i sumporovodik i dr. Sastav bioplina varira, ovisno o tipu biološkog supstrata, vrsti postrojenja i uvjetima procesa (Persson i dr., 2006; Korbag i dr., 2020; Moya i dr., 2021).

Bioplin se proizvodi u tehnološki vrlo jednostavnim postrojenjima, kao što su poljoprivredna bioplin-ska postrojenja, industrijska postrojenja za proizvodnju bioplina, postrojenja za obradu otpadnih voda ili postrojenja za obradu krutog komunalnog otpada. Slijedom navedenog, supstrat koji ulazi u bioplin-sko postrojenje je različit i uključuje stajski gnoj, otpad iz poljoprivrede, hortikulture industrije, otpad od prerade drveta i proizvodnje ploča i namještaja, celuloze, papira i kartona, komunalni otpad, otpad iz uređaja za obradu otpada, gradskih otpadnih voda i pripremu pitke vode i vode za industrijsku uporabu, otpad iz klaonice, otpad iz ugostiteljstva, otpadna jestiva ulja i dr. Često, riječ je o kombinaciji više vrsta supstrata. Iako stajski gnoj i mulj iz otpadnih voda predstavljaju danas najčešći izvor ulazne sirovine (80%), za proizvodnju bioplina sve se više koristi komunalni i industrijski otpad. Takav heterogeni materijal prolazi



Slika 2. Shema proizvodnog procesa bioplina i biometana (izrađeno prema <https://planet-biogas.com/en/function-of-a-biogas-plant/#>)

postupak mehaničke predobrade s ciljem proizvodnje plina ujednačenog sastava i karakteristika. Mljevenjem i miješanjem ulazne sirovine, odnosno mehaničkom obradom, postiže se brža kemijska reakcija u digestoru zbog povećane dodirne površine supstrata s bakterijama, što rezultira povećanom učinkovitošću procesa. Ako je sadržaj suhe tvari u supstratu manji od 20%, koristi se mokra digestija. Visoki sadržaj lignina, celuloze i hemiceluloze u supstratu zahtijeva tretman predobrade (Al Seadi i dr., 2008)

Bioplinsko postrojenje sastoji se od dva dijela: digestora u kojem se dobiva bioplina te agregata za pretvorbu u električnu energiju (Slika 2). Optimizacija procesa odvija se uz podešavanje određenih parametara, kao što su veličina čestica supstrata, temperatura i pH vrijednost. Raspon pH vrijednosti kreće se od 5,5 do 8,5, s time da se bolji rezultati postižu kod viših vrijednosti. Prema istraživanjima, optimalna

temperatura iznosi 35°C. Duljina trajanja postupka anaerobne digestije ovisna je o temperaturi na kojoj se postupak odvija. Iako je opće pravilo da se s porastom temperature procesa povećava i proizvodnja bioplina te postiže kraće vrijeme retencije, takvi sustavi troše i više energije za održavanje temperature.

Supstrat se doprema u prihvatnu jedinicu, gdje se provodi kondicioniranje, a o sastavu supstrata ovisi i vrsta predobrade (mehanička, kemijska) (Kasinath i dr., 2021). Proces proizvodnje bioplina zove se anaerobna digestija. Anaerobna digestija odvija se kroz četiri faze (Slika 3). Hidroliza predstavlja prvu fazu digestije, u kojoj se kompleksne organske komponente, tj. masti, proteini i ugljikohidrati, rastavljaju na jednostavnije molekule, odnosno, aminokiseline, masne kiseline i šećere. Kemijske reakcije se odvijaju uz pomoć bakterija, unutar fermentora (digestora). Slijedi faza acidogeneze, u kojoj uz pomoć acidogenih



Slika 3. Procesne faze u proizvodnji bioplina anaerobnom digestijom (izrađeno prema Al Seadi i dr., 2008)

bakterija dolazi do razgradnje kemijski spojeva nastalih hidrolizom u metanogene spojeve, tj. vodik, alkohol, ugljikov dioksid, ugljične kiseline i amonijak. Acetogeneza i metanogeneza se često odvijaju paralelno. Tijekom acetogeneze nastaje ugljikov dioksid, vodik i octena kiselina, dok metanogeneza rezultira metanom (Al Seadi i dr., 2008).

Vrijeme zadržavanja sirovine u digestoru je između 40 i 60 dana, s time da se sirovina dodaje u jednakim razmacima, barem dva puta dnevno. U usporedbi s procesima aerobne razgradnje ili kompostiranja, u procesu proizvodnje bioplina generira se vrlo malo topline. Energija koja se nalazi u kemijskim vezama supstrata oslobađa se u obliku bioplina. Nastali bioplin je potrebno pročistiti od neželjenih spojeva poput vodene pare i sumpora kako bi se mogao upotrebljavati za daljnje procese. Proizvod anaerobnog procesa je i digestat, material visokih gnojidbenih vrijednosti, koji se dobije nakon aeriranja, cijedenja i sušenja tijekom nekoliko tjedana (Omerdić, 2020).

Neophodan dio bioplinskog postrojenja su spremnici, koji služe za privremeno skladištenje bioplina, odnosno digestata. Spremnik za bioplin može biti različito pozicioniran: kao jedinica koja se nalazi u sklopu fermentora, postavljena na njegovom vrhu ili može biti instaliran zaseban spremnik ukoliko se očekuje proizvodnja većih količina bioplina. U upotrebi su niskotlačni (od 0,05 do 0,5 mbar), srednjetačni (od 5 do 250 bar) i visokotlačni (do 300 bar) spremnici (Al Seadi i dr., 2008).

### 3. Status bioplina i biometana u Europskoj uniji

Kao dio paketa „Čista energija za sve Europljane“, u prosincu 2018. godine, na snagu je stupila revidirana Direktiva o energiji iz obnovljivih izvora (Direktiva (EU) 2018/2001), koja ima za cilj zadržavanje statusa EU-a kao globalnog predvodnika na području korištenja obnovljivih izvora energije i posljedično, ispunjavanje preuzetih obveza smanjenja emisija stakleničkih plinova. Države članice morale su transponirati Direktivu u nacionalna zakonodavstva do lipnja 2021. godine. Direktivom utvrđen cilj za 2030. godinu obvezuje na postizanje minimalnog udjela od 32% energije iz obnovljivih izvora u konačnoj potrošnji energije, uz klauzulu o mogućoj reviziji istog do 2023. godine. Također, postavljen je cilj za udio obnovljivih goriva u prometu u iznosu od 14% do 2030. godine.

Nadalje, Europska komisija je krajem 2019. godine predstavila komunikaciju o Europskom zelenom

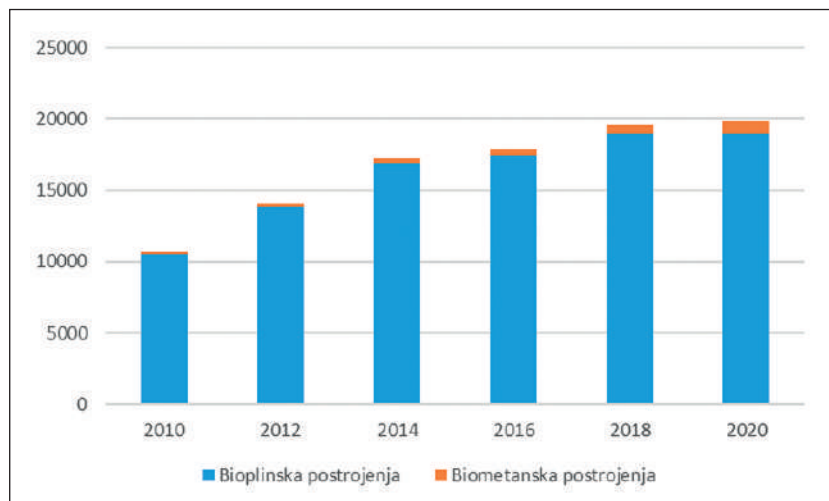
planu (Europska komisija, 2019), s vizijom postizanja klimatske neutralnosti Europe do 2050. godine, kroz osiguravanje opskrbe čistom, cjenovno pristupačnom i sigurnom energijom. Novi zakonodavni paket naziva „Spremni za 55%: ostvarivanje klimatskog cilja EU-a za 2030. na putu ka klimatskoj neutralnosti“ usvojen je 2022. godine. U okviru revizije Direktive o energiji iz obnovljivih izvora predlaže se povećanje obveznog udjela energije iz obnovljivih izvora u strukturi primarne potrošnje u EU-u na 40% do 2030. godine te uvođenje ciljeva na nacionalnoj razini (Europska komisija, 2022 a). Da bi već iduće godine, kao zakonodavna reakcija na rusku invaziju na Ukrajinu, planom REPowerEU (Europska komisija, 2022 b), bio izmijenjen zakonodavni paket o energiji s ciljem postupnog ukidanja ovisnost o ruskim fosilnim gorivima. U novoj je izmjeni predloženo povećanje obvezujućeg cilja za udio obnovljivih izvora energije u ukupnoj potrošnji potrošnje energije EU-a na 45% do 2030. U nastojanju diversifikacije i dekarbonizacije sektora prometa postavljen je cilj smanjenja intenziteta stakleničkih plinova goriva u prometu za 13% do 2030. godine, udjela naprednih biogoriva i bioplina u prometu od 2,2% do 2030. godine, uz međucilj od 0,5% do 2025.

Nove strategije razvijene u okviru Europskog zelenog plana, kao što su Strategija EU za metan, Strategija za integraciju energetskog sustava i Strategija „Od polja do stola“, daju bioplinu veliku ulogu (Europska komisija 2020 a-c; gustafson i Anderberg, 2022). U svjetlu niskougljične strategije, zadržavanje tržišta plina zahtijeva dekarbonizaciju prirodnog plina, koja između ostalog podrazumijeva i bioplin i biometan (Stern, 2019).

U proteklom desetljeću bioplinska industrija je porasla za 90%. Instaliran kapacitet na globalnoj razini dosegao je 120 GW u 2019. u usporedbi sa 65 GW u 2010., s europskim udjelom u proizvodnji većim od 70%. Prema Izvješću Europske udruge za bioplin za 2021. (EBA 2021), proizvodnja bioplina i biometana u Europi iznosila je 191 TWh u 2020. godini. Namjera je da se proizvedene količine udvostruče do 2030. i dosegnu 1000 TWh u 2050. godini. EU bilježi porast korištenja bioenergije, što je uglavnom posljedica veće uporaba bioplina nego čvrste biomase. Gotovo 60% bioplina koristi se za proizvodnju električne energije (Banja i dr., 2019; Ivanković, 2020).

Slika 4 prikazuje ukupan broj bioplinskih i biomehanskih postrojenja u EU u posljednjem desetljeću. Broj bioplinskih postrojenja povećao se s manje od 10 500 u 2010. na gotovo 19 000 u 2020. godini. Povećanje broja objekata je praćeno povećanjem proizvodnje bioplina.

Slika 4. Broj postrojenja za proizvodnju bioplina i biometana u Europi (izrađeno prema EurObserv'ER, 2019)



Prema izvješću „Barometar za bioplin“, organizacije Eurobserv'ER iz 2019. godine (EurObserv'ER, 2019), Njemačka, Velika Britanija, Francuska i Italija vodeće su u Europi u proizvodnji bioplina. Njemačka se ističe kao najvažniji proizvođač, uz udio od 44% ukupnih proizvedenih količina bioplina u 2018. godini. Ujedinjeno Kraljevstvo je sudjelovalo sa 17%, dok su Italija i Francuska imale udjele od 12%, odnosno 4%. Od ostalih zemalja, Češka i Danska pokazuju značajan pomak u proizvodnji.

Također, postoji i evidentan porast u postrojenjima za biometan. U posljednjem desetljeću broj postrojenja za biometan u Europi porastao je s 483 postrojenja u 2010. godini na 880 pogona aktivnih u 2020. godini, dosegnuvši proizvodnju od ukupno 32 TWh biometana u Europi. Trenutno postoji 18 zemalja proizvođača biometana u Europi, s time da Njemačka ima najveći udio biometanskih postrojenja (232), a slijedi Francuska (131) (EBA & GIE, 2020).

#### 4. Pozicioniranje bioplina u energetskom razvoju RH

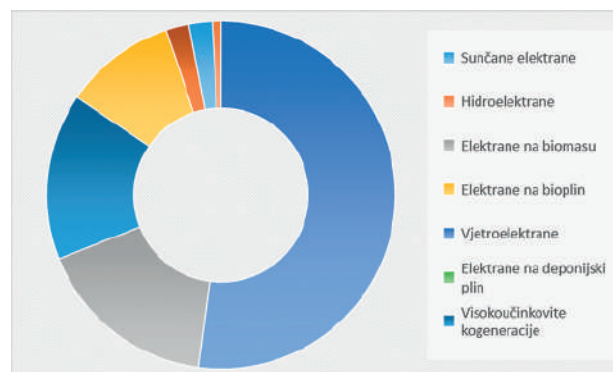
U RH se do sada bioplin uglavnom koristi za proizvodnju električne energije, a u ukupnom elektroenergetskom sektoru zauzima samo manji udio u proizvodnji, za razliku od drugih izvora poput vodnih snaga ili prirodnog plina.

Razvoj bioplinskih postrojenja u Hrvatskoj započnje 2012. godine, od kada se ukupna proizvodnja električne energije iz bioplina povećava u prosjeku za 10% godišnje. Prema izvještaju HROTE-a, „Sustav poticanja OIEIK u RH – godišnji izvještaj za 2021. godinu“, u evidenciji ukupnog broja sklopljenih ugovora bila su 42 potpisana ugovora za bioplinske elektrane, čija je ukupna instalirana snaga iznosila 46,9 MW. U

ukupnoj proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora, vjetroelektrane su činile najveći udio od 52,08%, a slijedila ih je biomasa s 16,95%, visokoučinkovita kogeneracija s 15,48%, te bioplin s 10,39% udjela u ukupnoj proizvodnji. Proizvodnja energije na bioplinskim postrojenjima iznosila je 363.016 MWh (Slika 5; HROTE, 2022).

Većina domaćih bioplinskih postrojenja smještena je u kontinentalnom dijelu Hrvatske. Sastav supstrata varira ovisno o raspoloživosti sirovina u blizini lokacija bioplinskih postrojenja, ali u najvećoj mjeri koristi se stajski gnoj (50-60%) te kukuruzna ili travna silaža (25-35%). Danas prevladavaju elektrane instalirane snage 1 MW. Velika postrojenja imaju i visoke troškove rada, a koncept budućeg razvoja bi trebao uključivati manje pogone na stočarskim farmama, tj. mikro bioplinska postrojenja prikladna veličini hrvatskih stočarskih OPG-ova (kapaciteta 10-50 kW).

Premda je energetska kriza izazvana ruskom invazijom na Ukrajinu intenzivirala potrebu za većom proizvodnjom bioplina, u Hrvatskoj se ne iskorištava potencijal. Sustav, temeljen na kružnom gospodarstvu



Slika 5. Udjeli proizvodnje električne energije u sustavu poticanja po tehnologijama u 2021. godini (izrađeno prema HROTE, 2022)

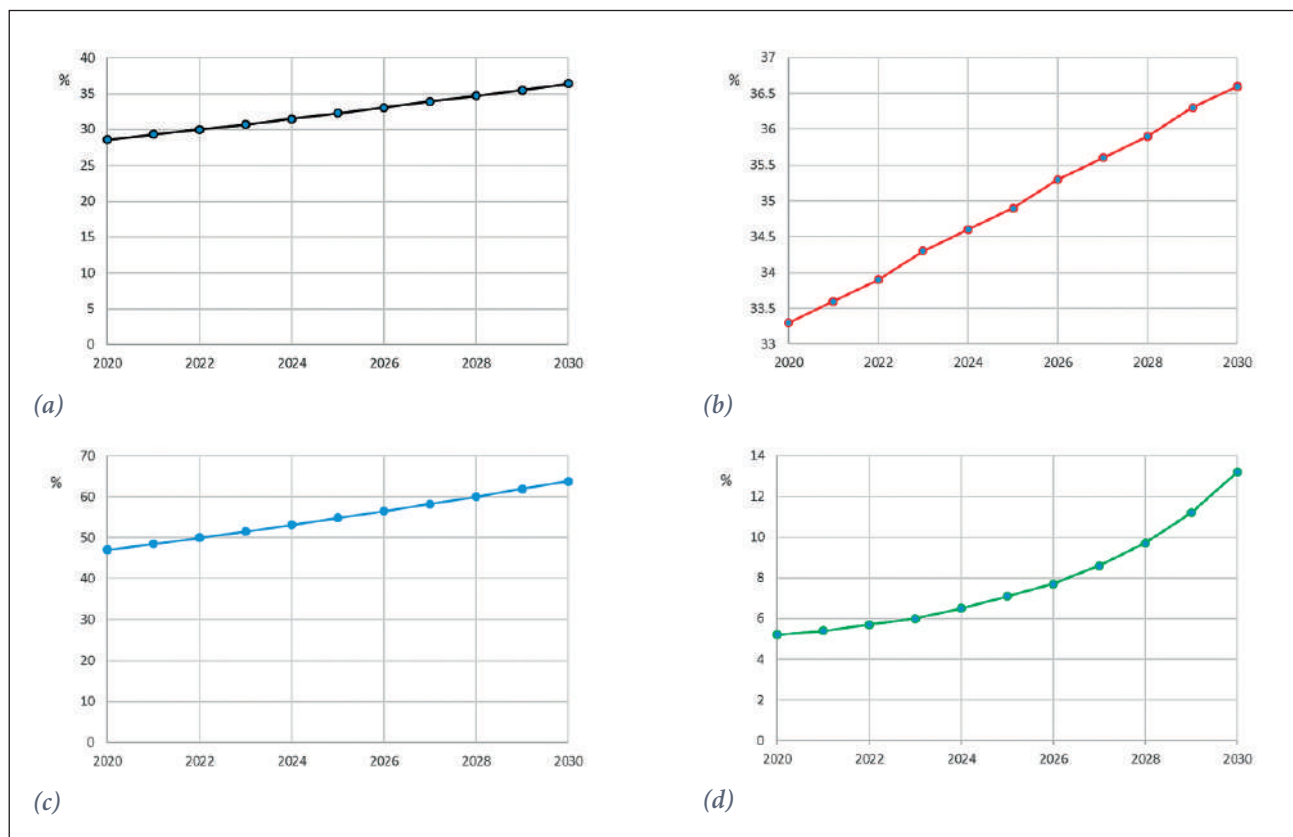
još uvijek nije zaživio u praksi, a bez postojanja jasnog smjera razvoja bioplinske industrije i dovoljno poticajne regulative koja bi proizvođačima pomogla prevladati poremećaje na tržištu, teško je očekivati napredak. Tako je recentno drastično poskupljenje proizvodnih sirovina rezultiralo raskidom ugovora i izlaskom više bioplinskih elektrana iz sustava poticaja (<https://oie.hr/>).

U Hrvatskoj je u pripremi „Strategija biogospodarstva do 2035. godine“, koja bi konačno trebala definirati viziju i strateške ciljeve razvoja biogospodarstva, a sve na načelima osiguranja sigurnosti hrane, održivog upravljanja prirodnim resursima, smanjenja ovisnosti o neobnovljivim izvorima energije i utjecaja na klimatske promjene. Bioplin, kao jedan od segmenata kružnog i održivog gospodarstva, trebao biti dio ove strategije.

U Hrvatskoj, većina komunalnog biootpada završi na odlagalištima. Prema „Izvešću o komunalnom otpadu za 2021. godinu“ iz komunalnog otpada u 2021. godini nastalo je ukupno 494.583 tona biootpada, a u 11 bioplinskih postrojenja anaerobnom digestijom prerađeno je samo 17.295 tona komunalnog otpada. Budući da odvojeno prikupljeni biootpad sadrži puno nečistoća, „Izvešće o komunalnom otpadu za 2021. godinu“

navodi isto kao razlog smanjenu količinu komunalnog biootpada koji se prerađuje u bioplinskim postrojenjima (Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, 2022).

„Integrirani nacionalni energetske i klimatski plan za Republiku Hrvatsku“, koji predstavlja osnovni nacionalni planski dokument energetske i klimatske politike, određuje putanju nacionalnog cilja za obnovljive izvore energije u prijevozu i putanju obveze stavljanja na tržište obnovljivih izvora energije u prijevozu za razdoblje od 2021. do 2030. godine, kao i za svako sljedeće desetljeće (Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, 2019). Indikativnu putanju udjela OIE u prometu, električnoj energiji, te grijanju i hlađenju prikazuje Slika 6 a-c. Sudjelovanje OIE u prometu (Slika 6 d) podrazumijeva električnu energiju iz OIE, biogoriva, napredna biogoriva i bioplin. Ocijenjene doprinose tehnologija za dobivanje energije iz OIE prikazuje Slika 7 a-d. Korištenje biogoriva doprinijet će ostvarenju nacionalnog cilja od najmanje 13,2% obnovljivih izvora u neposrednoj potrošnji energije u prijevozu do 2030. godine, s time da maksimalni doprinos biogoriva proizvedenih iz kultura za proizvodnju hrane i krmiva ne može prijeći 7% u godišnjoj neposrednoj potrošnji energije (Zakon o biogorivima za prijevoz NN 65/09, 145/10, 26/11, 144/12, 14/14, 94/18, 52/21;



Slika 6. Indikativna putanja udjela u bruto neposrednoj potrošnji energije (a), grijanju i hlađenju (b), električnoj energiji (c) te u prometu (d) (izrađeno prema: Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, 2019)

Pravilnik o mjerama za poticanje korištenja biogoriva u prijevozu NN 88/21; Integrirani nacionalni energetske i klimatski plan za Republiku Hrvatsku, 2019). Kao najvažnije mjere za poticanje korištenja energije iz biomase, propisane Planom ističu se mjere „POLJ-4: Anaerobna razgradnja stajskog gnoja i proizvodnja bioplina“, „POLJ-15: Sakupljanje i obrada poljoprivrednih nasada i ostataka za korištenje u energetske svrhe“ i „TR-13: Plan razvoja tržišta naprednih biogoriva“. Poticanje održivosti proizvodnje i uporabe biomase planira se provesti kroz mjeru „MS-11: Uspostava platforme za biogospodarstvo“. Nadalje, gledajući sektor gospodarenja otpadom („GO-5: Korištenje bioplina za proizvodnju biometana, električne energije i topline“), potencijal smanjenja emisije stakleničkih plinova odnosi se na smanjenje emisije metana nastalog anaerobnom razgradnjom biorazgradive frakcije otpada koji se koristi za proizvodnju električne energije i topline.

## 5. Diskusija i zaključak

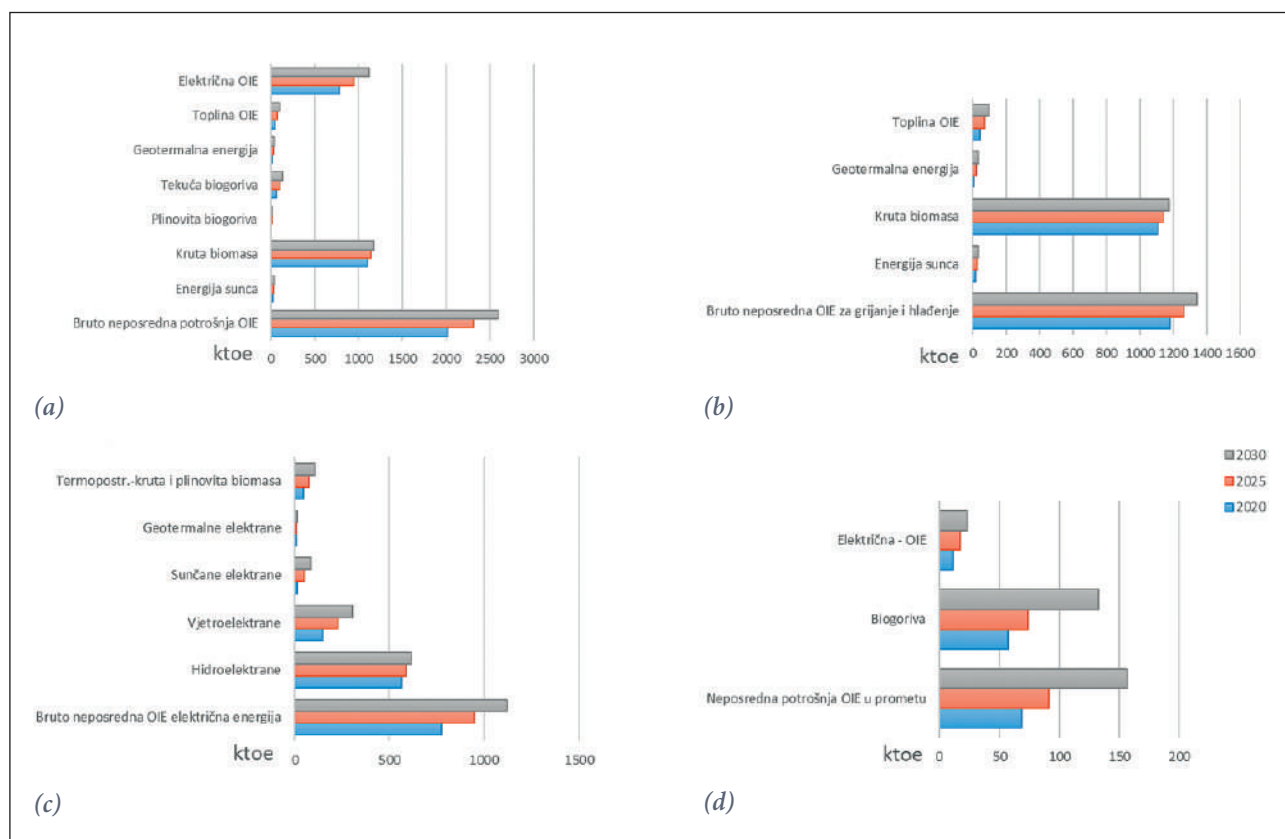
S obzirom na sve veću potrebu za diversifikacijom izvora energije i smanjenjem energetske ovisnosti, kao i činjenicu da se bioplin proizvodi iz različitih vrsta otpada te tako predstavlja potpuno održiv izvor energije,

Europska komisija kroz aktualni klimatsko-energetski regulatorni okvir nastoji povećati njegovu proizvodnju i korištenje u srednjoročnom i dugoročnom razdoblju.

Brojne ekološke i društvene koristi stoje na strani proizvodnje bioplina i biometana, a kao najznačajnija od njih ističe se negativni ugljični otisak. Međutim, višestruke prednosti bioplina obično se ne prepoznaju kao vrijednost, što rezultira visokom cijenom konačnog proizvoda, znatno višom od cijene fosilnog prirodnog plina.

Proizvodnja bioplina u Europi danas se odvija na oko 19.000 bioplinskih postrojenja i više od 700 postrojenja za proizvodnju biometana, na kojima je ukupno proizvedeno oko 19 Mtoe u 2018. godini. Prema izvješću EBA-e iz 2021. godine, europska proizvodnja biometana može doseći 95 milijardi m<sup>3</sup> do 2050. godine, što je gotovo četvrtina europske potrošnje prirodnog plina u 2020. godini.

Dok države članice EU-a sve više ulažu u bioplinsku infrastrukturu i na taj način doprinose cirkularnoj ekonomiji, u Hrvatskoj se otpad minimalno koristi kao resurs za proizvodnju bioplina. Iako je proizvodnja bioplina u europskim zemljama u stalnom porastu, energija se uglavnom koristi za toplinsku i električnu energiju. Zarada od bioplina bila bi



Slika 7. Ocijenjeni doprinos tehnologija za OIE u: bruto neposrednoj potrošnji energije (a); grijanju i hlađenju (b), električnoj energiji (c) te u prometu (d) (izrađeno prema: Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, 2019)

značajnija u slučaju da se bioplin pročišćava i do stupnja biometana. Budući da su recentni geopolitički odnosi doveli do nestabilnosti na tržištu prirodnog plina, što je rezultiralo vrlo visokim cijenama, isto bi moglo biti okidač za brže i značajnije uključivanje bioplina i biometana u budući energetska miks.

Dekarbonizacija europskog gospodarstva podrazumijeva proizvodnju i korištenje obnovljive i nisko-ugljične energije. Snažna politika i jasna regulatorna podrška za promicanje proizvodnje biometana ključni su za postizanje ovih ambicioznih ciljeva

## Literatura

1. ABANADES, S., ABBASPOUR, H., AHMADI, A., DAS, B., EHYAEI, M. A., ESMAEILION, F., ASSAD, M. E. H., HAJILOUNEZHAD, T., JAMALI, D. H., HMIDA, A., OZGOLI, H. A., SAFARI, S., ALSHABI, M., BANI-HANI, E. H.: A critical review of biogas production and usage with legislations framework across the globe. *Int. J. Environ. Sci.*, 2021, 19, 3377–3400.
2. AL SEADI, T., RUTZ, D., PRASSEL, H., M. KOTTNER, M., FINSTERWALDER, T., VOLKS, S., JANSSEN, R., KULUŠIĆ B., KOJAKOVIĆ, A.: Priručnik za bioplin. BiG>East Biogas for Eastern Europe, Intelligent Energy for Europe, Beograd, 2008, 160 p.
3. BANJA, M., JÉGARD, M., MOTOLA, V., SIKKEMA, R.: Support for biogas in the EU electricity sector—A comparative analysis. *Biomass Bioenergy*, 2019, 128, 105313.
4. DIREKTIVA (EU) 2018/2001 EUROPSKOG PARLAMENTA I VIJEĆA od 11. prosinca 2018. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora (preinaka), SL L 328/82, 21. 12. 2018., str. 21.
5. DOMAC, J.: Socijalno-ekonomski učinci primjene energije biomase. *Socijalna ekologija: časopis za ekološku misao i sociologijska istraživanja okoline*, 2001, 10, 171-181.
6. EurObserv'ER: The State of Renewable Energies in Europe, 2019. (<https://www.eurobserv-er.org/19th-annualoverview-barometer/>)
7. EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION (EBA): EBA Statistical Report 2021. EBA: Brussels, Belgium, 2022. (<https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2021/>)
8. EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION (EBA) & GAS INFRASTRUCTURE EUROPE (GIE). European Biomethane Map 2020. ([https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/06/GIE\\_EBA\\_BIO\\_2020\\_A0\\_FULL\\_FINAL.pdf](https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/06/GIE_EBA_BIO_2020_A0_FULL_FINAL.pdf))
9. EUROPSKA KOMISIJA: Europski zeleni plan, COM(2019) 640, Bruxelles, Belgija, 2019. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640>)
10. EUROPSKA KOMISIJA: Komunikacija o strategiji EU-a za smanjenje emisija metana, Bruxelles, Belgija, 2020 a. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0663>)
11. EUROPSKA KOMISIJA: Energija za klimatski neutralno gospodarstvo: strategija EU-a za integraciju energetskog sustava, COM(2020) 299, Bruxelles, Belgija, 2020 b. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2020:299:FIN>).
12. EUROPSKA KOMISIJA: Strategija „od polja do stola“ za pravedan, zdrav i ekološki prihvatljiv prehrambeni sustav, COM(2020) 381, Bruxelles, Belgija, 2020 c. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0381>)
13. EUROPSKA KOMISIJA: „Spremni za 55%“: ostvarivanje klimatskog cilja EU-a za 2030. na putu ka klimatskoj neutralnosti; COM(2021) 550, Bruxelles, Belgija, 2022a. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A52021AE5481>)
14. EUROPSKA KOMISIJA: Plan REPowerEU, COM 2022/230, Bruxelles, Belgija, 2022 b. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0230&from=EN>)
15. GUSTAFSSON, M., ANDERBERG, S.: Biogas policies and production development in Europe: A comparative analysis of eight countries. *Biofuels*, 2022, 1–14.
16. HRVATSKI OPERATOR TRŽIŠTA ENERGIJE (HROTE): Sustav poticanja OIEIK u RH – godišnji izvještaj za 2021. godinu, 2022.
17. IVANOVIĆ, M. Biogas in circular economy of the European Union. -In: Banovac, E., PUDIĆ, D. (eds.): 35th International Scientific & Expert Meeting of Gas Professionals, Hrvatska stručna udruga za plin, Proceedings, 2020, 236-247.
18. ARTICHOWICZ, W., REMISZEWSKA-SKWAREK, A., LUCZKIEWICZ, A.: Biomass in biogas production: Pre-treatment and codigestion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 50, 111509.



19. MINISTARSTVO GOSPODARSTVA I ODRŽIVOG RAZVOJA: Izvješće o komunalnom otpadu za 2021. godinu, KLASA: 351-02/22-99/24 URBROJ: 517-12-1-3-1-22-2, 2022, 159 p.
20. OMERDIĆ, N.: Anaerobnom digestijom do visokovrijednog organskog gnojiva. Hrvatske vode, 2020, 28, 43-50.
21. KASINATH, A., FUDALA-KSIAZEK, S., SZOPINSKA, M., BYLINSKI, H., ARTICHOWICZ, W., REMISZEWSKA-SKWAREK, A., LUCZKIEWICZ, A. Biomass in biogas production: Pretreatment and codigestion. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2021, 150, 111509.
22. KORBAG, I., OMER, S. M. S., BOGHAZALA, H., ABOUBAKR ABUSASIYAH, M. A.: Support for biogas in the EU electricity sector – A comparative analysis, 2020.
23. MOYA, C., SANTIAGO, R., HOSPITAL-BENITO, D., LEMUS, J., PALOMAR, J.: Design of biogas upgrading processes based on ionic liquids. *Chemical Engineering Journal*, 2021, 428, 132103.
24. PERSSON, M.; JONSSON, O.; WELLINGER, A.: Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection; IEA Bioenergy: Dublin, Ireland, 2006, 32 p. ([https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2007/12/upgrading\\_report\\_final.pdf](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2007/12/upgrading_report_final.pdf))
25. SCARLAT, N., DALLEMAND, J. F., FAHL, F.: Biogas: Developments and perspectives in Europe. *Renewable Energy*, 2018, 129, Part A, 457-472.
26. STERN, J.: Narratives for Natural Gas in Decarbonising European Energy Markets. The Oxford Institute for Energy Studies: Oxford, UK, 2019, 32 p.
27. OPĆI UVJETI OPSKRBE PLINOM, „Narodne novine“ br. 50/2018, 88/2019, 39/2020, 100/2021, 103/2022.
28. ZAKON O BIOGORIVIMA ZA PRIJEVOZ, „Narodne novine“ br. 6520/2009, 145/2010, 26/2011, 144/2012, 14/2014, 94/2018, 52/2021.
29. PRAVILNIK O MJERAMA ZA POTICANJE KORIŠTENJA BIOGORIVA U PRIJEVOZU „Narodne novine“ br. 88/2021.
30. MINISTARSTVO ZAŠTITE OKOLIŠA I ENERGETIKE: Integrirani nacionalni energetska i klimatski plan za Republiku Hrvatsku, 2019, 241 p.

## Internetske stranice

1. <https://planet-biogas.com/en/function-of-a-biogas-plant/#>
2. <https://oie.hr/>

# Mineralne sirovine Varaždinske županije – potencijal održivog gospodarskog razvoja i prosperiteta u vremenu energetske tranzicije

Mineral resources of Varaždin county – sustainable economic development potential in the era of energy transition

**izv. prof. dr. sc. Darko Pavlović**  
Savjetnik predsjednika Uprave  
Plinacro d.o.o., Zagreb  
darko.pavlovic@plinacro.hr

**dr. sc. Melita Srpak**  
Stručna savjetnica za okoliš, resurse i krajobraz  
Zavod za prostorno uređenje varaždinske županije  
melita.srpak@gmail.com



**Ključne riječi:** energetska tranzicija, gospodarstvo, industrija, mineralne sirovine, okoliš, Varaždinska županija

**Keywords:** energy transition, economy, industry, mineral resources, environment, Varaždin County



## Sažetak

Rudarska djelatnost u Varaždinskoj županiji suočava se s nizom ograničenja koja proizlaze ne samo iz rudarskih zakona, već i iz drugih regulativa koje se odnose na zaštitu okoliša, prirode i očuvanje prirodnih resursa. Postupak dobivanja koncesija za eksploataciju mineralnih sirovina često je dugotrajan i neizvjestan. Dostupnost mineralnih sirovina u Varaždinskoj županiji, znatno je ograničena te se u toj perspektivi zbog složenosti, dugotrajnosti i neizvjesnosti postupka za ishođenje koncesije za eksploataciju mineralnih sirovina može očekivati nedostatnost nekih mineralnih sirovina te postoji potreba njihova uvoza. Mineralne sirovine predstavljaju ključni resurs u industriji i gospodarstvu te su od iznimne važnosti za različite aspekte ljudskog života. Dok se gospodarska važnost

eksploatacije energetskih mineralnih sirovina poput geotermalnih voda, prirodnog plina, nafte često ističe i prepoznaje u javnosti, važnost drugih mineralnih sirovina, kao što su glina, pijesak, šljunak ili građevni kamen, često je nedovoljno cijenjena i marginalizirana. Rezultati istraživanja u ovom članku proizlaze iz činjenice da održivi razvoj u gospodarenju mineralnim sirovinama na području Varaždinske županije predstavlja temeljni koncept koji služi kao osnova za formuliranje politika i strategija s ciljem ostvarivanja kontinuiranog ekonomskog i socijalnog napretka. S druge strane se istovremeno se teži minimiziranju negativnih utjecaja na okoliš i očuvanju prirodnih resursa koji su od suštinskog značaja za održivost ljudskih aktivnosti u budućnosti, pa tako i eksploatacije mineralnih sirovina.



## Abstract

The mining industry in Varaždin County faces several constraints stemming not only from mining laws but also from other regulations related to environmental protection, nature conservation, and the preserva-

tion of natural resources. The process of obtaining concessions for mineral resource exploitation is often lengthy and uncertain. The availability of mineral resources in Varaždin County is significantly limited, and due to the complexity, duration, and uncertainty of the concession acquisition process, the insufficiency of some mineral resources can be expected, necessitating their import. Mineral resources are a critical asset for industry and the economy and are of paramount importance for various aspects of human life. While the economic importance of exploiting energy mineral resources such as geothermal waters, natural gas, and oil is often highlighted and recognized in the public eye, the importance of other mineral resources, such as clay, sand, gravel, or building stone, is often underappreciated and marginalized. The research results presented in this article are based on the premise that sustainable development in mineral resource management in Varaždin County represents a fundamental concept serving as a basis for formulating policies and strategies aimed at achieving continuous economic and social progress. Simultaneously, there is a drive to minimize adverse environmental impacts and preserve natural resources that are essential for the sustainability of human activities in the future, including mineral resource exploitation.

## 1. Uvod

Rudarsko zakonodavstvo temeljem krovnog akta, Zakona o rudarstvu, uređuje istraživanje i eksploataciju mineralnih sirovina, pa se istraživanjem smatraju radovi i ispitivanja kojima je cilj utvrditi postojanje, položaj i oblik ležišta, kakvoću, količinu i uvjete eksploatacije. Zakonom o rudarstvu eksploatacijska polja mineralnih sirovina utvrđuju se sukladno obuhvatu potvrđenih bilančnih rezervi i uvjetima iz lokacijske dozvole, a eksploatacija je moguća u granicama rudarskog projekta na temelju kojega je izdana koncesija. Analizirajući strateške dokumente, njihovu tematiku, problematiku, sadržajnost i detaljnost često je uočljiv pojam održivog razvoja (održivog gospodarenja) koji se svakodnevno implementira u zakonsku regulativu. Održivim gospodarenjem danas se bave različite struke koje istražuju prirodne i/ili društvene aspekte dugoročnog održivog razvoja. Održivost je već sama po sebi kompleksnog karaktera i mora sadržavati osnovne prirodno-društvene i tehnološke komponente. Stoga svaki oblik razvoja, bilo gospodarskog ili društvenog, treba biti usmjeren prema očuvanju okoliša i sprečavanju štetnih posljedica po prirodne

izvore. Ključna je ideja da ekonomska i socijalna evolucija ne smije kompromitirati mogućnost budućih generacija za zadovoljenje vlastitih potreba, a sve to bez iscrpljivanja neobnovljivih izvora i dugoročnog narušavanja okoliša.

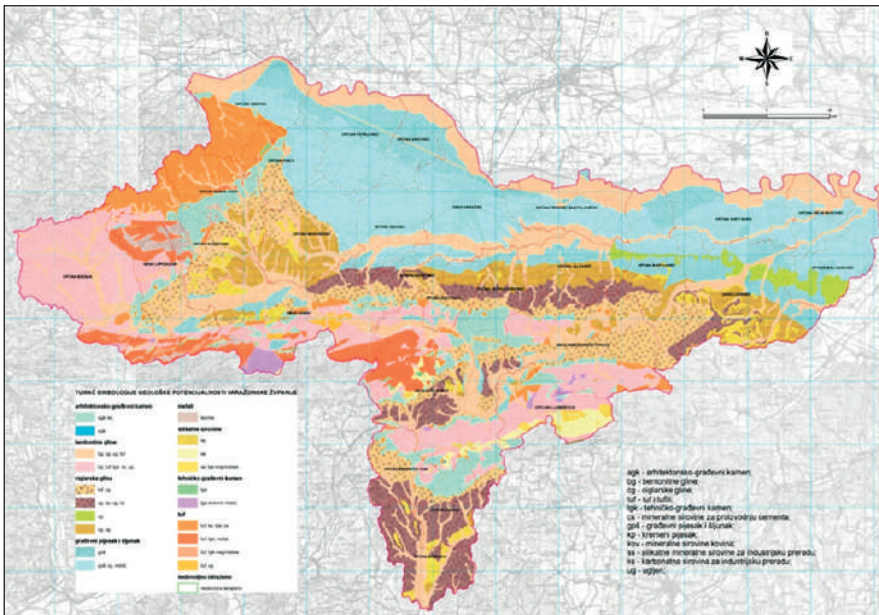
Mineralne sirovine predstavljaju rudno blago (sve organske i neorganske mineralne sirovine koje se nalaze u čvrstom, tekućem ili plinovitom stanju u prvobitnom ležištu, u nanosima, jalovištima, taliioničkim troskama ili prirodnim rastopinama) koje je od interesa za Republiku Hrvatsku, ima njezinu osobnu zaštitu i iskorištava se pod uvjetima i na način propisan Zakonom o rudarstvu te Strategijom gospodarenja mineralnim sirovinama Republike Hrvatske (2008. godine) i podzakonskim propisima.

Na području Varaždinske županije gospodarenje mineralnim sirovinama obuhvaća sljedeće vrste neenergetskih mineralnih sirovina:

1. mineralne sirovine za industrijsku preradbu
2. mineralne sirovine za proizvodnju građevnog materijala: tehničko-građevni kamen (vapnenac), građevni pijesak i šljunak iz neobnovljivih ležišta i ciglarska glina.

Sukladno zakonodavstvu, propisana je obaveza jedinicama područne (regionalne) samouprave da izrade rudarsko-geološke studije za svoja teritorijalna i respektivna područja kako bi mogli ista planirati u svojim dokumentima prostornog uređenja. Ova zakonska odredba ima za cilj omogućiti sustavno planiranje i upravljanje mineralnim resursima na regionalnoj i lokalnoj razini. Rudarsko-geološke studije služe kao osnovni instrument za analizu geološkog potencijala područja, pružajući detaljan uvid u prisutnost i dostupnost mineralnih sirovina te stvaraju znanstvenu i tehničku osnovu za donošenje informiranih odluka o eksploataciji i uporabi mineralnih sirovina. To omogućava precizno definiranje potreba za tim resursima, kao i razmatranje održivih metoda njihove opskrbe. Zbog povećanog interesa za eksploatacijom mineralnih sirovina na teritoriju Varaždinske županije, posebice u pogledu šljunka i pijeska, kao i na cjelokupni imperativ održivog upravljanja mineralnim resursima, inicirane su ključne inicijative s ciljem istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina. Pa je tako 2007. godine, donesena i usvojena „Studija potencijala i osnova gospodarenja mineralnim sirovinama na području Varaždinske županije“.

U razdoblju između 2015. i 2019. godine, u skladu s odredbama Zakona o rudarstvu, Varaždinska županija je 2016. izradila novu Rudarsko-geološku studiju

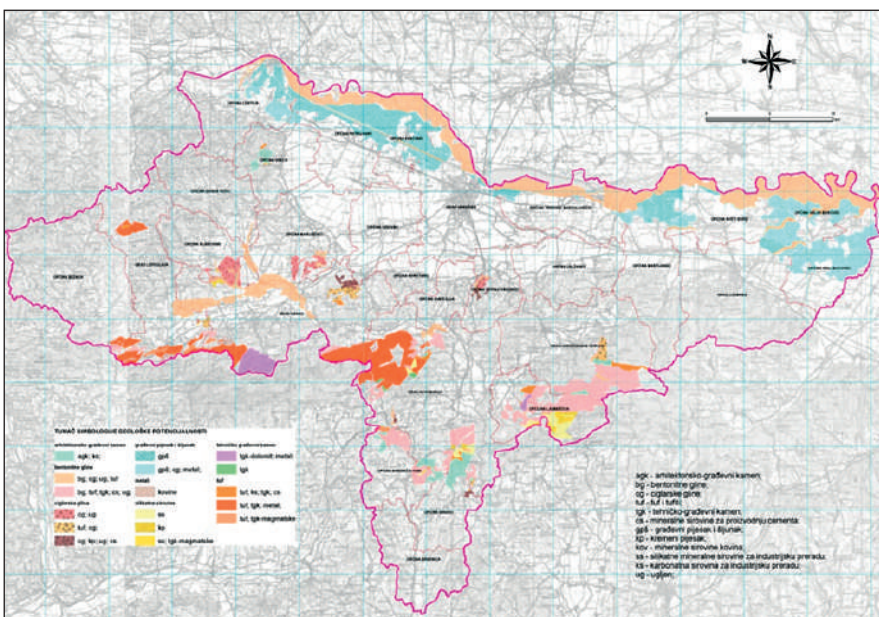


*Slika 1. Karta geološke potencijalnosti Varaždinske županije*

Izvor: Rudarsko-geološka studija Varaždinske županije

Varaždinske županije (u daljnjem tekstu: RGS). RGS predstavlja ključni element za planiranje budućih aktivnosti u vezi s eksploatacijom i istraživanjem mineralnih sirovina na području Varaždinske županije. Osim toga, studija služi kao temelj za oblikovanje prostorno-planske dokumentacije koja će regulirati eksploataciju i istraživanje mineralnih sirovina na tom području. Zaključkom Županijske skupštine kojim je usvojena Rudarsko-geološka studija Varaždinske županije određivanje lokacija za buduće istraživanje i eksploataciju mineralnih sirovina nije moguće osigurati svagdje u prostoru jer postoje zabrane, ograničenja i posebni uvjeti koji utječu na izbor potencijalnih lokacija i njihovu veličinu. Ovaj zaključak odražava činjenicu da različite zabrane, ograničenja i specifični

uvjeti, međusobno isprepleteni, značajno utječu na proces odabira prikladnih lokacija, kako u smislu njihove lokacije, tako i u pogledu obuhvata tih područja. U odabiru lokacija za istraživanje i eksploataciju mineralnih sirovina, posebna se pažnja mora posvetiti usklađenosti s zahtjevima zaštite prirode, očuvanja okoliša i kulturno-povijesnih vrijednosti. Ovdje se izdvaja izuzetno visoka važnost zaštite ležišta pitke vode kao najvišeg prioriteta u donošenju odluka o lokacijama za eksploataciju mineralnih sirovina. S obzirom na složenost ove ravnoteže između ekonomske koristi i očuvanja prirode, donošenje informiranih odluka zahtijeva dubinske analize i stručnu ekspertizu kako bi se osigurao održiv pristup u upravljanju mineralnim resursima na području Varaždinske županije.

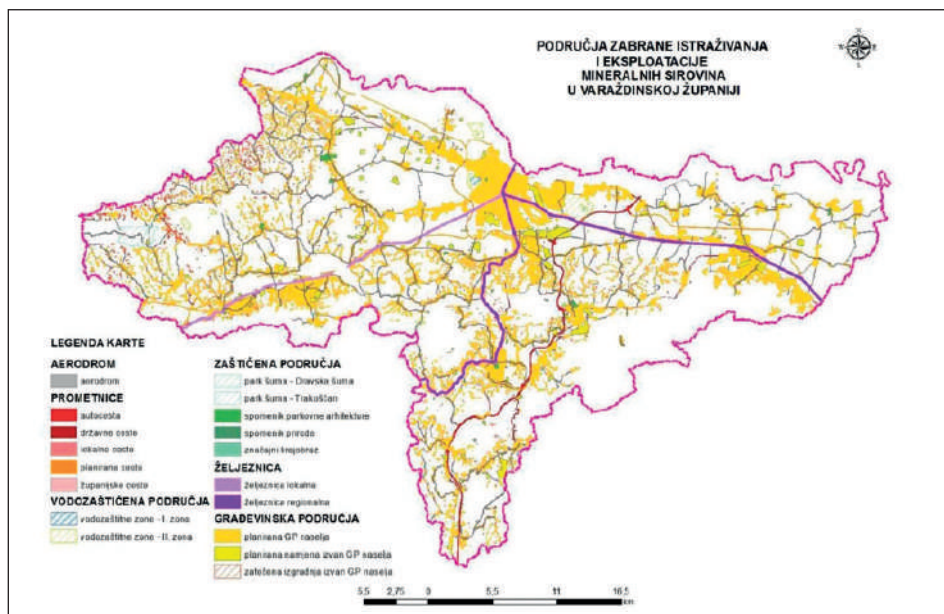


*Slika 2. Karta više geološke potencijalnosti mineralnih sirovina u zonama pogodnosti i u zonama konflikta u Varaždinskoj županiji*

Izvor: Rudarsko-geološka studija Varaždinske županije

Slika 3. Karta zabrana istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina u Varaždinskoj županiji

Izvor: Rudarsko-geološka studija Varaždinske županije



Rudarsko-geološka studija Varaždinske županije predstavlja polazište za aktivnosti planiranja i odobravanja istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina u Varaždinskoj županiji, te za sanaciju napuštenih/zatvorenih kopova i eksploatacijskih polja. Rudarsko-geološkom studijom Varaždinske županije je određena geološka potencijalnost mineralnih sirovina, a naročito geološka potencijalnost u zonama pogodnosti, koje su određene udaljenostima od građevinskih područja (sa zaštitnim pojasom od 50 m i 100 m), infrastrukturnih objekata i drugih datosti u prostoru i prikazane na kartografskim prikazima, te viša geološka potencijalnost u zonama pogodnosti i zonama konflikata, kao i načelno rezerve mineralnih sirovina. Prioritet u odabiru lokacija za istraživanje i eksploataciju trebalo bi dati područjima s višom geološkom potencijalnošću, koja su određena u RGS-u (Slika 1.).

Na karti više geološke potencijalnosti mineralnih sirovina u zonama pogodnosti i u zonama konflikta uključene su zone geološkog potencijala za čvrste mineralne sirovine. Zaštitni pojasevi od 50 i 100 metara, koji su uspostavljeni oko građevinskih naselja, istodobno funkcioniraju kao zaštitne zone namijenjene očuvanju mineralnih sirovina (Slika 2.).

U okviru geološke karte koja prati geološki potencijal za eksploataciju čvrstih mineralnih sirovina, ističe se nužnost pravilnog definiranja i razumijevanja tih zaštitnih pojaseva u kontekstu njihove važnosti za upravljanje mineralnim resursima. U određenim područjima, naročito onima identificiranim kao zone konflikta, postoji raznolikost korisnika prostora s različitim interesima i potrebama. Ovi konfliktni dijelovi teritorija jasno pokazuju kompleksnost od-

lučivanja, s posebnim naglaskom na ekološku mrežu Naturu 2000, iznimno važne krajolike te planirane zaštićene krajolike, čije su granice precizno određene kroz prostorno-plansku dokumentaciju. Analiza ovih zoniranih područja zahtijeva uzimanje u obzir široke lepeze različitih interesa i vrijednosti, s ciljem postizanja uravnoteženog pristupa u upravljanju mineralnim sirovinama te očuvanju okoliša i kulturne baštine na tom specifičnom teritoriju. Prostori – područja ograničenja ili zabrana istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina su prikazani na karti zabrana istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina te uključuju sljedeće: pojaseve uz cestovnu infrastrukturu, pojaseve uz željezničku infrastrukturu, pojaseve minimalnih udaljenosti od građevinskih područja naselja i građevinskih područja izvan naselja, uključivo i ta područja, zaštićene dijelove prirode i okoliša zona sanitarne zaštite voda, područja zona sanitarne zaštite izvorišnih voda sa zahvaćanjem podzemne vode iz vodonosnika i pukotinsko-kavernoznom poroznosti (I., II. i III. zona), sukladno Zakonu o vodama i Pravilniku o uvjetima za utvrđivanje zona sanitarne zaštite izvorišta (Slika 3.).

Prema podacima Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja Republike Hrvatske, na području Varaždinske županije nalazi se 6 eksploatacijskih polja tehničko-građevnog kamena i 1 istražni prostor tehničko-građevnog kamena, 9 eksploatacijskih polja građevnog šljunka i pijeska i 5 istražna prostora građevnog šljunka i pijeska, 2 eksploatacijska polja ciglarske gline, 1 eksploatacijsko polje kvarcnog pijeska, 1 eksploatacijsko polje karbonatne mineralne sirovine za industrijsku preradbu, 1 eksploatacijsko polje

ugljikovodika i 2 istražna prostora ugljikovodika, 1 eksploatacijsko polje geotermalne vode i 2 izvorišta/vrela geotermalne vode, 1 istražnu bušotinu nafte.

## 2. Mineralne sirovine za proizvodnju građevnog materijala

Mineralne sirovine za proizvodnju građevnog materijala predstavljaju ključne elemente u građevinskoj industriji i igraju značajnu ulogu u izgradnji infrastrukture i objekata. Ove sirovine su geološki materijali koji se eksploatiraju iz zemlje ili iz drugih prirodnih izvora te se dalje obrađuju i koriste za stvaranje različitih građevinskih materijala kao što su beton, asfalt, keramika, staklo, te razni agregati i mineralne punila. Građevni materijali temeljeni na mineralnim sirovinama su često ključni za izdržljivost, čvrstoću i estetski izgled građevinskih objekata. Mineralne sirovine poput pijeska, šljunka i kamenih agregata koriste

se za pripremu betona i asfalta. Uzimajući u obzir važnost mineralnih sirovina za građevinsku industriju, istraživanja se provode kako bi se razumjela geološka svojstva, dostupnost, kvaliteta i održivost tih sirovina. Osim toga, primjenjuju se napredne tehnologije u procesima eksploatacije, obrade i recikliranja kako bi se smanjio utjecaj na okoliš i osigurala dugoročna održivost resursa. Analize mineralnih sirovina uključuju geološka istraživanja, karakterizaciju kemijskog sastava, mehanička ispitivanja i evaluaciju ekoloških aspekata, sve s ciljem optimalnog korištenja ovih resursa u proizvodnji građevnog materijala. Na prostoru Varaždinske županije primjetna je značajna aktivnost u domeni eksploatacije i obrade tehničko-građevnog kamena. Ovdje se mineralna ležišta tehničko-građevnog kamena pretežno sastoje od karbonatnih stijena, uključujući vapnence i dolomite. Specifično, ležišta dolomita povezana su s trijaskim geološkim slojevima na području Ivančice i Ravne gore. Treba posebno istaknuti iznimnu važnost eksploatacije dolomita, ko-

Tablica 1. Aktivna EP tehničko-građevnog kamena

AKTIVNA EKSPLOATACIJSKA POLJA VARAŽDINSKE ŽUPANIJE						
EP TEHNIČKO-GRAĐEVNI KAMEN						
Rb.	Naziv polja	Naziv ovlaštenika	JLS (grad/općina)	Površina polja (Ha)	Rok važenja	Koncesija
1.	EP LOVNO-LOVNO 2	GOLUBOVEČKI KAMENOLOMI d.o.o.	Grad Lepoglava	30,4	13. 11. 1987. – 31. 12. 2036.	16. 08. 2022. – 31. 12. 2036.
2.	EP OČURA II	HOLCIM HRVATSKA d.o.o.	Grad Lepoglava	29,93	10. 05. 2000. – 31. 12. 2043.	11. 09. 2018. – 31. 12. 2023.
3.	EP PODEVČEVO	GRADITELJ vl. Vlado Puškadija	Grad Novi Marof	6,09	10. 05. 1995. – 31. 12. 2038.	18. 05. 2015. – 20. 10. 2036.
4.	EP ČRLENA ZEMLJA	MEŽNAR d.o.o.	Općina Breznički Hum	1,22	12. 12. 2001. – 31. 12. 2024.	15. 10. 2019. – 31. 12. 2024.
5.	EP ŠPICA	KAMING d.d.	Općina Ljubešćica	46	09. 01. 1993. – 31. 12. 2043.	22. 01. 2021. – 31. 12. 2035.
6.	EP HRUŠKOVEC	KAMING d.d.	Općina Ljubešćica	54,27	28. 02. 1989. – 31. 12. 2029.	27. 02. 2023. – 24. 08. 2029.

Izvor: Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, Uprava za rudarstvo, 2023.

Tablica 2. Aktivni IP tehničko-građevnog kamena

AKTIVNI ISTRAŽNI PROSTORI VARAŽDINSKE ŽUPANIJE					
IP TEHNIČKO-GRAĐEVNI KAMEN					
Rb.	Naziv polja	Naziv ovlaštenika	JLS (grad/općina)	Površina polja (Ha)	Rok važenja
1.	HRUŠKOVEC 1	KAMING d.d.	Općina Ljubešćica	45,44	05. 06. 2019. – 31. 12. 2024.

Izvor: Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, Uprava za rudarstvo, 2023.

ja se odvija u kamenoj industriji te u izgradnji cesta. Istaknuta lokacija u tom kontekstu jest kamenolom Očura, smješten u blizini Lepoglave, gdje se eksploatiraju trijaski dolomiti. Dobiveni materijal iz ovog kamenoloma značajno pridonosi sektoru cestogradnje i industrijskim procesima (Tablica 1. i Tablica 2.).

Prema podacima iz Tablice 1. ukupna površina svih eksploatacijskih polja tehničko-građevnog kamena na području Varaždinske županije iznosi 167,28 ha, a ukupna površina istražnih prostora iznosi 45,44 ha (Tablica 2).

Osim tehničko-građevnog kamena na području Varaždinske županije nalaze se značajni depoziti građevnog pijeska i šljunka koji su povezani s aluvijalnim sedimentima rijeke Drave. Debljina sloja šljunka i pijeska postupno se povećava od zapadnog prema istočnom dijelu županije. Na primjer, kod Otoka Virja, debljina ovog šljunkovito-pjeskovitog horizonta iznosi 8 metara, dok kod Varaždina doseže 60 metara, a kod Hrastovljana premašuje 100 metara. Ovi resursi igraju

ključnu ulogu u podržavanju građevinskih aktivnosti i infrastrukturnih projekata u Varaždinskoj županiji.

Prema dostupnim podacima u Tablici 4. možemo zaključiti da ukupna površina svih eksploatacijskih polja građevnog pijeska i šljunka u Varaždinskoj županiji iznosi 265,49 ha, što se tiče istražnih prostora za ovu mineralnu sirovinu na području županije, ukupna površina iznosi 81,72 ha.

Eksploatacija ciglarske gline u Varaždinskoj županiji provodi se na dvije različite lokacije s različitim kapacitetima i potencijalima, pri čemu je važno napomenuti da kvaliteta sirovine varira, a dostupne količine su ograničene. Procjenjuje se da jedino ciglana smještena u Cerju Tužnom posjeduje dovoljne količine visokokvalitetne gline te može podržati dugoročnu i kontinuiranu eksploataciju ovog materijala.

Iz Tablice 5. proizlazi da ukupna površina eksploatacijskih polja ciglarske gline na području Varaždinske županije iznosi 48,67 ha, dok istražnih prostora iznosi 36,49 ha (Tablica 6.).

Tablica 3. Aktivna EP građevnog pijeska i šljunaka

AKTIVNA EKSPLOATACIJSKA POLJA VARAŽDINSKE ŽUPANIJE						
EP GRAĐEVNI PIJESAK I ŠLJUNAK						
Rb.	Naziv polja	Naziv ovlaštenika	JLS (grad/općina)	Površina polja (Ha)	Rok važenja	Koncesija
1.	EP MOLVE	NISKOGRADNJA HUĐEK vi. Tomica Huđek	Općina Petrijanec	24,08	04. 02. 2005. – 31. 12. 2056.	02. 11. 2020. – 31. 12. 2056.
2.	EP TURNIŠĆE	GALDI MINERAL d.o.o.	Općina Sračinec	8,61	12. 12. 2001. – 31. 12. 2035.	27. 09. 2022. – 31. 12. 2034.
3.	EP HRASTOVLJAN	COLAS MINERAL d.o.o.	Općina Donji Martijanec	69,73	31. 08. 1981. – 31. 12. 2040.	13. 09. 2021. – 31. 12. 2027.
4.	EP JAMIČAK	BAGERKOP-ROBERTO d.o.o.	Općina Sveti Đurđ	42,93	27. 03. 2001. – 27. 03. 2041.	01. 03. 2002. – 01. 03. 2040.
5.	EP DOLENSČAK	SMONTARA d.o.o.	Općina Sveti Đurđ	46,88	30. 08. 2017. – 31. 12. 2060.	23. 08. 2022. – 31. 12. 2028.
6.	EP ŠKAREŠKI LUG	LTK d.o.o.	Općina Veliki Bukovec	15,88	09. 03. 2007. – 31. 12. 2051.	20. 07. 2023. – 31. 12. 2050.
7.	EP TRSTIKA	ŠLJUNČARA-TRANSPORTI SMONTARA d.o.o.	Općina Veliki Bukovec	32,89	27. 10. 2000. – 31. 12. 2048.	10. 02. 2020. – 31. 12. 2048.
8.	EP PRUDNICA	PRUDNICA d.o.o.	Općina Mali Bukovec	14,99	19. 07. 2004. – 31. 12. 2034.	17. 07. 2019. – 31. 12. 2025.
9.	EP KRTINJE	KAMENOLOM ŽAKANJE d.o.o.	Općina Mali Bukovec	9,5	14. 05. 2008. – 31. 12. 2022.	NEVAŽEĆA KONCESIJA

Izvor: Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, Uprava za rudarstvo. 2023.

Tablica 4. Aktivni IP građevnog pijeska i šljunaka

AKTIVNI ISTRAŽNI PROSTORI NA PODRUČJU VARAŽDINSKE ŽUPANIJE					
IP GRAĐEVNI PIJESAK I ŠLJUNAK					
Rb.	Naziv Polja	Naziv ovlaštenika	JLS (grad/općina)	Površina polja (Ha)	Rok važenja rješenja
1.	IP PESKI GORNJI	SIRIK-BETON j.d.o.o.	Općina Cestica	10,39	26. 09. 2022. – 31. 10. 2027.
2.	IP TURNIŠĆE 1	GALDI MINERAL d.o.o.	Općina Sračinec	4,082	27. 09. 2022. – 31. 08. 2027.
3.	IP ČERNJAK	TRGOGRAD d.o.o.	Općina Sveti Đurđ	38,32	07. 11. 2022. – 29. 02. 2028.
4.	IP TRSTIKA	ŠLJUNČARA-TRANSPORTI SMONTARA d.o.o.	Općina Veliki Bukovec	11,89	31. 05. 2023. – 31. 08. 2028.
5.	IP KRTINJE I	KAMENOLOM ŽAKANJE d.o.o.	Općina Mali Bukovec	17,05	11. 07. 2019. – 31. 12. 2022.

Izvor: Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, Uprava za rudarstvo, 2023.

Tablica 5. Aktivna EP ciglarske gline

AKTIVNA EKSPLOATACIJSKA POLJA VARAŽDINSKE ŽUPANIJE						
EP CIGLARSKA GLINA						
Rb.	Naziv polja	Naziv ovlaštenika	JLS (grad/općina)	Površina polja (Ha)	Rok važenja	Koncesija
1.	EP CERJE TUŽNO	CIGLANA CERJE TUŽNO d.o.o.	Općina Maruševac	41,27	04. 05. 1981. – 31. 12. 2045.	05. 07. 2023. – 31. 12. 2040.
2.	EP ČUKAVEC II	LEIER-LEITL d.o.o.	Općina Gornji Knežinec	7,4	19. 09. 2002. – 31. 12. 2035.	13. 07. 2020. – 31. 12. 2035.

Izvor: Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, Uprava za rudarstvo, 2023.

Tablica 6. Aktivni IP ciglarske gline

AKTIVNI ISTRAŽNI PROSTORI NA PODRUČJU VARAŽDINSKE ŽUPANIJE						
IP CIGLARSKA GLINA						
Rb.	Naziv Polja	Naziv ovlaštenika	JLS (grad/općina)	Vrsta min. Sirovine	Površina polja (Ha)	Rok važenja rješenja
1.	CERJE TUŽNO 1	CIGLANA CERJE TUŽNO d.o.o.	Općina Maruševac	Ciglarska glina	36,49	03. 02. 2021. – 30. 06. 2025.

Izvor: Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, Uprava za rudarstvo, 2023.

### 3. Mineralne sirovine za industrijsku preradbu

Mineralne sirovine za industrijsku preradbu predstavljaju ključni segment sirovinskog lanca u industrijskim procesima, odnosno izvor prirodnih materijala koji se koriste za proizvodnju različitih industrijskih proizvoda. Karbonatna mineralna sirovina za industrijsku preradbu predstavlja kategoriju prirodnih mineralnih materijala koja se sastoji od karbonatnih spojeva, a kao primjeri karbonatnih mineralnih si-

rovina, ističu se vapnenac (sastavljen uglavnom od kalcijeva karbonata –  $\text{CaCO}_3$ ), dolomit (koji sadrži i magnezijev karbonat –  $\text{MgCO}_3$ ), siderit (željezni karbonat –  $\text{FeCO}_3$ ) te razni karbonatni sedimenti i stijene. Karbonatna mineralna sirovina za industrijsku preradbu eksploatira se u Varaždinskoj županiji, gdje postoje određeni kapaciteti i potencijali (EP Marčan). Ležište vapnenog pješčenjaka nalazi se unutar niza tortonjskih naslaga stoga produktivna zona u ležištu Marčan ima prosječnu debljinu od 25 metara te karakterizira izrazito slojevitou geološku građu (Tablica 7.).



Tablica 7. Aktivna EP karbonatne mineralne sirovine za industrijsku preradbu

AKTIVNA EKSPLOATACIJSKA POLJA VARAŽDINSKE ŽUPANIJE						
EP KARBONATNA MINERALNA SIROVINA ZA INDUSTRIJSKU PRERADBU						
Rb.	Naziv polja	Naziv ovlaštenika	JLS (grad/općina)	Površina polja (Ha)	Rok važenja	Koncesija
1.	EP MARČAN	ZAGORJE-KAMEN d.o.o.	Općina Vinica	2,25	30. 10. 1995. – 31. 12. 2055.	13. 07. 2021 – 31. 12. 2054.

Izvor: Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, Uprava za rudarstvo, 2023.

#### 4. Čimbenici koji utječu na gospodarski značaj istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina

Ekonomski značaj mineralnih sirovina duboko je ukorijenjen u globalnoj ekonomiji i obuhvaća različite faze gospodarenja ovim resursima, uključujući istraživanje, eksploataciju, preradu i proizvodnju. Razumijevanje ovih faza ključno je za procjenu isplativosti i doprinosa mineralnih sirovina pojedinim svjetskim gospodarstvima. Istraživanje mineralnih sirovina predstavlja početnu fazu u gospodarenju ovim resursima i ima ključnu ulogu u određivanju gospodarske odnosno ekonomske isplativosti eksploatacije. Ova faza obuhvaća niz znanstvenih i tehničkih aktivnosti koje su nužne za prepoznavanje i karakterizaciju potencijalnih izvora mineralnih sirovina. Geološka istraživanja, istraživanje rezervi i procjena gospodarske/ekonomske isplativosti čine integralne komponente procesa, pružajući temeljni okvir za razumijevanje i vrednovanje resursa. Geološka istraživanja koja često uključuju terenski rad i laboratorijske analize, omogućuju razumijevanje geološke strukture i karakteristika potencijalnih nalazišta pa ti podaci pomažu u identifikaciji mineralnih sastava i količina, te pružaju informacije o kvaliteti sirovina. Procjena gospodarske/ekonomske isplativosti eksploatacije podrazumijeva analizu troškova, potencijalnih prihoda i faktora koji utječu na profitabilnost projekta. Ovdje se uzimaju u obzir troškovi istraživanja, eksploatacije, prerade i distribucije, te se procjenjuje tržišna vrijednost mineralnih sirovina.

Ovisno o vrsti sirovine i geografskim uvjetima, tehnike istraživanja variraju, a izdašna ulaganja u istraživanje i razvoj su nužna kako bi se osigurala točnost i pouzdanost procjena. Ova faza istraživanja stoga predstavlja ključni element u procesu gospodarenja mineralnim sirovinama i igra ključnu ulogu u donošenju odluka o eksploataciji resursa. Preci-

zne znanstvene metode i tehničke vještine nužne za provođenje ovih istraživanja omogućuju racionalno upravljanje resursima, smanjenje rizika i osiguranje dugoročne održivosti eksploatacije mineralnih sirovina. Eksploatacija mineralnih sirovina, kao druga ključna faza u gospodarenju, predstavlja vitalni proces u kojem se sirovine izvlače iz njihovih prirodnih nalazišta. Razumijevanje i analiza ove faze zahtijeva interdisciplinarni pristup koji uključuje znanstvene, tehnološke i regulatorne aspekte. Prvo, eksploatacija mineralnih sirovina obuhvaća niz fizičkih i tehničkih aktivnosti usmjerenih na ekstrakciju sirovina iz prirodnih izvora. Veličina i raznolikost ovih aktivnosti varira ovisno o vrsti mineralnih sirovina i njihovoj geografskoj rasprostranjenosti.

Učinkovitost eksploatacije igra ključnu ulogu u konačnoj isplativosti projekta te ovisi o brojnim čimbenicima. Jedan od tih ključnih čimbenika je vrsta sirovine koja se eksploatira. Svaka vrsta mineralne sirovine zahtijeva specifične tehnike i tehnologiju za ekstrakciju. Na primjer, metali poput bakra i željeza često se eksploatiraju putem rudnika, dok sirovine poput pijeska i šljunka često zahtijevaju sustave iskopavanja na površini. Geografska dostupnost mineralnih nalazišta igra također ključnu ulogu u eksploataciji. Nalazišta koja se nalaze u teško pristupačnim i udaljenim područjima zahtijevaju veće logističke izazove i troškove transporta, što može utjecati na ekonomsku isplativost eksploatacije. Tehnologija igra presudnu ulogu u optimizaciji procesa eksploatacije. Inovacije u mehanizaciji, automatizaciji i upravljanju procesima unaprjeđuju efikasnost i sigurnost eksploatacije. Povećanje produktivnosti i smanjenje troškova su ključni ciljevi u rudarskoj industriji. Regulatorni okvir također ima važan utjecaj na eksploataciju mineralnih sirovina. Ograničenja i standardi koji se odnose na zaštitu okoliša, zdravlje radnika i prava vlasništva trebaju biti usklađeni kako bi se osigurala legalnost i održivost eksploatacije. Konačno, aspekti održivosti i zaštite okoliša postaju sve važniji u eksploataciji mineralnih sirovina.

Rudarska industrija sve više prepoznaje potrebu za smanjenjem negativnog utjecaja na okoliš i primenom održivih praksi, kao što su ponovna rekultivacija površina nakon eksploatacije, upotreba energetske učinkovite tehnologije i smanjenje emisija štetnih tvari. Stoga, eksploatacija mineralnih sirovina predstavlja složen proces koji se temelji na znanstvenim, tehničkim i regulatornim aspektima, a njezina efikasnost i održivost ovise o raznolikom spektru faktora. Njeno promišljeno i odgovorno provođenje od suštinskog je značaja za dugoročno očuvanje mineralnih resursa i zaštita okoliša. Nakon eksploatacije, mineralne sirovine često prolaze kroz fazu prerade kako bi se pripremile za daljnju upotrebu. Ova faza uključuje procese poput drobljenja, mljevenja, flotacije i taloženja kako bi se sirovine pretvorile u proizvode visoke čistoće i kvalitete. Prerada često zahtijeva znatna ulaganja u opremu i tehnologiju. Prerađene sirovine koriste se u različitim industrijama, ovisno o njihovim svojstvima. Na primjer, metali se koriste u proizvodnji automobila, elektronike i građevinskih materijala, dok minerali poput pijeska i šljunka ulaze u izgradnju infrastrukture, stakla i keramike. Tržišna vrijednost mineralnih sirovina i razina potražnje za njima predstavljaju esencijalne elemente u kontekstu ekonomske isplativosti eksploatacije ovih prirodnih resursa. Duboko ukorijenjeni u globalnoj ekonomskoj dinamici, ti faktori imaju ključnu ulogu u oblikovanju i usmjeravanju odluka vezanih uz eksploataciju mineralnih sirovina, kao i u određivanju njihove tržišne vrijednosti.

Cijene mineralnih sirovina, kao glavni pokazatelj tržišne vrijednosti, podložne su značajnim fluktuacijama koje se temelje na više čimbenika. Promjenjiva potražnja predstavlja jedan od ključnih faktora koji utječu na dinamiku cijena. Ovisno o potrebama različitih industrija, kao i globalnim gospodarskim uvjetima, potražnja za mineralnim sirovinama može dramatično varirati. Dostupnost, ograničenost ili obilje određenih resursa je također presudna za utvrđivanje tržišne vrijednosti. Resursi koji su rijetki ili se nalaze u geopolitički nestabilnim regijama mogu imati veće cijene i veću potražnju. Globalna ekonomska situacija, uključujući promjene u BDP-u i rastuće tržišne sile, također igra ključnu ulogu u oblikovanju tržišne vrijednosti mineralnih sirovina. Industrijski trendovi, poput porasta potražnje za određenim metalima u proizvodnji elektroničkih uređaja ili potrebe za građevinskim materijalima u infrastrukturnim projektima, mogu generirati značajne fluktuacije na tržištima mineralnih sirovina. Gospodarsko /ekonomska važnost

mineralnih sirovina proizlazi iz njihove ključne uloge u svim fazama gospodarenja – od istraživanja do eksploatacije, prerade i konačne proizvodnje. Osim toga, tržišna dinamika i globalni ekonomski čimbenici igraju ključnu ulogu u određivanju ekonomske isplativosti eksploatacije mineralnih sirovina, a doprinos ovih resursa gospodarstvima može biti značajan u obliku ekonomske aktivnosti, radnih mjesta i izvoza.

Trenutne potrebe za mineralnim sirovinama i uvozom nije moguće sagledati bez podataka nadležnih tijela Varaždinske županije, rudarskih privrednih subjekata i planskih dokumenata o potrošnji građevinskih materijala u županiji. Sukladno podatcima Rudarsko-geološke studije Varaždinske županije te podatcima Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja, (MINGOR), Uprave za rudarstvo na području Varaždinske županije dosadašnje rezerve mineralnih sirovina građevnog pijeska i šljunka i tehničko-građevnog kamena dovoljne su do 2045. godine, a ciglarske gline do 2053. godine, nameće svojevrsni hipotetski zaključak da u ovom trenutku nije potrebno planirati nova područja za istraživanje i eksploataciju mineralnih sirovina jer u županiji postoje trenutno dovoljne dostupne količine mineralnih sirovina za građevne materijale za izradu većih infrastrukturnih objekata te prerađivačku industriju.

## 5. Zaključak

Rudno blago je vlasništvo države, i stoga se Zakonom o rudarstvu definiraju modaliteti, uvjeti i ograničenja za iskorištavanje ovih strateški važnih dobara za Republiku Hrvatsku. Mineralne sirovine, koje se svjetski smatraju ograničenima i nepodložnima obnovi, ne promatraju se kao konvencionalna roba, već se promatraju kao sredstvo putem kojeg države oblikuju svoju ekonomsku strategiju, rast i način života. Temeljem strateških dokumenata i propisa iz područja rudarstva, te Rudarsko-geološke studije Varaždinske županije u prostornim planovima se planiraju površine za iskorištavanje mineralnih sirovina koje obuhvaćaju površine namijenjene za istraživanje i eksploataciju. Varaždinska županija se često suočava s izazovima i prilikama koje proizlaze iz eksploatacije ovih ograničenih prirodnih resursa. U tom kontekstu, cilj joj je uvijek bio osigurati održivu i uravnoteženu uporabu mineralnih sirovina kako bi se zadovoljile potrebe sadašnjih i budućih generacija, uz istovremeno očuvanje okoliša i društvenog prosperiteta. Održiv razvoj u gospodarenju mineralnim sirovinama na području Varaždinske županije treba značiti ravnotežu među

gospodarsko-ekonomskim (racionalna eksploatacija, korištenje mineralnih sirovina, zaštita kao i sanacija u cilju povećanja dodatne vrijednosti), prostorno-okolišnim (manje negativnih utjecaja na okoliš) i socijalno-društvenim interesima (ogleda se u eksploataciji mineralnih sirovina u partnerstvu i u zakonskim okvirima). Važno je istaknuti da rast bruto društvenog proizvoda (BDP) i eksploatacija te potrošnja mineralnih sirovina često idu ruku pod ruku. Eksploatacija i potrošnja ovih sirovina često čine značajan dio ukupne ekonomske aktivnosti zemlje i, kao rezultat

toga, doprinose povećanju BDP-a. No, istovremeno, rast BDP-a zahtijeva povećanje potrošnje određenih vrsta mineralnih sirovina. Zbog toga, održivo gospodarstvo mineralnim sirovinama i ukupna ekonomska korist u ovom sektoru moraju temeljiti na osnovnim principima održivog razvoja. U konačnici području Varaždinske županije, cilj je postići ravnotežu između ekonomske dobiti, zaštite okoliša i društvenih interesa kako bi se osiguralo dugoročno očuvanje mineralnih resursa, održala ekonomska stabilnost i promicala opća dobrobit društva.

## Literatura

1. Anić-Vučinić, A., Krišto, L., Melnjak, I., Radetić, L. (2017). „Uloga procjene utjecaja zahvata na okoliš u prenamjeni eksploatacijskih polja“, *Inženjerstvo okoliša*, 4(2), 117-121.
2. Bruel, A-S., Delmar, Ch. (1993). „Territories, reconversion d'un site sterile“, *Pages Paysages*, 4, 214-219.
3. Blengini, G. A., Garbarino, E., Šolar, S., Shields, D. J., Hámor, T., Vinai, R., Agioutantis, Z. (2012). Life Cycle Assessment guidelines for the sustainable production and recycling of aggregates: the Sustainable Aggregates Resource Management project (SARMa). *Journal of Cleaner Production*, 27, 177-181. Dostupno na: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.01.020> [12. listopad 2023.]
4. Blenginia, G. A., Nussa, P., Dewulfa, J., Nitaa, V., Peirò, L. T., Vidal-Legaz, B., Latunussaa, C., Mancinia, L., Blagoevab, D., Penningtona, D., Pellegrinic, M., Maerckec, A. V., Solar, S., Groholc, M., Ciupagea, C. (2017). EU methodology for critical raw materials assessment: Policy needs and proposed solutions for incremental improvements. *Resources Policy*, 53, 12-19. Dostupno na: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2017.05.008> [18. listopad 2023.]
5. Dimitrijević, B. (2015). Procesna analiza i definisanje modela optimizacije rekultivacije površinskih kopova. *Tehnika – rudarstvo, geologija i metalurgija*, 66(6), 947-951. Dostupno na: <https://doi.org/10.5937/tehnika1506947D> [15. rujan 2023.]
6. Dedić, Ž., Kruk, B., Kruk, Lj., Kovačević-Galović, E. (2016) Rudarsko-geološka studija Varaždinske županije. Studija. Zagreb: Hrvatski geološki institut.
7. Dubiški J. (2013). Sustainable development of mining mineral resources, *Journal of Sustainable Mining*, 12(1), 1–6.
8. Davoudi, S. (2000). „Sustainability: a new vision for the British planning system“, *Planning Perspectives*, 15(2), 123-137., Dostupno na: <https://doi.org/10.1080/026654300364056>
9. Gorman, M. R., Dzombak, D. A. (2018). A review of sustainable mining and resource management: Transitioning from the life cycle of the mine to the life cycle of the mineral, *Resources. Conservation and Recycling*, 137, 281-291. Dostupno na: <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2018.06.001> [24. veljače 2023.]
10. Hale, J., Legun, K., Campbell, H., Carolan, M. (2019). Social sustainability indicators as performance. *Geoforum*, 103, 47-55. Dostupno na: <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2019.03.008> [21. rujan 2023.]
11. Kruk, B., Dedić, Ž., Kruk, Ž., Kovačević-Galović, E., Miko, S., Crnogaj, S., Peh, Z., Avanić, R. (2014). Rudarsko-geološke studije Krapinsko-zagorske županije, Zagreb
12. Krapinsko-zagorska županija, Upravni odjel za prostorno uređenje, gradnju i zaštitu okoliša (2018). Izvješće stanja o okolišu Krapinsko-zagorske županije 2014. – 2017. godine, (Službeni vjesnik Krapinsko-zagorske županije
13. Kumpula, T., Pajunen, A., Kaarlejärvi, E., Forbes, B. C., Stammler, F. (2011). Land use and land cover change in Arctic Russia: ecological and social implications of industrial development. *Global Environmental Change*, 21(2) 550–562. Dostupno na: <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2010.12.010> [25. kolovoza 2023]
14. Marković, S. (2002) *Hrvatske mineralne sirovine*. Zagreb: Institut za geološka istraživanja, Zavod za geologiju
15. Meyfroidt, P., Lambin, E. F., Erb, K. H. & Hertel, T. W. (2013). Globalization of land use: distant drivers of land change and geographic displacement of land use. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 5(5) 438–444. Dostupno na: <https://doi.org/10.1016/j.cosust.2013.04.003> [17. kolovoz2023.]
16. Penava, M., Družić, M. (2014). Industrijska politika Hrvatske – pogled s aspekta deindustrijalizacije, u Zbornik radova znanstvenog skupa: Razvojni potencijali hrvatskog gospodarstva, (ur. Družić, G.; Družić, I.), Zagreb, 16. 10. 2014., Ekonomski fakultet Zagreb, Hrvatska akademija znanosti i umjetnosti, 153-173

17. Schaffartzik, A., Mayer, A., Eisenmenger, N., Krausmann, F. (2016). Global patterns of metal extractivism, 1950–2010: Providing the bones for the industrial society's skeleton. *Ecological Economics*, 122, 101–110. Dostupno na: <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2015.12.007> [1. Listopad 2023.]
18. Schilling, J., Saulich, C., Engwicht, N. (2018). A local to global perspective on resource governance and conflict. *Conflict, Security & Development* 18(6), 433–461. Dostupno: <https://doi.org/10.1080/14678802.2018.1532641>
19. Srpak, M., Pavlović, D. (2020). „Sanacija zatvorenih i napuštenih eksploatacijskih polja mineralnih sirovina na prostoru Varaždinske županije“, *Naftaplin*, 40 165; 63-72
20. Srpak, M. (2022). „Nova metodologija izračuna modela agregiranoga kompozitnoga indeksa za održivo gospodarenje mineralnim sirovinama na primjeru Varaždinske županije“, Doktorski rad, Varaždin
21. Srpak Melita; Zeman Silvija; Knok Željko: Chronological Overview of Management of Raw Minerals in Varazdin County // Tehnički vjesnik: znanstveno-stručni časopis tehničkih fakulteta Sveučilišta u Osijeku, 28 (2021), 3; 1060-1066 doi:10.17559/TV-20200601165001 (međunarodna recenzija, članak, znanstveni)
22. Suppen, N., Carranza, M., Huerta, M., Hernández M. A. (2004): Environmental management and life cycle approaches in the Mexican mining industry. *Journal of Cleaner Production*, 14/12-13, 2006, 1101-1115
23. Strategija prostornog razvoja Republike Hrvatske (NN 106/17)
24. Tomašić, I. (2006). Tehnička petrografija 1. Zagreb: Sveučilište u Zagrebu, *Rudarsko-geološko-naftni fakultet*, Zagreb
25. Ustaszewski, K., Herak, M., Tomljenović, B., Herak, D. i Matej, S. (2014) Neotectonics of the Dinarides-Pannonian Basin transition and possible earthquake sources in the Banja Luka epicentral area. *Journal of Geodynamics*, 82, 52–68. Dostupno na: <https://doi.org/10.1016/j.jog.2014.04.006> [7. listopad 2023.]
26. Ustaszewski, K., Kounov, A., Schmid, S. M., Schaltegger, U., Krenn, E., Frank, W., Fügenschuh, B. (2010) Evolution of the Adria-Europe plate boundary in the northern Dinarides: From continent-continent collision to back-arc extension. *Tectonics*, 29(6), TC60172. Dostupno na: <https://doi.org/10.1029/2010TC002668> [4. rujan 2023.]
27. Vrkljan, D. (2021) Rudarstvo. Leksikografski zavod Miroslav Krleža, Portal hrvatske tehničke baštine, Hrvatska tehnička enciklopedija.
28. Zakonu o rudarstvu (NN 56/13, 14/14, 52/18, 115/18, 98/19)
29. Zakona o zaštiti prirode (NN 80/13, 15/18, 14/19, 127/19)

# The impact of U.S. military interventions and the Middle Eastern crisis on oil prices in the 21<sup>st</sup> century

Utjecaj američkih vojnih intervencija i bliskoistočnih kriza na kretanje cijena nafte u 21. stoljeću

prof. dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar  
RGNF, Sveučilišta u Zagrebu

Luka Zrilić, bacc. ing. petrol.  
RGNF, Sveučilišta u Zagrebu



**Keywords:** oil prices, energy security, military interventions, Middle East

**Ključne riječi:** cijena nafte, energetska sigurnost, vojne intervencije, Bliski istok



## Abstract

The paper presents documented and known facts about the complexities of geopolitical, religious, military, and economic relations in the Middle East, as well as the influence the region exerts on global oil prices, world economy and politics. The paper also focuses on the impact the U.S., as a global superpower, has had on the events in the Middle East. Seeing that the U.S. keeps expanding its military and diplomatic presence in the region, it can easily be concluded that it is going to keep influencing the future of the region a great deal. The sources referenced in the paper all point to the fact that oil and gas will remain the leading fuel sources in the world in the coming years despite energy transition trends. Hence, the Middle East, along with other regions with huge hydrocarbon reserves like Russia, as a region containing the world's biggest oil and gas reserves, will remain the epicentre of the global military and geopolitical events.



## Sažetak

U ovome radu iznesene su i pojašnjene dokumentirane poznate činjenice o kompleksnosti vjerskih, vojnih i gospodarskih odnosa na Bliskom istoku i njihovih utjecaja na kretanje cijena nafte, a samim time i na ukupne ekonomsko-političke odnose u svijetu. U radu je analiziran utjecaj vodeće svjetske vojne i gospodarske sile Sjedinjenih Američkih Država na zbivanja na Bliskom istoku. S obzirom da se Sjedinjene Američke Države i dalje dodatno vojno proširuju i jačaju svoje diplomatske veze u regiji, lako je zaključiti da će i u budućnosti biti ključni faktor svih događaja na Bliskom istoku. Prema izvorima i istraživanjima korištenim u pisanju ovog rada, nafta i plin će i dalje u narednim godinama biti glavni energent u svijetu, i iz toga se dolazi do zaključka da će Bliski istok kao regija s najvećim zalihama ovih energenata i dalje biti u središtu svjetskih vojnih i geopolitičkih zbivanja.

## 1. Introduction

The fact that almost 30% of the world's oil, and therefore energy, comes from the Middle East indicates the geopolitical and economic importance of that region (Carmalt, 2017). Like a domino effect, U.S. military

intervention in Iraq in 2003 caused a series of events in the region, from the Iraqi Civil War to Arab Spring and the establishment of the Islamic Caliphate, which alone evoked tensions like religious conflicts, clash of global military powers in the region, the problem of the Jewish state, Arab nationalism, and control of the oil reserves (Yergin, 2020). Effects of all the unrests in the Middle East have reflected on oil prices and the global economy. Civil unrests in the region have both short-term and long-term effects on oil production. They often result in short-term production losses, because even after the minor improvements of the situation, oil production and transport return to stable levels, but never to the levels before the conflict. During the Arab Spring, the Middle East and North Africa held 816 billion barrels of proven oil reserves (Darbouche & Fattouh, 2011). Riots and civil wars that took place in the region drove oil prices to record levels, Brent oil was 126\$/bbl and WTI oil was 113\$/bbl, which indicates how the stability of the Middle East is important for the global economy and energy supply. One of the problems of countries in this region, which will be addressed in this paper, is their excessive economic dependency on the oil industry (Yergin, 2020). This problem came to light in 2020, at the beginning of the COVID-19 pandemic, which could be seen in the example of Iraq (Alaaldin & Pollack, 2020; Neubauer, 2020), and it will be even more exposed in the future as the world tends to turn towards renewable energy sources (Kahan, 2020). The main and the leading initiator of almost all events

in the Middle East is the United States of America. Historical, almost traditional, presence of the USA in the Middle East was always of a military nature and despite the existing will to remove the focus from that region it is clear that their involvement there will have further consequences at least considering the U.S. interests (Kaye et al., 2021) but probably also considering the world economy and energy supply.

The U.S. justifies its interest in the Middle East by five questionably altruistic geopolitical goals among which only one is related to energy security – ensuring undisturbed hydrocarbon, primarily oil, flows. Limiting nuclear proliferation, spreading democratization, ensuring the security of Israel, and fighting terrorism all have strong military implications, which can be substantiated by overviewing the U.S. basing network (Byman & Bjerg Moller, 2016). Even disregarding the U.S. activities in Afghanistan, numerous bases and forces can be found along the Gulf coast, Horn of Africa and in the eastern Mediterranean. The U.S. presence also includes Cooperative Security Locations and Forward Operation Site. Two camps in Kuwait and one camp in Qatar represent huge U.S. Army military installations, and these two countries are a crucial hub from where the U.S. coordinates training and logistical support. The U.S. Air Force has installations in Kuwait, UAE, and Qatar, but has also undertaken activities in Turkish airspace. Regarding the Navy’s assets in the region, two aircraft carriers are constantly deployed, and one transport ship was converted to serve as an additional basing platform.

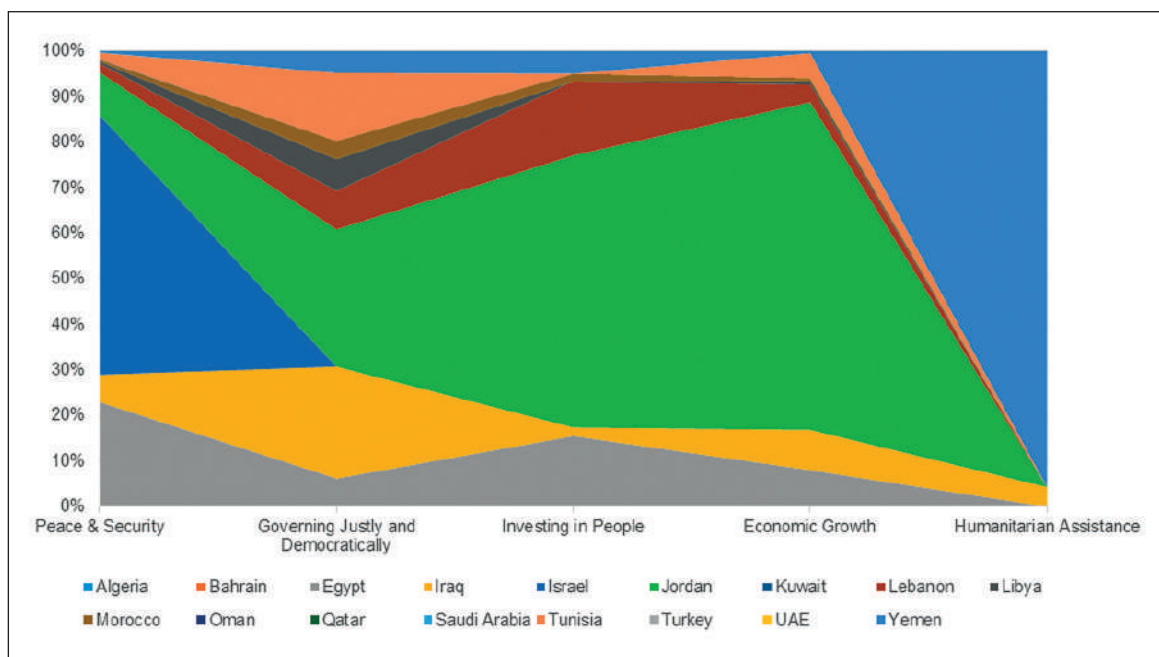


Figure 1: Five-year annual average (2015-2019) U.S. assistance (extracted from the Table S.1 in Kaye et al. (2021))

Several thousand troops are distributed in the Persian Gulf plus several hundred troops held afloat in the region. Several dozen personnel are situated in Oman while in Saudi Arabia the U.S. maintains its advisory presence. Additionally, the U.S. has supported Bahrain in its air and coastal defences expansion by providing military equipment, has invested significant effort to help the air forces in the UAE, and has established several U.S. Air Force bases in Oman. Finally, although the U.S. has no official obligation to help Egypt, this country has for a long time been the second largest recipient of U.S. external assistance, the first one being Israel. Except for Saudi Arabia, Kuwait, and the UAE, the U.S. also turns to Algeria, Iran, Iraq, and Libya for energy security. When it comes to nuclear proliferation, security of Israel, and counterterrorism the main countries of interest for the U.S. are Iran, Israel, Egypt, Palestinian territories, Algeria, Iraq, Jordan, Libya, Saudi Arabia, and Yemen. The goal of promoting democratization currently seems only achievable in Turkey.

So far, the U.S. strategy can be described as *threatism* characterized by dealing with everyday threats, among which the most important one has been the Iranian threat. Recently, the USA has turned to Lebanon and Jordan to control the conflicts in the neighbouring countries with a pretext of improving the new partners' ability to fight terrorism. When looking the five-year annual average (2015-2019) financial assistance the U.S. has provided for different causes in the region it can be seen that most investments are allocated to Jordan (Figure 1) (Kaye et al., 2021).

A simulation of U.S.-Iran war showed that the U.S. would probably prevail, and such a hypothetical situation could increase the oil price by double, while in the most extreme case the oil price would increase 11 times (Ruiz Estrada et al., 2020). However, by attacking the Saudi's Aramco oil fields in 2019 Iran proved that Gulf states cannot handle the imposed threats without the U.S. interference (Banerjee, 2020). Global geopolitical situation is known to increase the complexity of the relationship between oil demand, supply, and price. Thanks to its involvement in oil producing countries the USA is one of the key actors in the formation of oil price, but it cannot control it completely and has to adjust its economic activity according to current oil price trends (Herrera et al., 2019) which makes it sensitive to various disruptions and oil shocks. The resilience of oil-rich countries to the price slump is highly dependent on the efficiency of financial institutions in those countries (Jarrett et al., 2019). Countries that

plan on implementing energy price reforms like Saudi Arabia would probably enjoy significant environmental and economic benefits by increasing energy efficiency but only if lower-income households are protected against the inevitable energy price increase (Aldubyan & Gasim, 2021). A group of authors (Beccue et al., 2018) evaluated 5 main oil producing regions to investigate the probability of future oil market disruption and it was concluded that for the period between 2016 and 2025 the chance of a month-long disruption of 2 million barrels per day or more is around 80%.

In their paper, Bakirtas & Akpolat (2020) analysed the relationship between crude oil prices, its expenditures and military expenditures applying specific test (Dumitrescu & Hurlin, 2012) between 1980–2015 in seven OPEC countries (Kuwait, Nigeria, Algeria, Angola, Ecuador, Iran and Saudi Arabia). The relationship between crude oil revenues and military expenditures is affected by some political and social reasons that vary from country to country. The existence of a relationship between crude oil revenues and military expenditures is concluded as dependent upon each OPEC country's political independence, geographical location, and the threat of terrorism and war that it faces. The main objective of this paper is to give explanation of the political, historical, and economic importance of Middle Eastern conflicts in the 21<sup>st</sup> century and their political and economic consequences. The scientific hypothesis of the paper is that there is direct impact between analysed Middle Eastern conflicts on oil prices and the world's economy. Methodology will include analysis of different conflicts and the Brent and WTI benchmark price movements at the global market at the same time.

## 2. Methods and collected materials

The research model used in this work is induction model (Borowski, 2021) in which qualitative methods and empirical research technique were used. Observations based on literature review and conducted interviews resulted in significant conclusions regarding the impact of U.S. military interventions and the Middle Eastern crisis on oil prices in the 21<sup>st</sup> century.

### 2.1. U.S. military intervention and presence in Iraq

In 2003, the United States of America decided to finally settle accounts with Saddam Hussein. The Iraqi government and Saddam Hussein were accused of

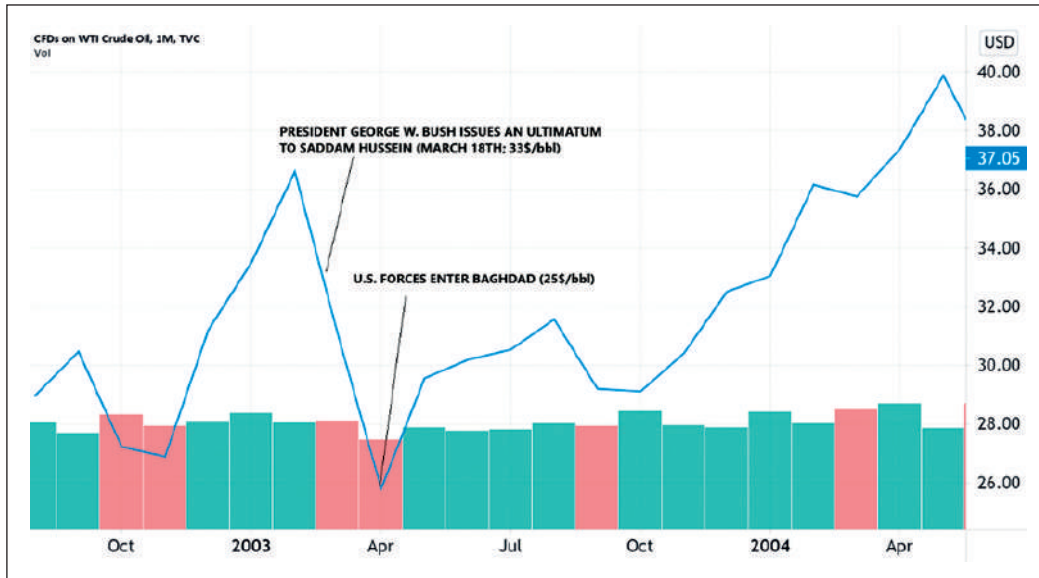


Figure 2: WTI benchmark price movement in the period from the end of 2002 to the middle of 2004 (URL 2, 2022)

developing weapons of mass destruction, such as nuclear and biological weapons, and were also accused of financing, providing armed support and shelter to members of the terrorist organization Al-Qaeda, which committed unprecedented attacks on the United States by hijacking four passenger planes, two of which crashed into the skyscrapers of the World Trade Center in New York, one into the Pentagon, and one crashed in Pennsylvania. The attack resulted in 3,000 deaths, 25,000 wounded and material damage estimated at 10 billion US dollars (Dekanić et al., 2005). On March 18, 2003, then USA President George W. Bush gave Saddam Hussein an ultimatum that if he did not leave Iraq within 48 hours, a USA military invasion would follow. The price of oil in February of that year reached almost \$40/bbl, such prices have not been recorded since the 1991 Gulf War. At the time when the US president issued an ultimatum to Saddam Hussein, oil prices and the WTI benchmark has dropped to 33\$/bbl (Figure 2) (URL 1, 2003). Saddam Hussein, has of course, ignored the ultimatum, and the United States of America, along with its European allies, invaded Iraq on March 20, 2003, without UN approval. After only a few weeks of fighting, the U.S. military entered Baghdad. This marked the fall of Saddam Hussein, who fled just before the USA forces entered. With the conquest of Baghdad and the fall of Saddam's regime in April 2003, the price of oil dropped to approximately 25\$/bbl (Figure 2). From the end of the USA invasion of Iraq, from May 10th to the end of 2003, oil prices ranged from approximately 30\$/bbl with occasional

price declines and increases in the range of 2\$/bbl (Figure 2).

The military invasion operations officially ended in May 2003, and the entire invasion lasted just over a month. The consequences of the war were hundreds of killed and wounded American and coalition soldiers, tens of thousands killed and wounded Iraqi soldiers and thousands killed, wounded, and displaced Iraqi civilians. There was also great material damage as a direct consequence of war actions. It should be emphasized that after the end of military operations and all investigations, it turned out that Saddam Hussein and Iraq did not produce or possess a weapon of mass destruction, which was one of the key reasons for justifying the USA military invasion. The invasion was followed by the American military occupation which officially lasted until 2011, but in some form the American invasion has continued to this day. The invasion and occupation of Iraq were not free for the United States of America either. In 2003, the invasion cost the United States of America and its taxpayers \$ 90.3 billion, an amount which will rise to \$ 1.06 trillion by the end of 2016 (Amadeo, 2020).

U.S. troops in Iraq were welcomed as saviours by the Iraqi people in 2003, an attitude that changed during the years of occupation and the American military began to be seen as occupying and aggressive, mainly because of control of the state leadership and oil resources. The destabilization that followed in Iraq after the overthrow of Saddam's regime was fertile ground for the strengthening of various Sunni and Shiite militant groups, resulting in the bloody Iraqi



civil war. It was also a fertile ground for the spread of Iranian influence not only in Iraq but throughout the whole region. Nearly two-thirds of Iraq's population belongs to the Shiite sect, which was persecuted during the Sunni Saddam's regime, despite Sunnis being a minority in Iraq. That fact alone implies that Iran, as the most powerful Shiite country in the region, quickly became a natural ally of the new political order in Iraq.

Since the end of the formal American occupation of Iraq in 2011 up till this moment, the security and economic situation in Iraq has been far from stable. This period was marked by many terrorist attacks, violent protests, economic crises, crises of the constitutional order and above all the establishment of the Islamic Caliphate known as ISIS or ISIL, which at one time stretched over almost 2/3 of Syria and 1/3 of Iraq territory. The caliphate was defeated by the Iraqi army with the help of the United States of America and Iran, but although the caliphate disappeared from the territory of Iraq, and later from the territory of Syria, its terrorist activities have not disappeared to this day. Today ISIS focuses on the implementation of „conventional“ terrorist methods, such as kidnappings, extortions, assassinations, suicide bombings, looting of peasants and burning of farms, and due to the constantly unstable situation in Iraq, fear of restrengthening and creating of an Islamic caliphate on the territory Iraq still prevails (Jurić, 2021).

The Iraqi economy today, as in the past, is most dependent on oil production and exports, which account for 60% of the country's GDP, 90% of total government revenues and a 99% share of Iraq's merchandise exports (Yergin, 2020). According to data from 2018, Iraq is also the third-largest oil exporter in the world and the second in the OPEC member countries. It was not until 2009 that Iraq returned to the level of production it had in 2001. In 2004, Iraq earned \$18 billion from oil revenues, which will grow to \$89 billion by 2014, and the first declines in production and wages were recorded in 2015 (Jurić, 2021; Yergin, 2020). The emergence of the coronavirus pandemic in 2020 has reduced global oil demand and has thus further shaken the Iraqi economy, which is most dependent on oil exports. Also, the agreed lower quotas of oil production of OPEC member countries have further reduced Iraq's possible revenue from oil sales. Thus, in December 2020, the largest declines in production since 2015 were recorded. Currently, 3.5 million barrels are produced in Iraq per day, which is 1.5 million less than in the spring of 2020 (Jurić, 2021).

The question arises though, how is it possible that a country like Iraq that is so rich in oil and that exports so much oil is so poor? The reasons for this are ubiquitous political, cultural and religious divisions, lack of economic and political strategy, war destruction, the inefficiency of state-owned enterprises and of the state apparatus itself, but one of the most important problems is corruption, which has filled all the pores of Iraqi society since the fall of the Saddam's regime. One of the problems is also the devaluation of the Iraqi dinar currency, which further increased inflation and thus made the daily life of the Iraqi population more difficult. The Iraqi government also decided to devalue the currency, the Iraqi dinar fell by 23% against the US dollar, which raised the price of imported food, which has then led to problems in the basic food supply (Jurić, 2021). Also, one of the major problems is the absence or lack of the private sector in Iraq, and thus lack of jobs. Since 2004, the Iraqi government has employed 400% more people in the public sector than 15 years ago, which means that 400% more people today receive a salary from the state and thus directly depend on government revenue, which are mostly dependent on revenues from oil sales. Even the private sector or small businesses are indirectly dependent on the state because most consumers, especially in larger cities, are employed by the state. It is estimated that Iraq spends about \$7 billion a month on salaries and other basic government services. Last year, due to the coronavirus pandemic and reduced production quotas, the revenue from oil sales decreased, and thus the revenue to the state treasury, so the Iraqi monthly income was in the range of 2.5 and 3.5 billion USD, which means that Iraq was in deficit of 3.5 to 4.5 billion USD per month. Therefore, the Iraqi government had to borrow \$10 billion to pay salaries for October, November and December 2020. There was a fear that the Iraqi government would not be able to pay salaries for January 2021, which would have provoked and increased the already present and widespread anti-government demonstrations in Iraq (Alaaldin & Pollack, 2020; Neubauer, 2020; Seligman, 2019).

Iraq has for the past 30 years always been at the centre of developments in the Middle East because of its strategic and cultural position and because of its huge oil reserves. Large once nationalized oil fields, even oil companies like Iraqi Petroleum Company, are no longer in Iraqi hands, but in the hands of global oil companies, ExxonMobil, Royal-Dutch Shell, British Petroleum, ENI, Total, and even Russian and Chinese

oil companies (Jurić, 2021; Yergin, 2020) (Table 1). The Iraqi population today has little or no benefit from those oil fields due to widespread corruption and a lack of economic strategy.

*Table 1: Overview of Iraqi regions and oil companies represented in them (URL 3, 2022)*

Region	Production (bpd)	Developers
Kirkuk	670 000	Iraqi Petroleum Co., North Oil Company
East Baghdad	*not available	Iraqi Drilling Company
Halfaya	3 100	China Nat'l Petroleum, Petronas, Total S.A.
Majnoon	75 000	Shell Oil Company, Petronas
West Qurna	350 000	Shell Oil Company, ExxonMobil Corporation, Lukoil, Statoil
Az Zubair	227 000	ENI S.p.A., Korea Gas Corporation, Missan Oil Company, Occidental Petroleum, South Oil Company
Rumaila	1 400 000	China Nat'l Petroleum, British Petroleum, South Oil Company

But it is important to mention that despite the presence of foreign oil companies in Iraq, Iraq continues to profit from these fields. It is achieved through charging concessions to foreign oil companies doing business in Iraq. Oil companies pay a fee of 1.15\$/bbl to 6\$/bbl to the state of Iraq, depending on the oil field they are operating on. Also, the law stipulates that in each oil field, the state of Iraq has a 25% share.

The Iraqi economy was in growth until 2017. In 2017 there was a recession, and in 2018 and 2019 there was also growth in the economy. Due to the coronavirus pandemic and the Iraqi economy's heavy dependence on oil exports, 2020 has seen a huge drop in GDP. The IMF's forecasts for the future of the Iraqi economy, as can be seen in the graph, are mostly positive, due to the opening of the world economy after the pandemic, which will affect increased demand for energy, especially oil on which the Iraqi economy depends.

## 2.2. Economic consequences of the Arab Spring

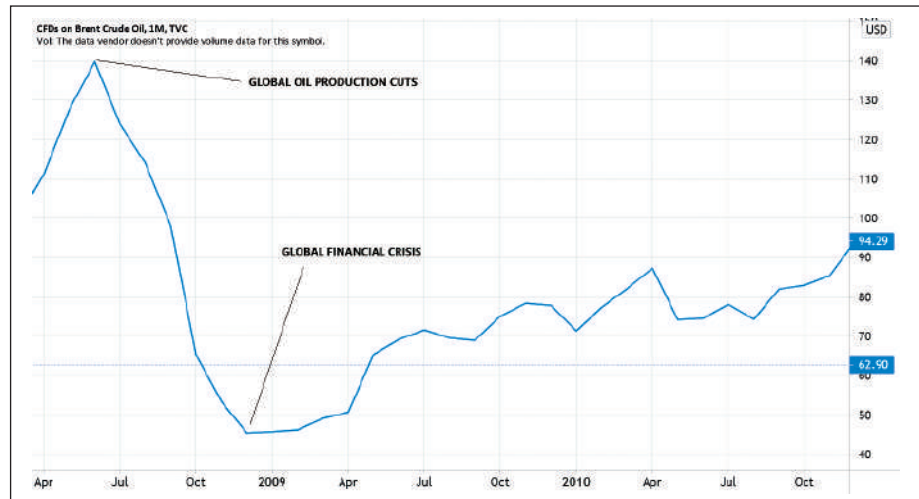
One of the major problems of oil-rich Middle Eastern countries affected by civil unrest or wars is the loss of existing stable oil production. Throughout

history, wars have shown to have both short-term and long-term effects on oil production and transportation. There are mostly short-term reductions or disruptions in production and transport because mostly immediately after even minimal stabilization in the countries, within a few months, production, and transport return to normal, but rarely to the level before the riots in the country (Darbouche & Fattouh, 2011).

The region affected by the Arab Spring, that is the Middle East and North Africa, had a proven 816 billion barrels of oil reserves in 2010, of which 20% was in Saudi Arabia. In the same year, the region produced 29 million barrels per day which is equal to a third of world oil production. Oil is at the heart of the economic growth and development of all countries in the region, and the money from oil sales is used for various social projects, health, education, technology development, military, economic diversification, etc. (Darbouche & Fattouh, 2011). Considering all of the above facts, it is easy to assume how the world market and the economy of the countries of the Middle East and North Africa region reacted to the events and consequences of the Arab Spring.

Prior to the riots in North Africa and the Middle East, from October 2009 to October 2010 oil prices ranged on average from \$70 to \$80 per barrel (Figure 2). Larger increases in oil prices began in October 2010, a few months before the riots and civil wars, and were caused by increased demand for energy, specifically oil, caused by high economic growth in countries emerging from the financial crisis that hit the world in 2008 and when oil prices fell to approximately 45\$/bbl, and a few months earlier due to production cuts, prices reached a record 147\$/bbl (Figure 3). The largest and exponential price increases were recorded during January and February 2011, when the price of oil reached \$100 per barrel at the end of January, and Brent oil price was 111\$ per barrel by the end of February (Figure 3). Such a rise in prices was caused by widespread riots in North Africa and mostly due to fears that the riots in Egypt will close the Suez Canal, which is strategically one of the most important sea trade routes, and the supply of SUMED, the oil pipeline connecting the Red Sea and the Mediterranean. Also, one of the most significant factors influencing the movement of oil prices were the paper barrel traders at NYMEX in New York and ICE in London and their ignorance of the nature of the region and the fear that what happened for example in Tunisia can also happen in any country in the Gulf (Stevens, 2011).

Figure 3: Movement of the Brent benchmark price before the Arab spring (URL 2, 2022)



The record and the biggest price surge in that period occurred on April 8, 2011, when the Brent benchmark rose to 126\$ per barrel and the price of the WTI benchmark was \$113 per barrel (Figure 4, Figure 5). The cause of such a large rise in oil prices was the conflict in Libya, namely the imposition of UN sanctions on Libya and US military intervention.

Libya was the largest oil producer in Africa and an African country that had the largest proven oil reserves at the time. The imposition of sanctions, US military intervention and civil armed conflicts disrupted oil production and exports, and it is estimated that the loss of exports was 1.6 million barrels of oil per day. Also, Libyan oil has good characteristics and properties, namely that it is light and sweet oil which is most in demand by European refineries and why they could not simply start importing OPEC oil, which is mostly heavy and acidic and therefore more expensive to process. To compensate for the shortage of raw materials and the loss of revenue from the finished product, European refineries began

importing oil from West Africa, which also caused the Nigerian benchmark Nigerian Bonny Light to rise from \$98 per barrel which was the price in late January to \$128 per barrel in the first week of May 2011. All these factors have caused world oil prices to reach record highs once again in history. Over the next three and a half years, the price of oil and the Brent benchmark changed significantly and ranged from \$90 to \$100 per barrel, with the most common price of over \$100 per barrel, and in early 2015 they plummeted to \$46 per barrel (Darbouche & Fattouh, 2011; Kontaxis, 2016).

In 2011 the countries of North Africa and the Middle East had 84 trillion proven natural gas reserves, which at the time accounted for about 45% of all total proven gas reserves in the world. The fact that the then proven reserves, with the level of consumption at that time, were sufficient for the next 150 years speaks for itself, but it should still be considered that the region is rich in undiscovered conventional and unconventional gas reservoirs. The conflicts

Figure 4: Movement of the Brent benchmark during the Arab Spring (URL 2, 2022)





Figure 5: Movement of the WTI benchmark during the Arab Spring (URL 2, 2022)

that took place during the Arab Spring did not significantly affect gas as a commodity on the world market. The reason is that gas as a commodity in the Middle East is not as politicized as oil, and an even more important reason is that at that time 72% of gas produced was used for local purposes, such as electricity production in the gas-producing countries or gas transportation to the neighbouring countries. At the beginning of the 21<sup>st</sup> century, or to be exact until 2011, gas exports from the Middle East and North Africa accounted for only 12% of total world exports, the largest gas exporting countries at that time which were exporting gas out of the region were Algeria, Iran, and Libya, which exported gas to European countries, specifically Italy, Spain, and Turkey (Darbouche & Fattouh, 2011).

But in terms of LNG, the Middle East played a much bigger role in the world market, accounting for 44% of total LNG exports in the world in 2010, with Qatar, Oman and Egypt being the largest producers. Most of the gas exported to the world market, i.e., to Europe, is in the form of LNG. At that time, Algeria, Qatar and the UAE were considered to be among the „most risky“ exporters of LNG. The reason behind that is that most of the Gulf’s LNG travels through the Strait of Hormuz, the Bab El-Mandab Strait, and the Suez Canal. In this group, the riskiest were and still are Qatar and the UAE, and the reason for this is the proximity of Iran and the constant conflicts and crises in the Strait of Hormuz (Darbouche & Fattouh, 2011).

At the beginning of the protests in Tunisia, which is an insignificant factor in the oil and gas market, there were fears that the riots would move to Algeria and that the gas supply through the Trans-Med pipeline branch from Algeria via Tunisia to Italy would be cut off, and that the same riots will take place in Alge-

ria. Also, great uncertainty in the market was caused by riots in Egypt because of the fear that the Suez Canal, through which about 14% of world LNG consumption was passing at the time, would be closed. But despite all the crises, the Suez Canal continued to operate unhindered. In 2004, Libya, together with the Italian oil company ENI, launched Greenstream, a pipeline that will export 11 billion cubic meters of natural gas per year. Until then, Libya exported small amounts of LNG to Spain, about 0.5-0.7 billion cubic meters of gas per year. At that time, about 12% of the imported gas to Italy came through the Greenstream gas pipeline. In February 2011, a few days after the start of protests in Libya, ENI closed the Greenstream pipeline. After the closure of the gas pipeline, ENI recorded a drop in revenue of 31% compared to the year before. The closure of Greenstream did not affect either the Italian economy or gas supplies because they also had surplus supplies. Due to these surpluses, they could not take the minimum contracted quantities from Russia and Nigeria. This situation was reflected in rising gas prices in European gas spot markets, and one of the causes of rising gas prices was the exponential and sharp rise in oil prices and high demand for LNG in the Asian market (Darbouche & Fattouh, 2011).

The Arab Spring and the events that followed had severe consequences not only for the region but for the whole world. The resulting economic damage was a direct consequence of the constitutional crises and wars in the Middle East and North Africa and was several hundred billion US dollars. Also, the tragic consequences are hundreds of thousands of dead civilians, millions of civilians displaced from their homes in the short-term but mostly long-term, destroyed cities and in some countries, the inability

to form a functional government and establish a security order. The consequences of these developments are still visible today in Europe when thousands and thousands of immigrants from Africa, the Middle East and Central Asia are trying to enter Europe every day. All this is, among other things, a consequence of the failed Western policies in the Middle East, especially the American policy of „exporting democracy“, which was only a cover for overthrowing the regime in Arab countries and promoting their own financial interests. Such a policy has always resulted in wars and bloodshed in Arab countries and chaos after the end of these events, and such a „policy“ at the time was most encouraged and advocated by Nobel Peace Prize winner US President Barack Obama.

### 2.3. Islamic State of Iraq and Syria

The Islamic State based its financial income, which is necessary for warfare, terrorist attacks around the world and large salaries for its volunteers, on the Qur'an-prescribed taxes, namely jizya and zakat. All non-Muslims and foreign travellers in the territory of ISIS had to pay jizya and zakat was mandatory alms that had to be paid by all the people. Also, large revenues came from various donors around the world, especially from the Gulf countries, of which Qatar was mostly accused. ISIS' high financial income was based on kidnappings and extortions, the sale of looted art on the black market and on the large amount of gold and money they took from banks in the occupied cities of Syria and Iraq, and it is estimated that they took several hundred million US dollars from the central bank in Mosul alone. Ironically, large revenues also came from drug smuggling, with the Islamic State estimated to earn about \$1 billion a year from drug sales and smuggling, while banning cigarettes and alcohol on its territory and executing anyone who used any opiates.

However, the biggest and most important revenues came from oil production (Table 2), sales and smuggling. The centre of the Islamic State's oil industry was Syria, specifically the eastern province of Deir Ezzor. In that region, ISIS produced approximately 34,000 to 40,000 barrels of oil per day, and it also had an oil field near Mosul in Iraq that produced about 8,000 barrels of oil per day. That Mosul oil was heavy oil and was mostly used locally for the production of asphalt and was not sold on the market. That level of production began falling in late October 2015 due to intense airstrikes by U.S. and Russian forces. The price of ISIL's oil depended on quality, ranging from

\$25 to as much as \$45 per barrel, which at the time was a higher price than the world market price, which was then below \$40 per barrel. The price of ISIL's oil also depended on which oil field it came from (Figure 10). In January 2019, the Islamic State lost the first oil field in Syria which was occupied by Kurdish forces with the help of US military air strikes. It was the al-Jabash field, which is estimated to have produced about 3,000 barrels of oil a day at the time. It is estimated that before the start of airstrikes on ISIS oil infrastructure, the Caliphate earned 1.5 to as much as \$3 million a day from oil sales (URL 4, 2022).

*Table 2: ISIS-controlled oil fields, their daily production and selling price of a barrel produced from each (URL 4, 2022)*

Oilfield	Est. Production (bpd)	Price (\$/bbl)
al-Tanak	11,000-12,000	\$40
al-Omar	6,000-9,000	\$45
al-Tabqa	1,500-1,800	\$20
al-Kharata	1,000	\$30
al-Shoula	650-800	\$30
Deiro	600-1,000	\$30
al-Taim	400-600	\$40
al-Rashid	200-300	\$25

Islamic State oil was sold and refined in its territory, where it was mostly used to produce electricity, sold to rebel groups in Syria even to the Assad regime, and smuggled into Turkey. In 2015, Russian President Vladimir Putin accused Turkey of smuggling ISIL oil, from which he said many Turkish high-ranking state officials benefited financially. They were also accused of importing ISIL oil, which at the time looked like legal commercial imports, as hundreds of trucks with full tanks of oil were importing oil into Turkey all day and night. At the same time, aerial photographs and videos came to light, which confirmed these claims. Shortly afterwards, the Russian military began airstrikes on these tanks on the Turkish border (URL 5, 2015). A year later, the same accusations against Turkey came from Israel, more precisely from the Israeli Minister of defence, but the Arab media at the same time accused Israel of importing ISIL oil. According to the Arab media, the agreement on the purchase of ISIL oil took place in the Kurdish city of Zakha in Iraq on the border with Turkey, where Israeli and Turkish mediators would agree on the price of oil between \$15 and \$18 per barrel, which is many times lower than the then world oil prices, which ranged from \$41 to

\$45 per barrel. The oil would then be transported to the Turkish port of Ceyhan, from where it would be shipped to Israel (URL 6, 2016; URL 7, 2015). The existence of ISIS and its war conquests in the region did not significantly affect the movement of oil prices on the world market, and the reason for this is the large production and flooding of the oil market and above all the intensification of US shale oil production in 2014 (Muharemi, 2021).

The sale of oil on the territory of the Islamic State would take place in such a way that buyers would come directly to the oil fields by truck to buy crude oil. The demand for this mostly cheap oil was so great that some trucks waited for a week to get their turn. By creating large crowds, trucks became an easy target for Russian and American planes, which intensified their air attacks on them. After that, a system was introduced that would give customers a specific number and the exact time and place of arrival when they can buy oil. The sale price was also subject to taxes ranging from \$0.6 to \$0.7 per barrel of oil. Oil was also sold in places close to the refineries they kept under their occupation, as well as at smaller gas stations in larger cities. Most of oil was smuggled to Iraq, Turkey and Jordan. After constant airstrikes on trucks on the Turkish border, it has been resorted to new ways of smuggling oil across the border. At that time, people began to carry oil across the border, carrying canisters full of oil on their backs across the border. Also, another of the more unusual method of transportation were horses and donkeys carrying oil canisters across the border. Oil was also transported by ships, i.e., by the river and improvised underground pipelines (URL 4, 2022).

#### 2.4. Saudi-Russian oil price war

In September 2016, an alliance was formed between Saudi Arabia and Russia, which became an alliance between OPEC producer countries and those that are not part of OPEC and was called OPEC+. The alliance was formed to control oil prices in the market, and it came as a direct response to the intensification of U.S. oil production from unconventional reservoirs, which flooded the world market in 2014 and brought down oil prices from \$114/bbl, which was the price in 2014, to \$28/bbl in 2016 for Brent, and from \$110/bbl to \$27/bbl for WTI (Figure 6). Price stability was achieved by agreed cuts in oil production of 2 million barrels of oil per day between OPEC and non-OPEC countries (Calhoun, 2020).

At the beginning of 2020, an epidemic of coronavirus appeared in China, which soon turned into a

pandemic as it spread all over the world. Due to the exponential spread of the virus around the world and due to severe cases of the disease, one country after another has entered a lockdown. Many commercial international trips were banned, most of which affected the aviation industry also shopping malls, shops, restaurants, schools were closed, and many people did their work from home and thus moved less and used less means of transport. All of this has resulted in a record reduction in energy demand, especially for oil, whose demand has fallen by a record 8 million barrels per day (Yergin, 2020). To adjust to low demand and keep prices stable, OPEC and Saudi Arabia have proposed a reduction in the production of an additional 1.5 million barrels per day for the next three months, which accounted for 1.5% of world daily oil production. But Russia rejected the proposal and decided to increase oil production (URL 8, 2022).

The events that followed led to the biggest drop in oil prices in history. In order to respond to Russia's rejection of the agreement, Saudi Arabia first introduced a discount on oil on March 8, 2020, up to \$8/bbl to buyers in northeastern Europe and China, which are also the largest buyers or importers of Russian oil. This caused the price of the Brent benchmark to fall to \$33/bbl from approximately \$50/bbl, which was the price at the beginning of the month, and the beginning of negotiations to reduce production, and the WTI benchmark from 47\$/bbl to 30\$/bbl (Figure 7, Figure 8). After that, on March 10, the Saudis decided on an even more radical move, deciding to increase production by almost 25%. They increased oil production from 9.7 million bbl/d to 12.3 million bbl/d, while Russia increased its production by 300,000 bbl/d. Those decisions let oil prices fall free (Ambrose, 2020; Calhoun, 2020). The market was flooded with oil, and the demand for it was record low due to the coronavirus pandemic. This has caused an additional drop in oil prices, the Brent benchmark was \$25/bbl and the WTI \$20/bbl, with such a low price that has not been seen in the last 17 years since that moment (URL 4, 2022). US President Donald Trump has put pressure on Saudi Crown Prince Mohammed bin Salman, threatening to withdraw the US military from Saudi Arabia, imposing sanctions on him personally and the country and imposing import tariffs on imported Saudi oil. He also heard more from Russian President Vladimir Putin during that period than during his entire term in office (Yergin, 2020). In the following days, Putin announced that daily oil production could be cut by 10 million

Figure 6: Movement of the Brent benchmark price from the mid-2013 to mid-2016 (URL 2, 2022)



bbl/d, if all producing countries agree, including the United States of America. After that statement, the price of the Brent benchmark went up 13% or \$34/bbl, and WTI was up 25% or \$28/bbl (Figure 7, Figure 8) (Defterios & Ziady, 2020; URL 4, 2022).

An agreement was reached after a conference between President Donald Trump, Russian President Vladimir Putin and Saudi Crown Prince Mohamed bin Salman. The Russian-Saudi alliance OPEC+ agreed to reduce oil production by 9.7 million bbl/d, agreed cuts have also landed in Norway, Brazil and Canada (Yergin, 2020). On April 20, 2020, another record was broken. U.S. oil prices, the WTI benchmark, fell from \$18/bbl to unrealistic \$-37.63/bbl, which is the lowest recorded oil price in history (Figure 8). Negative prices occurred due to low capacity or inability to store additional quantities of oil, which meant that futures traders who had to take physical quantities of oil on that date actually had to pay the buyer to take the oil due to the inability to store it. However, Europe did not have any problems with

storage, so Brent was sold at a price of \$25/bbl (Figure 7). After oil prices fell to a negative level, President Trump proposed opening U.S. federal oil reserves to store or buy 75 million barrels of oil which is only part of the surplus oil (URL 4, 2022; Yergin, 2020). But the situation has stabilized since May 1, when the agreement in the OPEC+ alliance came into force and more aggressive cuts in oil production began (Yergin, 2020). From May 2020 until the end of the year, the price of oil stabilized, was without major oscillations and ranged from approximately \$35/bbl to \$47/bbl for the WTI benchmark and the similar, but a slightly more favourable trend was followed by the Brent benchmark.

The price war initially seemed like purely a conflict between Saudi Arabia and Russia, but later all the facts will suggest that it was not a price war between Saudi Arabia and Russia but a war between Saudi Arabia and Russia on one side and the United States of America on the other side. The flooding of the world oil market has caused record falls in oil prices.

Figure 7: Movement of the WTI benchmark price from the beginning of 2020 to the May of 2020 (URL 2, 2022)





Figure 8: Movement of the WTI benchmark price from the beginning of 2020 to the May of 2020 (URL 2, 2022)

This was to destroy American shale oil production. Since the start of intensive production in 2014, prices have been falling and the United States has become more than an important factor in regulating the price of oil on the world market, which was until then, the role which belonged to OPEC countries, especially Saudi Arabia. Saudi analysts assumed that U.S. shale oil producers needed a price between \$40/bbl and \$50/bbl for cost-effective production but did not know that the technology was so advanced that they had cost-effective prices of as much as \$25/bbl (Pleše, 2020). The United States emerged victorious from this conflict over oil prices because Russia and Saudi Arabia did not destroy, or squeeze, American shale oil producers out of the market. Another winner in this conflict was China, which took advantage of the situation as a major importer of oil and imported oil at historically low prices and thus replenished its strategic reserves. The war on oil prices ultimately had negative consequences for Russia and Saudi Arabia and their state budgets, which depend mostly on oil revenues because the companies that are the largest oil producers in Russia and Saudi Arabia are not private companies but state-owned. The debts of both Saudi Arabia and Russia also increased. At the beginning of 2020, Russia forecast a surplus of 11.3 billion dollars, but after this crisis, it still fell into the deficit. Also, the value of the Russian ruble fell by 30% (URL 4, 2022).

The price crisis has, of course, affected the entire financial world. The Dow Jones stock index fell for 1,300 percentage points on the day the stock market opened on March 9, to reach a decline of 2,000 percentage points or 7.8% by the end of the day, the S&P 500 recorded a decline of 7.6% and the NASDAQ of 7.2%. After this oil or energy crisis, as after everyone

so far, the awareness of limited resources and energy independence or dependence of individual countries has reappeared. Thus, many countries and oil companies such as British Petroleum and Royal-Dutch Shell have raised awareness of energy-saving and placed greater emphasis on gas exploration and production, energy production from gas and energy from renewable sources.

## 2.5. Qatar diplomatic crisis

The Qatar diplomatic crisis or blockade began on June 5, 2017, and lasted until January 5, 2021, when an agreement was signed in Saudi Arabia between GCC member states. The crisis began when Saudi Arabia, the United Arab Emirates, Bahrain, and Egypt banned all Qatari airlines from flying their airspace, ships from arriving in ports, expelled all Qatari ambassadors and citizens from its territory, and Saudi Arabia closed its land border with Qatar which was one of the biggest blows for Qatar. Political-diplomatic divisions between the Gulf countries occurred as early as 2014, when Saudi Arabia, the United Arab Emirates and Bahrain withdrew their ambassadors from Qatar and severed all diplomatic ties with Qatar. The reason for this crisis was the outspoken support of the Qatari government for revolutionary movements in the Middle East and North Africa during the Arab Spring, which was a direct violation of GCC regulations on non-interference in the internal political affairs of other countries in the region. This crisis lasted until the end of 2014, when it was not interrupted but only temporarily stopped (Lovrić, 2021).

The complete diplomatic and economic blockade of Qatar, by Saudi Arabia, the United Arab Emirates, Bahrain, and Egypt, occurred on June 5, 2017. Saudi Arabia-led countries have listed 13 demands Qatar



had to meet to end the imposed blockade. Among the demands were, among other things, the closure of Al-Jazeera, for which was claimed the propaganda apparatus used to provide a platform for various Islamic extremists and for spreading radical Islamist ideas. Also, the abolition of Qatar's diplomatic and economic relations with Iran, the expulsion of all members of the Iranian Revolutionary Guard from Qatar, the closure of the Turkish military base in Qatar, the extradition of all members of terrorist organizations in Qatar, payment of monetary compensation to countries for damage, etc. Qatar was most resented for its relationship with Iran, public support for the Muslim Brotherhood, funding of terrorist organizations such as ISIL, Hamas, Al Qaeda, Hezbollah and Al-Sham, and the negative role of one of the strongest media houses in the world, owned by Qatar, Al-Jazeera (Lovrić, 2021). Saudi Arabia also reprimanded them for their behaviour during the hostage crisis in April 2017. Shiite militia abducted 26 members of the Qatari royal family in southern Iraq and held them captive for 16 months. The goal of the Qatari government was to return members of the royal family and persuade members of Shiite and Sunni militias to allow the arrival of humanitarian aid and the evacuation of civilians from Syria. Saudi Arabia was outraged by the fact that Qatar has set aside \$1 billion to achieve this goal, of which \$ 700 million was given to Iranian Shiite militias and the rest to various Sunni terrorist organizations closely linked to Al Qaeda (URL 4, 2022; URL 8, 2022).

On the day of the declaration of the blockade of Qatar, Saudi Arabia, and the United Arab Emirates, in addition to severing all diplomatic ties with Qatar, informed all seaports and transporters not to accept goods and ships from Qatar owned by Qatari companies, which most obeyed so a large number of the largest shipping companies have cancelled agreed deals with Qatar (URL 3, 2022). Saudi Arabia closed the country's border with Qatar, which dealt a severe blow to Qatar, given that 90% of food came from neighbouring Gulf countries in this way, while Qatar itself produced only 1% of food, which of course was not enough for their needs (URL 9, 2022). Thus, Qatar imported most of its food from its new-old allies Iran and Turkey. One of the biggest blows to the Qatari economy was the ban on Qatari airlines, including Qatar Airways, one of the world's most popular and profitable airlines, from using the airspace of Saudi Arabia and Egypt. For example, Qatar Airways had to use Iranian airspace to fly to

Europe and Africa (URL 9, 2022). Saudi Arabia has also asked central banks not to do business with Qatar and Qatari entrepreneurs. There has also been a ban on broadcasting Qatari television programs, especially Al-Jazeera, in Saudi Arabia, the United Arab Emirates, Bahrain and Egypt. Qatar stock market indices fell 7.3% on the first day of the crisis and by June 8, 2017, it had reached 9.7% (Alkhalisi, 2017; Kottasová, 2017). In the first months of the blockade, the Qatari government invested \$38.5 billion, equivalent to 23% of Qatar's GDP, to sustain the Qatari economy and banking sector (Martin, 2019). It should be noted that the Gulf countries carried out the blockade of Qatar with the support and approval of the United States of America. In May 2017, the President of the USA, Donald Trump, visited Riyadh, the capital of Saudi Arabia, where he criticized Iran for causing instability in the region and for financing terrorist organizations, he also supported other countries in the fight against terrorism and countries funded by terrorists and linked to Iran (URL10, 2017). Among other things, Saudi Arabia wanted to launch a military invasion of Qatar, but the President of the USA, Donald Trump, did not allow it (Alaaldin & Pollack, 2020; Neubauer, 2020).

Even though Qatar is a small country, with its strong economy and strong diplomatic ties, it has managed to resist and withstand the imposed blockade without major problems. Qatar is the country with the third largest natural gas reserves in the world and is the largest producer of LNG. Qatar's natural gas reserves are estimated at 25 trillion cubic meters, after Russia and Iran, Qatar is in the third place with 14% of the world's share of proven natural gas reserves. The largest amount of natural gas in Qatar is in the huge offshore field North Field. In 2019, global natural gas consumption amounted to 3.950 billion cubic meters and global gas demand is expected to grow at an annual rate of 1.3%, also it is projected that global gas consumption will increase by 50% by 2050 compared to 2019 (GECE, 2018). In 2020, Qatar accounted for 23% of the world's LNG supply and given the large proven gas reserves and the assumed high demand for natural gas in the future, Qatar decided to invest in its LNG production, to bring the total capacity from the current 113 billion of cubic meters to 173 billion cubic meters by 2027 (URL11, 2022). Thus, it should be emphasized that during the entire blockade, the transport of Qatari gas by pipeline to the United Arab Emirates and Oman was uninterrupted. This pipeline is responsible for meeting

30-40% of the energy needs of the United Arab Emirates (Alkhalisi, 2017; Kottasová, 2017). Qatar is also a significant oil producer with 600,000 barrels of oil per day (GECF, 2018).

Also, Qatar has developed a strong and extensive diplomatic network over the years. Qatar actively participated in the events of the Arab Spring, which was one of the reasons for imposing the blockade by neighbouring countries. Qatar has participated in military operations in Libya and was active along with Turkey during the outbreak of the conflicts in Syria. A truce was also signed in Qatar in February 2020 between the United States of America and the Taliban, which, among other things, have their headquarters in Qatar's capital, Doha. Relations between Israel and Qatar are relatively good because Qatar, through its direct influence on Hamas, often alleviates tensions and conflicts between Israel and Hamas in the Gaza Strip. Qatar has strengthened its relationship with the United States of America during the crisis, they confirmed this by buying tens of billions of US dollars' worth of fighter jets and other weapons from the United States of America. Qatar is home to, among other things, the largest American military base in the Middle East, Al-Udeid. The base houses more than 10,000 US troops and B-1 strategic bombers and is the backbone of all US military operations in the Middle East. Relations with Turkey and Iran have also strengthened. Before the crisis, Qatar imported 90% of its food, mostly from neighbouring Gulf countries, after the blockade, this was no longer possible and Qatar was helped by Iran and Turkey, from which water, fruits, vegetables, meat, and dairy products arrived on daily cargo flights. Among other things, Turkey sent its army to Qatar. Qatar shares the largest gas field in the world with Iran, which is called the North Dome in Qatar and South Pars in Iran. Iran, although a Shiite country, immediately established a supply of food to Qatar, which is predominantly Sunni, and Iran allowed Qatar to use its airspace, preventing Qatar from falling into complete isolation and potentially a financial collapse (Lovrić, 2021).

The countries that blockaded Qatar, knowing that they would no longer have the support of the new Washington administration, signed an agreement with Qatar on January 5, 2021, to end the blockade, restore diplomatic and economic relations and re-establish trade between the countries. Qatar has not met any of the 13 demands demanded by Saudi Arabia, the United Arab Emirates, Bahrain, and Egypt. By using its state capacities and the so-called instruments

of national power Qatar emerged victorious from this blockade. Prior to the blockade, Qatar imported about 90% of its food, but over 4 years built its own food production capacity and for the first time in its history became an exporter of certain food products (URL12, 2019). In 2005, Qatar established QIA (Qatar Investment Authority), an investment fund with assets worth about \$300 billion that invests in the United States of America, Germany, France, Russia, the United Kingdom, and several other countries from which they expect quick and secure profits and return on invested capital (URL11, 2022). With this fund, Qatar achieves not only economic, but also its political goals. Based on the investment of funds from this fund, Qatar overcame many problems created during the diplomatic blockade. The fund also has stakes in leading global companies such as the London Stock Exchange Group, Volkswagen, and Glencore. Although Qatar was at a loss in the short term during the blockade, through the blockade itself it has strengthened its industry, strengthened its capacities, implemented a series of reforms, and strengthened its reputation and influence in the international community.

## 2.6. Iranian influence in the region

Iran became an Islamic theocratic state after the overthrow of Shah Mohammed Reza Pahlavi in the 1979 Islamic Revolution. Shortly afterwards, good relations with the countries of the region and the countries of the Western world were destroyed. Relations with the USA, Saudi Arabia and Israel have been particularly strained. The reason for the disruption of relations with countries in the region and beyond is Iran's attempt to extend its Islamic revolution to the entire region. In order to expand its influence, Iran took advantage of the unstable situation in the region after September 11, 2001, more precisely after the American invasion of Iraq and during the Arab Spring. Although revolutions throughout the Middle East were not fuelled by Iran, they created a large room for manoeuvre for Iran to become actively involved in destabilization processes in those countries and thus expand its influence. The spread of Iranian influence is most manifested through the so-called „proxy wars“ or wars through intermediaries, in which Iran finances and manages various Shiite militant organizations, which is why Iran will become the most important enemy of the United States of America, the Kingdom of Saudi Arabia and Israel (Lovrić, 2021). Because of their anti-imperialist stance and encouraging sec-

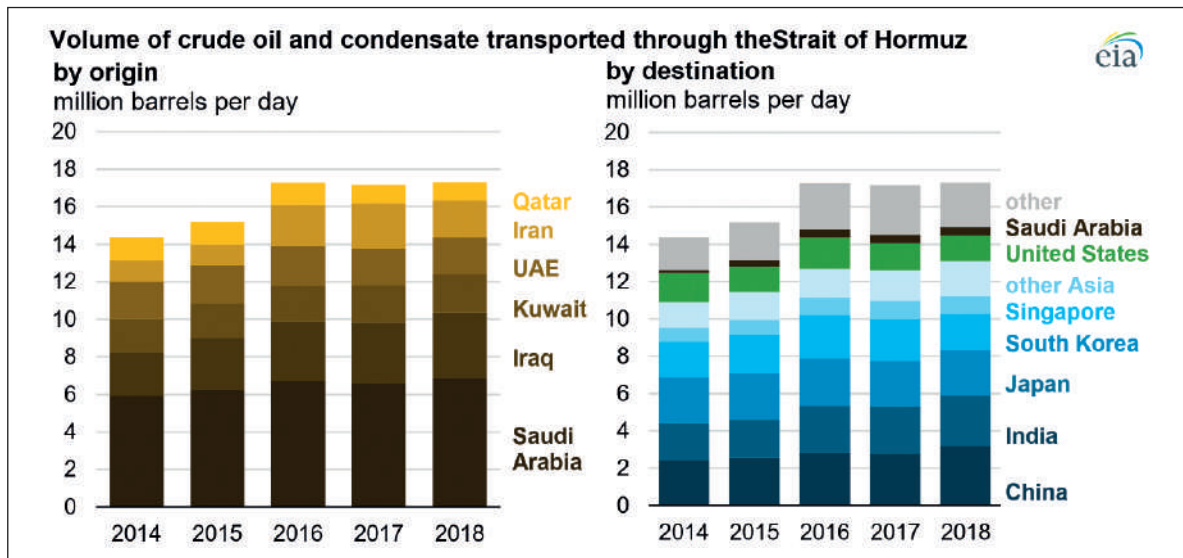


Figure 9: Volume of crude oil and condensate transported through the Strait of Hormuz (Barden, 2019)

tarian divisions within the Muslim world, relations with other monarchist countries in the region are no better, as Iran considered them pro-American. But despite certain tensions, intolerance and religious differences, Iran has built some form of cooperation with individual countries in the Middle East and maintained as good relations with them as possible. These countries include Iraq and Lebanon, which are natural allies of Iran, Turkey, Qatar, Oman, and the United Arab Emirates. Iran's relationship with Oman and the United Arab Emirates is particularly important because of the Strait of Hormuz, which lies on the world's busiest shipping line with 21 million barrels of oil per day, representing 23% of the world's total daily consumption and amounts \$1.2 billion and a third of the world's LNG consumption (Ma, 2020) (Figure 9). The Strait of Hormuz is one of the „chokepoints“ in the world, with the northern part of the strait being controlled by Iran, southern Oman and the United Arab Emirates, and global energy and economic security depends on the safety of navigation through this strait (Ang, 2021). The importance of the Strait of Hormuz is evidenced by the fact that all incidents, which have been almost commonplace in the Strait since the 1980s, from tanker hijacking, tanker bombing and sinking, US-Iranian naval overpowering, to even threats of closure Strait of Hormuz, have influenced the movement of oil prices and the world economy and stock market.

And so Iran as one of the oldest civilizations in the world, due to its geopolitical importance, cultural and religious features is one of the most powerful and influential countries in the Middle East and is the

centre of gravity of geopolitical tensions in one of the most turbulent regions in the world (Lovrić, 2021).

#### 2.6.1. Relations between Iran and Saudi Arabia

Iran and Saudi Arabia are in a latent indirect conflict and have never clashed directly. Such a conflict would significantly disrupt the global economic order and security and would lead to unforeseeable consequences for overall international relations. Thus, the conflict between the two countries manifested itself as a „proxy war“ or war through intermediaries in which the main victims are not residents of Iran or Saudi Arabia but residents of countries where these conflicts take place and are in the zone of interest of Saudi Arabia and Iran. An example of such a conflict between the two countries is Yemen. In that war, Iran indirectly supports the Houthis who are members of the Shiite Islamic sect in the north of the country, while Saudi Arabia supports the Sunnis in the south of the country. After years of warfare and the intervention of Arab states, led by Saudi Arabia, the conflict in Yemen has turned into an endless regional political conflict in which pro-government forces, even with the support of the Saudi-led coalition, cannot regain power and defeat the rebellious Iranian allies Houthis (Lovrić, 2021). Houthis also went so far as to rocket Saudi refineries and oil fields in the Eastern Province in September 2019. Due to this attack and due to the closure of the two largest Saudi refineries, Saudi production fell by 50% and 5.7 million bbl/d, which is 5% of world production. Although the Houthis claimed responsibility for the attack on the facilities, US Secretary of State Mike Pompeo claimed that there

was no evidence that the attack was committed from Yemeni territory and that the main culprit for the attack was Iran, which rejected the accusations [49]. Houthis resumed the attack in early March 2021 when they again rocketed Saudi Arabia's oil facilities and Saudi Aramco's headquarters. Due to this attack, for the first time in 14 months, oil prices were above \$70/bbl, more precisely \$71.38/bbl for the Brent benchmark, which is an increase of 2.9%, while WTI rose to \$67.98/bbl (URL 4, 2022).

Regardless of the fact that Iran is under the sanctions of the international community and in some form of diplomatic and economic blockade, i.e., isolation, all the facts indicate that Iran is winning the conflicts in the Middle East. For example, in Syria, Iranian and Russian support for Bashar al-Assad has allowed him to stay in power and defeat Saudi-sponsored rebel groups (Marcus, 2019). Also, the huge Iranian military, political and economic influence is visible in Iraq, Saudi Arabia, along with the United States of America and its Arab allies, is trying in every way to stop the growing and ubiquitous Iranian influence in the Middle East region, but it is obvious that it is failing to achieve significant progress in that struggle (Lovrić, 2021).

### 2.6.2. Relations between Iran and Israel

Relations between Iran and Israel are more than hostile and many in Iran and Israel believe that a military solution is the only possible solution to these tensions (Lovrić, 2021), but this would very likely result in nuclear war, crisis, and wars throughout the region. Iran considers Israel as a mortal enemy, which is confirmed by numerous statements by Iranian leaders, from the fact that Israel is an illegitimate state, a parasite, an occupier, a cancerous tumour, to threats that it will wipe Israel off the face of the Earth. Relations between the two countries have not always been like this. During the reign of Shah Reza Pahlavi, relations between Israel and Iran were friendly, Iran was even the second Muslim country to recognize Israel's independence. But relations between the two countries deteriorated with the coming to power of Ayatollah Khomeini and became openly hostile after the 1990s. Israel's negative attitude towards Iran stems from Iran's support for the Lebanese Shiite militant organization Hezbollah, which Israel and the United States of America consider a terrorist organization, and its support for Hamas, which is also a militant organization fighting for Palestinian independence (Lovrić, 2021).

Israel is directly and indirectly entering conflicts with Iran, these are not large-scale conflicts, but they are of great importance. Indirect conflicts include Israeli military interventions against Hezbollah in Lebanon and Syria, and against Hamas in the Gaza Strip. Direct conflicts would include numerous cyber-attacks on Iranian infrastructure, especially on Iran's nuclear program, planting of explosions in nuclear facilities, assassinations of the leaders of the Iranian Revolutionary Guards in central Tehran, the assassination of the head of Iran's nuclear program near Tehran, etc. All those direct Israel's attacks on Iran were carried out by Mossad agents. The relations between Israel and Iran seem to be getting worse every day and there is no progress or room for improvement in the relations between the two countries, and all this could potentially lead to direct war conflicts, which become more likely over time.

### 2.6.3. Relations between Iran and Turkey

Iran and Turkey are two large states with great military and economic potential, and their relations can be described as complex, tense, sometimes conflicting, but often cooperative (Lovrić, 2021). Iran and Turkey became closer in 2002 when the Justice and Development Party, led by President Erdogan, came to power in Turkey, bringing the country closer to Islamic ideologies and Islamic nationalism (Sinkaya, 2019). It should also be considered that these are two former monarchist countries with still present megalomaniacal pretensions and desires for absolute geopolitical dominance in the Middle East region.

In the last half decade, three key factors have emerged that have brought Iran and Turkey closer together. The first was the creation of a new political order, i.e., cooperation between Saudi Arabia, the United Arab Emirates, Egypt, and Israel, which was of course sponsored by the United States of America. This new cooperation in the region, from which Turkey and Iran were excluded, was seen as a threat due to the assumption that such a new political order is anti-Iranian, anti-Turkish, anti-Islamist, and is against Islamic nationalism propagated by Iran and Turkey. Turkey and Iran, as has already been said, have a relationship that sometimes manifests itself as cooperation and sometimes as a conflict. An example of this is Turkey's two policies towards Iran. One policy is their indirect conflict in Syria in which both support two mutually hostile sides, Turkey supports Sunni militant jihadists who oppose Assad, while Iran supports and finances Assad and various Shiite

militias in Syria. The second policy is cooperation that has a larger geopolitical context, and the reason for this is the already mentioned cooperation between Arab countries and their anti-Iranian and anti-Islamist stance, which Turkey sees as a greater threat than the Iranian regime (Dalay, 2021).

There are also two other key reasons for improving relations and cooperation between Iran and Turkey, and that is the Qatari diplomatic crisis, i.e., the blockade and the Kurdish issue in the region. During the blockade of Qatar, Turkey and Iran were the only countries in the region to come to Qatar's aid by supplying it with food and water. Turkey also has a military base in Qatar, to which it even sent troops during the blockade as a guarantor of Qatar's security. As for the Kurdish issue, it is of great importance for both Iran and Turkey, because both countries have a large Kurdish minority living in a large territory. Iran and Turkey have been strong opponents of the independence referendum of the Kurdish region in Iraq and have been directly pushing for the referendum to fail and for the idea not to come to life. Fear of Kurdish independence is justified for Iran and Turkey because they fear it will encourage nationalist and separatist movements in Iran and Turkey, which would result in the loss of much of both countries' territory and most likely war (Dalay, 2021). Turkey and Iran are also working on trade cooperation, which has resulted in \$10.7 billion worth of trade, but that amount has fallen to \$5.6 billion in 2019 following sanctions imposed on Iran (Badawi, 2020).

Iran and Turkey have begun to diverge in recent years because of the improvement of the Turkish relations with Saudi Arabia, normalization of Turkey's relations with Israel and exclusion of Iran from talks in Syria's western province of Idlib, where Turkey works exclusively with Russia (Dalay, 2021).

#### 2.6.4. Relation between Iran and Qatar

Qatar is a monarchist and Sunni country and one of the main American allies in the Middle East, in one word Qatar is everything that Iran is militarily and ideologically fighting against. These two countries, although different, have a dynamic relationship and are very interestingly connected. As already mentioned, Iran, along with Turkey, was the only one to help Qatar in the blockade. In addition to helping Qatar with food supplies, Iran also approved the use of airspace for Qatar Airways, which alleviated the difficulties of one of the world's most famous and profitable airlines, which has a strategic impact on the Qatari economy.

One of the reasons for such a friendly cooperation between the two countries is the fact that Iran and Qatar are neighbouring countries that share the largest gas field in the world called South Pars in Iran and North Dome in Qatar (Lovrić, 2021). That gas field has proven gas reserves of 51 trillion cubic meters of natural gas and about 7.9 trillion of condensate. Given that the world's proven gas reserves are about 205 trillion cubic meters, the proven reserves in this area make up about 25% of the world's total reserves (URL13, 2022). Both countries benefit greatly from this gas field, especially Qatar, which is the world's largest producer of LNG, so reasonable friendly cooperation between the two countries is necessary if profit and economic stability are to be preserved. At the same time, Qatar maintains its excellent relations with the USA, which has its main military base in the Middle East, and with Iran. Due to this fact, Qatar often appeared in the role of a transmitter of messages between the two countries during the crisis between the United States of America and Iran, when the two countries had no channels of communication (Lovrić, 2021).

#### 2.6.5. Relations between Iran and the United States of America

Although the United States of America are not geographically located in the Middle East, due to its ubiquity and involvement in conflicts and political events in the region, and primarily because the USA is a key factor in initiating, unfolding, and ending almost all events in the Middle East, one gets the impression that they are geographically located in that region. The relationship between Iran and the United States of America is extremely hostile. The broken relations between Iran and the USA are the result of the occupation of the American embassy in Tehran in 1979 and the hostage crisis that followed, which lasted for 444 days. Thereafter, in 1980, the USA severed all diplomatic relations with Iran, and they had no formal diplomatic relations since that year (URL14, 2022). This was followed by decades of intolerance, threats of war, the imminent outbreak of war and the imposition of sanctions on Iran. The sanctions imposed had a negative impact on the Iranian economy and brought it to the brink of collapse. That changed in 2015 when the USA signed the Iranian Nuclear Agreement (URL15, 2022). In exchange for the lifting of sanctions, Iran had to reduce uranium enrichment to a minimum, also had to shut down some nuclear power plants and allow UN observers to come to any

nuclear power plant at any time and check that they were adhering to the agreed agreement. Following the signing of the agreement, the USA lifted sanctions on Iran, and Iran gained access to its capital located in US banks and, according to some sources, on the day the agreement was signed, the USA sent \$1 billion in cash to Iran by plane. The biggest opponent of signing the agreement was Israel, whose prime minister Benjamin Netanyahu claimed that „this agreement will not prevent Iran from reaching the nuclear bomb, on the contrary, it will help it.“ The Iranian government has always claimed that their goal was never to produce nuclear weapons, which, according to what Israeli Prime Minister Netanyahu presented to the public in 2018, proved to be false. Iran’s nuclear deal proved to be a failure given that Iran had been producing long-range ballistic and cruise missiles, which were able to carry nuclear warheads, for the entire duration of the agreement and according to Israeli evidence it continued research into nuclear weapons production. After the end of economic sanctions, Iran received billions of dollars that it invested in its military and political operations in the region. In 2018, US President Donald Trump withdrew from the Iranian nuclear agreement, and sanctions were imposed on Iran again. The United States of America once again aimed at defeating Iran’s totalitarian regime and trying to destabilize the situation in Iran through economic sanctions. The Americans went a step further and in January 2020 killed Qassem Soleimani General of the Iranian Revolutionary Guard and Commander-in-Chief of QUDS, the branch of the Iranian Revolutionary Guard in charge of military, political and intelligence operations in the Middle East. The importance of this event is evidenced by the fact that

the price of oil at that time jumped by 4%, or \$69.50, which is the highest recorded price since September 2019. Also, on the London Stock Exchange, the price of shares of British Petroleum rose by 2.7% and Royal-Dutch Shell by 1.9% (URL16, 2020).

Iran is one of the key factors in the Middle East. Although it has been under heavy sanctions for decades, Iran is easily imposing itself as one of the main influences in all political and military developments in the region and is expanding its influence almost without any problems. Thus, one gets the impression that, despite all the above, Iran is winning the conflicts in the region, and the United States of America, with its Arab and Israeli allies, is finding it difficult to find a 100% effective solution to this problem. Iran also poses a major threat to the political security and ideological order in the Middle East. The rise in oil prices after the assassination of General Qassem Soleimani, although it did not leave much of an impact on the economy, was of great significance. If such an isolated but very important incident caused an increase in oil prices of almost 4%, one can only assume what would happen in moments of major crises or potential, and at times very likely, open armed conflicts with Iran.

### 3. Results

The 20<sup>th</sup> century is known as the century of oil, and thanks to oil being a leading fuel, mankind achieved unprecedented scientific and technological progress, which was seemed impossible just a century ago. The future of oil, especially in the 21<sup>st</sup> century, is uncertain given the growing environmental awareness, „green“ lobbies and movements, renewable energies, and the real need to reduce CO<sub>2</sub> emissions. However, in the

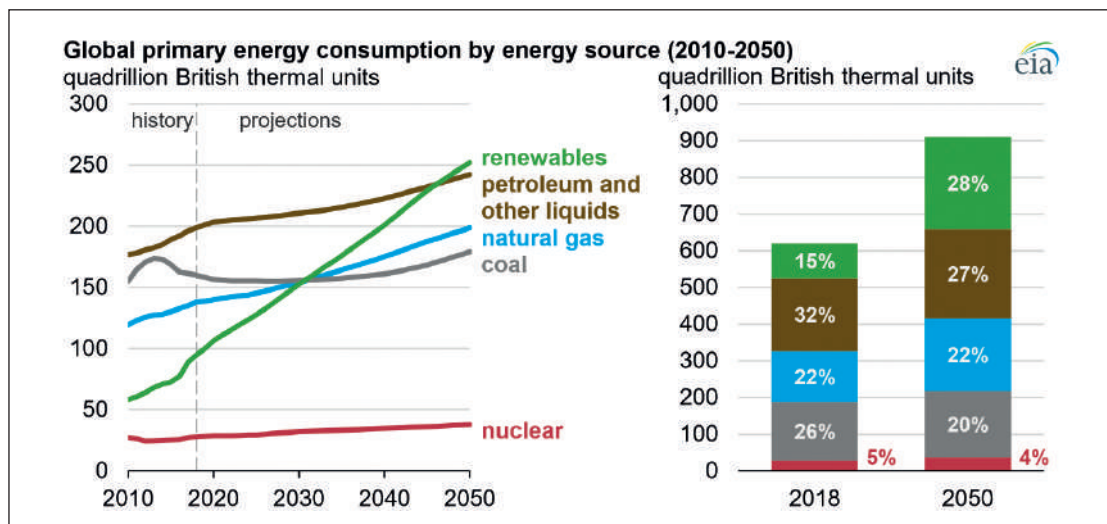


Figure 10: Global primary energy consumption by energy source 2010-2050 (Kahan, 2020)

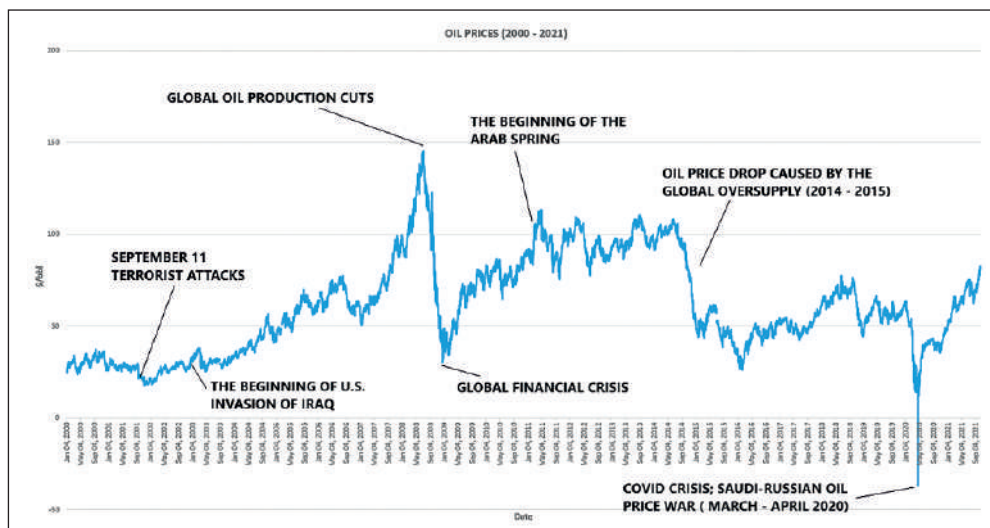


Figure 11: Oil prices (2000-2021.) (URL 2, 2022)

coming decades, oil and gas will still be one of the main energy sources in the world. This becomes especially clear if the research conducted by EIA is observed, where it is reported that in the next thirty years demand for energy will rise by 50%, and even more in the countries which are going through technological and economic growth. EIA forecasts show the highest growth of renewable energy sources (+166%) and natural gas (+44%), but also a continuous growth of nuclear energy (+36%), oil (+22%), and even coal (+12%). Also, by the year 2050, greenhouse gas emissions will significantly increase, unless the energy consumption is sharply limited (Kahan, 2020) (Figure 10).

Also, according to EIA forecasts, in 2050 oil and gas will have almost 50% share in total world energy consumption (oil 27% and natural gas 22%), which is slightly less than in 2018, when the total share of oil and gas was 54% (Figure 10). Based on all figures and forecasts, it is clear that hydrocarbon, i.e., oil and gas, will still be the leading energy sources in the future, which is contradictory to the objectives and legal requirements of the European Union and certain countries. It is important to mention that these laws and regulations are not absolute and depend exclusively on the political currents in power at the given time. Also, it is in direct conflict with the expectations and desires of green activism, which is nowadays gaining legality, so it is no longer activism but an official policy. Main oil reserves, as well as reserves of natural gas, which is the energy of transition, are located in the Middle East. Due to this, it is certain that this region will still be the epicentre of the main global crises and conflicts. This fact is supported by the recent conflicts between Israel and Palestine in May 2021. The conflicts escalated

when Israeli police clashed with the Palestinian protesters in the Jerusalem's Al-Aqsa Mosque, after which Hamas fired thousands of rockets from the Gaza Strip at the Israeli cities and other civilian targets, and Israel retaliated by bombing Hamas military positions in the Gaza Strip. This conflict, like every other in this region so far, resulted in hundreds of civilian casualties and big material damage on both sides. This episode in the long-lasting, almost never-ending, Israeli-Palestinian conflict was halted by strong diplomatic engagement of United States of America and Egypt, but the history has proven that this might be only a brief ceasefire, because for decades this conflict between Israel and Palestine represented a complex military, cultural and geopolitical situation.

Today's Russo-Ukrainian conflict is a great example of how wars and global crises impact oil prices. This event caused the biggest energy crisis since 1973. Fear of oil and gas shortage caused the big surge in their prices in the whole world, especially in the European Union (Figure 11). The reason for this is that most of Europe get oil from Russia, but when it comes to gas the situation is even worse, because most of the members of the European Union are completely dependent on Russian gas. The second reason is the decision of the United States of America and the European Union to impose an embargo on Russian oil by the end of 2022.

The absurdity of sanctions imposed on Russia is shown in research conducted by the Centre for Research on Energy and Clean Air which says that in the first 100 days of the Russian invasion of Ukraine, Russia earned 93 billion euros from fossil fuel exports, the European Union imported 61% of this,

worth approximately 57 billion euros (Myllyvirta et al., 2022). United States of America is not directly involved in this conflict, but given its big political, military, and financial support to Ukraine, it would be awfully wrong to say that they have nothing to do with this biggest conflict on European soil since The Second World War. United States also imposed an embargo on Russian oil but given the fact that they import only 3-4% this crisis won't affect them nearly as much as countries of Europe. Also, United States is one of the biggest oil producers in the world and, after Russia, the second largest exporter of natural gas, so this rise in oil and gas prices certainly suits them well.

#### 4. Discussion

Due to increased environmental and energy independence awareness, the United States of America decided to increase shale oil production in 2014, shocking the global market and Middle Eastern oil producers. It remains to be seen how rich Middle Eastern countries will cope with new global trends in terms of energy demand and potential changes of oil prices because it is important to mention that current oil prices on the market are formed without the Venezuelan and Iranian oil, which are the two countries with massive oil reserves and production capacities. Venezuela has the largest proven oil reserves, but because of its collapsed economy they do not have sufficient funds to exploit oil, and therefore to sell it on the global market. On the other hand, Iranian oil (Iran has the 4<sup>th</sup> largest proven oil reserves in the world) is, due to sanctions, banned from the global market. However, because of the Russo-Ukrainian conflict European Union and the United States of America are considering lifting the sanctions on Iranian oil to stabilize oil prices and diversify supply. This scenario is, due to the political pressure of Israel and Saudi Arabia, almost impossible. To put more pressure on the USA to ditch this initiative, Saudi Arabia is considering accepting the Chinese yuan instead of the US dollar as payment for oil shipments to China (Said & Kalin, 2022). This decision would strengthen the yuan and weaken the US dollar. Not even one regime that has emerged to this day has lasted forever, from various dictatorships, kingdoms, and empires, so it can be assumed that both Venezuelan and Iranian regimes will eventually collapse and change the situation on global oil market. In the second half of 2021, the oil prices once again reached the high levels as before the beginning of COVID-19 pandemic (Figure 11). At the beginning of June 2021, Brent oil reached price of

71.89\$/bbl, while the prices of the WTI oil (Figure 11) increased by almost 5% to 69.62\$/bbl, which was the highest recorded level in the last two years. This price surge was a consequence of the recovery of the world's economy after the mitigation of COVID-19 pandemic and the increased economic growth in China, which reached a record level in May of 2021 (URL17, 2021). By the end of 2021, prices of both WTI and Brent continued to rise and reached approximately 80\$/bbl. The price surge continued in 2022 and it reached its peak at the beginning of March few days after the Russian invasion of Ukraine. Prices of both WTI and Brent were above 120\$/bbl. Prices surged because of the Russian invasion of Ukraine and because of the sanctions and embargos imposed on Russia.

#### 5. Conclusions

The rich countries of the Middle East are aware of the potential changes of this era, from technological development, rise of the renewable energies, American desire for energy independence, and therefore many of them have decided on various projects to diversify the economy and to reduce the dependence on oil and gas production. This could potentially help to avoid new conflicts in the region, where economies of the most countries depend on oil and gas industry. Future conflicts in the region could happen because of the economic crises induced by the heavy dependence on oil and gas industry. From the beginning of the 20<sup>th</sup> century to this day, for most Middle Eastern countries, the discovery of big oil reserves has proven to be a fortune, but for some it was a curse.

The main objective of this paper was to give explanation of the political, historical, and economic importance of Middle Eastern conflicts in the 21<sup>st</sup> century and their political and economic consequences. Different geopolitical events and military conflicts have been analysed. It's more than obvious that the analysed events have had an impact on oil prices and therefore the conducted analysis of oil prices in relation with geopolitical events on the Middle East confirm the research hypothesis. Given the fact that fossil fuels are the main source of energy in today's world, the price movements of oil, oil derivatives and gas directly affect the world's economy. Today the markets are witnessing historic inflation which is a direct consequence of the energy crisis caused by the war in Ukraine and at the same time, because of the same reasons, the world is also facing an economic crisis of unpredictable proportions and consequences.



## References

1. Alaaldin, F., & Pollack, K. M. (2020).: *Iraq's Economic Collapse Could Be Biden's First Foreign-Policy Headache*. <https://foreignpolicy.com/2020/12/14/iraqs-economic-collapse-could-be-bidens-first-foreign-policy-headache/>
2. Aldubyan, M., & Gasim, A. (2021). Energy price reform in Saudi Arabia: Modeling the economic and environmental impacts and understanding the demand response. *Energy Policy*, 148(PB), 111941. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111941>
3. Alkhalisi, Z. (2017). *Qatar keeps gas flowing to UAE despite blockade*. <https://money.cnn.com/2017/06/07/news/qatar-uae-gas-pipeline/index.html>
4. Amadeo, K. (2020). *Cost of Iraq War, Its Timeline, and the Economic Impact*. <https://web.archive.org/web/20210120014758/https://www.thebalance.com/cost-of-iraq-war-timeline-economic-impact-3306301>
5. Ambrose, J. (2020). *Saudi Arabia steps up oil price war with big production increase*. <https://www.theguardian.com/world/2020/mar/11/saudi-arabia-oil-price-war-production-increase-aramco>
6. Ang, C. (2021). *Mapping the World's Key Maritime Choke Points*. <https://www.visualcapitalist.com/mapping-the-worlds-key-maritime-choke-points/>
7. Badawi, T. (2020). *The Economic Turn in Turkish-Iranian Relations*. <https://carnegieendowment.org/sada/81273>
8. Bakirtas, T., & Akpolat, A. G. (2020). The relationship between crude oil exports, crude oil prices and military expenditures in some OPEC countries. *Resources Policy*, 67, 101659. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2020.101659>
9. Banerjee, S. (2020). Impact of Oil Price Tumble in 2020 and US Retrenchment on the Stability of the Gulf Region. *Journal of Asian Economic Integration*, 2(2), 221–239. <https://doi.org/10.1177/2631684620940478>
10. Barden, J. (2019). *The Strait of Hormuz is the world's most important oil transit chokepoint*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39932>
11. Beccue, P. C., Huntington, H. G., Leiby, P. N., & Vincent, K. R. (2018). An updated assessment of oil market disruption risks. *Energy Policy*, 115(March 2017), 456–469. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.013>
12. Borowski, P. F. (2021). Significance and Directions of Energy Development in African Countries. *Energies*, 14(15), 4479. <https://doi.org/10.3390/en14154479>
13. Byman, D., & Bjerg Moller, S. (2016). The United States and the Middle East: Interests, Risks, and Costs. In J. Suri & B. Valentino (Eds.), *Sustainable Security: Rethinking American National Security Strategy*. Oxford University press. <https://www.taylorfrancis.com/books/9780429034411/chapters/10.4324/9780429034411-5>
14. Calhoun, G. (2020). *The Saudi/Russia Oil Price War: Historic Blunder #1*. <https://www.forbes.com/sites/georgecalhoun/2020/06/03/the-other-epidemic-a-cluster-of-historic-blunders---exhibit-1-the-saudirusia-oil-price-war/?sh=ebaed674f7fa>
15. Carmalt, S. W. (2017). The Economics of Oil. In C. A. S. Hall (Ed.), *The Manchester School* (Vol. 1, Issue 2). SpringerBriefs in Energy. <https://doi.org/10.1111/j.1467-9957.1930.tb01135.x>
16. Dalay, G. (2021). *Turkish-Iranian Relations Are Set to Become More Turbulent*.
17. Darbouche, H., & Fattouh, B. (2011). The Implications of the Arab Uprisings for Oil and Gas Markets. In *Mep 2*.
18. Defterios, J., & Ziady, H. (2020). *Oil prices march higher as OPEC calls for emergency meeting on Monday*. <https://edition.cnn.com/2020/04/03/business/oil-prices-opec-meeting/index.html>
19. Dekanić, I., Kolundžić, S., & Karasalihović, D. (2005). *A century of oil*. Naklada Zadro.
20. Dumitrescu, E.-I., & Hurlin, C. (2012). Testing for Granger non-causality in heterogeneous panels. *Economic Modelling*, 29(4), 1450–1460. <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2012.02.014>
21. GECF. (2018). *Global Gas Outlook Synopsis*. [https://www.gecf.org/\\_resources/files/events/launch-of-gecf-2018-global-gas-outlook-and-gecf-gala-dinner/gecf-eefd-2018-global-gas-outlook-synopsis-2018\\_v2.pdf](https://www.gecf.org/_resources/files/events/launch-of-gecf-2018-global-gas-outlook-and-gecf-gala-dinner/gecf-eefd-2018-global-gas-outlook-synopsis-2018_v2.pdf)
22. Herrera, A. M., Karaki, M. B., & Rangaraju, S. K. (2019). Oil price shocks and U.S. economic activity. *Energy Policy*, 129(February), 89–99. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.011>
23. Jarrett, U., Mohaddes, K., & Mohtadi, H. (2019). Oil price volatility, financial institutions and economic growth. *Energy Policy*, 126(October 2018), 131–144. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.068>
24. Jurić, I. (2021). *Personal interview*.
25. Kahan, A. (2020). *EIA projects nearly 50% increase in world energy usage by 2050, led by growth in Asia*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42342>
26. Kaye, D. D., Robinson, L., Martini, J., Vest, N., & Rhoades, A. L. (2021). *REIMAGINING U.S. STRATEGY IN THE MIDDLE EAST*. RAND.
27. Kottasová, I. (2017). *Qatari stocks plunge 7% after Arab states cut ties*. <https://money.cnn.com/2017/06/05/investing/qatar-stocks-plunge-gulf-diplomacy/index.html>
28. Lovrić, D. (2021). *Personal interview*.

29. Ma, A. (2020). *How the Strait of Hormuz, a narrow stretch of water where ships carry \$1.2 billion of oil every day, is at the heart of spiraling tensions with Iran.* <https://www.businessinsider.com/strait-of-hormuz-explainer-oil-us-iran-tensions-2019-7>
30. Marcus, J. (2019). *Why Saudi Arabia and Iran are bitter rivals.* <https://www.bbc.com/news/world-middle-east-42008809>
31. Martin, G. (2019). *Everyone loses.* <https://magazine.zenith.me/en/business/other-lessons-qatar-crisis>
32. Muharemi, A. (2021). *Personal interview.*
33. Myllyvirta, L., Thieriot, H., Ilas, A., & Mykhailenko, O. (2022). *Financing Putin's war: Fossil fuel imports from Russia in the first 100 days of the invasion.* <https://energyandcleanair.org/publication/russian-fossil-exports-first-100-days>
34. Neubauer, S. (2020). *How Israel Emerged as an Unlikely Peacemaker in the Middle East.* <https://foreignpolicy.com/2020/08/06/how-israel-emerged-as-an-unlikely-peacemaker-in-the-middle-east/>
35. Pleše, M. (2020). *Saudijski princ pokrenuo je rat cijena nafte kako bi uništio američku industriju. Problem je što su mu izračuni bili krivi.* <https://www.telegram.hr/biznis-tech/saudijski-princ-pokrenuo-je-rat-cijena-ma-nafte-kako-bi-unistio-americku-industriju-problem-je-sto-su-mu-izracuni-bili-krivi/>
36. Ruiz Estrada, M. A., Park, D., Tahir, M., & Khan, A. (2020). Simulations of US-Iran war and its impact on global oil price behavior. *Borsa Istanbul Review*, 20(1), 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.bir.2019.11.002>
37. Said, S., & Kalin, S. (2022). *Saudi Arabia Considers Accepting Yuan Instead of Dollars for Chinese Oil Sales.* [https://www.wsj.com/articles/saudi-arabia-considers-accepting-yuan-instead-of-dollars-for-chinese-oil-sales11647351541?mod=Searchresults\\_pos9&page=1](https://www.wsj.com/articles/saudi-arabia-considers-accepting-yuan-instead-of-dollars-for-chinese-oil-sales11647351541?mod=Searchresults_pos9&page=1)
38. Seligman, L. (2019). *Turkish-Backed Forces Are Freeing Islamic State Prisoners.* <https://foreignpolicy.com/2019/10/14/turkish-backed-forces-freeing-islamic-state-prisoners-syria/>
39. Sinkaya, B. (2019). *Turkey-Iran Relations after the JDP. Turkey-Iran Relations after the JDP, November.* <https://doi.org/10.4000/books.ifeagd.2934>
40. Stevens, P. (2011). *The „Arab Spring“ and Oil Markets.* <https://www.chathamhouse.org/2011/02/arab-spring-and-oil-markets>
41. URL 1. (2003). *CNN.* <https://edition.cnn.com/2003/BUSINESS/03/18/oil.prices.reut/index.html> (accessed 3<sup>rd</sup> April 2021)
42. URL 2. (2022). *Price charts.* <https://www.tradingview.com/> (accessed 15<sup>th</sup> August 2022)
43. URL 3. (2022). *ALJAZEERA.* <https://www.aljazeera.com/> (accessed 15<sup>th</sup> August 2022)
44. URL 4. (2022). *Financial Times.* <https://www.ft.com/> (accessed 15<sup>th</sup> August 2022)
45. URL 5. (2015). *Russia Today.* <https://web.archive.org/web/20210506104127/https://www.rt.com/news/323603-isis-oil-smuggling-turkey/> (accessed 21<sup>st</sup> April 2021)
46. URL 6. (2016). *BBC.* <https://www.bbc.com/news/world-europe-35415956> (accessed 21<sup>st</sup> April 2021)
47. URL 7. (2015). *GLOBES.* <https://en.globes.co.il/en/article.aspx?did=1001084873> (accessed 15<sup>th</sup> April 2021)
48. URL 8. (2022). *New York Times.* <https://www.nytimes.com/> (accessed 15<sup>th</sup> August 2022)
49. URL 9. (2022). *Washington Post.* <https://www.washingtonpost.com/> (accessed 15<sup>th</sup> August 2022)
50. URL10. (2017). *BBC.* <https://www.bbc.com/news/world-middle-east-40175935> (accessed 15<sup>th</sup> April 2021)
51. URL11. (2022). *Bloomberg.* <https://www.bloomberg.com/europe> (accessed 15<sup>th</sup> August 2022)
52. URL12. (2019). *Qatari Dairy Exports First Batch of Products.* <https://www.thedairysite.com/news/53842/qatari-dairy-exports-first-batch-of-products/> (accessed 3<sup>rd</sup> April 2021)
53. URL13. (2022). *EIA.* <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8> (accessed 15<sup>th</sup> August 2022)
54. URL14. (2022). *U.S. Relations With Iran.* <https://www.state.gov/u-s-relations-with-iran/> (accessed 15<sup>th</sup> August 2022)
55. URL15. (2022). *The Iraq War.* Council Of Foreign Relations. <https://www.cfr.org/timeline/iraq-war> (accessed 3<sup>rd</sup> August 2022)
56. URL16. (2020). *BBC.* <https://www.bbc.com/news/business-50982313> (accessed 3<sup>rd</sup> June 2021)
57. URL17. (2021). *Cijene nafte najviše u posljednje dvije godine.* <http://www.energetika-net.com/vijesti/energetsko-gospodarstvo/cijene-nafte-najvise-u-posljednje-dvije-godine-32691> (accessed 3<sup>rd</sup> June 2021)
58. Yergin, D. (2020). *The New Map: Energy, Climate, and the Clash of Nations.* Penguin Group.

---

## Acknowledgment

The authors would like to thank I. Jurić, D. Lovrić, and A. Muharemi for their expert views on this topic.

## Author's contribution

**Luka Zrilić** (univ. bacc. ing. petrol.) collected the published data regarding relationships between the observed countries and the corresponding news, conducted the interviews, gave the synthesis of the findings, and participated in the discussion and conclusions.

**Daria Karasalihović Sedlar** (PhD, Professor) analysed the oil price movements in the according periods, brought the main points in the discussion and conclusions, and supervised the research.



NOVO

STI

HR

# Novosti iz energetskeg sektora RH

(srpanj – prosinac 2023.)

## Otvoreni radovi na izgradnji plinovoda Zlobin – Bosiljevo vrijednog 155 milijuna eura

Na prigodnoj svečanosti u Bosiljevu 23. studenoga 2023. predsjednik Vlade **Andrej Plenković** otvorio je radove na velikom infrastrukturnom projektu izgradnje plinovoda Zlobin – Bosiljevo.

Riječ je o složenom projektu na plinskom transportnom sustavu u koji će se uložiti oko 155 milijuna eura, a čijom će se izgradnjom omogućiti povećanje transporta plina s postojećeg terminala za UPP do njegovog sadašnjeg tehničkog kapaciteta od oko 3,5 milijardi m<sup>3</sup>/god. Izgradnjom 58 km dugačkog plinovoda Zlobin – Bosiljevo, stvaraju se osnovni preduvjeti za povećanje sigurnosti opskrbe plinom potrošača u Hrvatskoj te za daljnji razvoj plinovodnog sustava i povećanje transporta plina prema Mađarskoj i Republici Sloveniji.

Izvođač radova je domaći konzorcij, odnosno zajednica ponuditelja, čiji je nositelj tvrtka Monter – Strojarske montaže iz Zagreba, a dovršetak radova očekuje se tijekom 2025.

Premijer Plenković je izrazio zadovoljstvo početkom realizacije jednoga od važnih ulaganja u energetske infrastrukturu koristeći sredstva iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti u okviru kojega je odobreno 700 milijuna eura, dok je projekt izgradnje plinovoda Zlobin-Bosiljevo vrijedan 155 milijuna eura.



„Odlukama od prošle godine o nadogradnji postojećeg broda LNG Hrvatska s još jednim ‘trainom’, koji će dići kapacitet na 6.1 milijarda kubičnih metara plina godišnje učinili smo Hrvatsku strateškim energetskeim regionalnim čvorištem“, istaknuo je Plenković.

Da bi plin koji dolazi na Krk mogao u svojoj punini biti protočan transportnim sustavom, a to je Plinacro, onda su nam potrebna dodatna ulaganja upravo u plinovode, ustvrdio je. „To znači da ćemo povećati kapacitete protočnosti plina i da će ova prva dionica velikog ulaganja Zlobin – Bosiljevo predstavljati samo prvu fazu onoga što tek slijedi prema Sisku i Sloveniji. Hrvatska će na taj način postati regionalno energetske čvorište našim susjedima – Mađarskoj, Sloveniji i Austriji“, dodao je premijer.

Premijer je rekao da se plinovodi prilagođavaju za budući protok vodika. „Dakle, ovo je pravodobna investicija, inteligentno korištenje financijskih sredstava Europske unije za najveće energetske krize s pogledom na energetske tranziciju i nove energente“, ustvrdio je Plenković.

Predsjednik Uprave tvrtke Plinacro **Ivica Arar** kazao je da će taj plinovod omogućiti „prihvat plina s LNG terminala do njegovog sadašnjeg tehničkog kapaciteta od tri i pol milijarde kubičnih metara godišnje. Time će se zadovoljiti energetske potrebe Hrvatske i u najzahtjevnijim okolnostima opskrbe i potrošnje plina. Ključna je to karika i za povećanje



transporta plina prema Mađarskoj i Sloveniji te smanjenje ovisnosti zemalja u okruženju o ruskom plinu“, rekao je Arar.

Povećanje kapaciteta LNG terminala na otoku Krku i izgradnja plinovoda Zlobin – Bosiljevo dodatno će diversificirati puteve i izvore opskrbe prirodnim plinom na tržištu Republike Hrvatske i stvoriti osnovne preduvjete za dodatnu opskrbu Europske unije.

Ministar gospodarstva i održivog razvoja **Davor Filipović** je naglasio da nije riječ o predizbornom događaju. „Ovo je provedba dosljedne transformacije energetskega sektora Hrvatske. Usprkos krizama, Vlada Republike Hrvatske potencijale pretvara u projekte, projekte u investicije, a prilike koje se ukazuju koristimo u korist Hrvatske i građana“, poručio je Filipović.

### 30 milijuna eura za nove projekte aktiviranja geotermalnih potencijala

Odlukom Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja pokrenut je projekt pripreme i istraživanja geotermalnog potencijala, a potpisom Ugovora u vrijednosti od gotovo 30 milijuna eura između ministra **Davora Filipovića** i čelnika Agencije za ugljikovodike **Marijana Krpana** započinje izvedba projekta. Natječaj za ovaj projekt je pripremio i proveo Fond za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost.

Radi se o Ugovoru o dodjeli bespovratnih sredstava u iznosu od 29.828.555,70 EUR iz Mehanizma za oporavak i otpornost kroz aktivnosti u okviru Nacionalnog plana oporavka i otpornosti 2021. – 2026. (NPOO) za financiranje projekta „Priprema i istraživanje geotermalnog potencijala u kontekstu centraliziranog grijanja“ kroz mjeru C1.2. R1-I2 Poticanje energetske učinkovitosti, toplinarstva i obnovljivih izvora energije za dekarbonizaciju energet-

skog sektora. Svečano potpisivanje ugovora bilo je u prostorijama Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja 2. studenoga 2023. Projekte vodi Agencija za ugljikovodike.

Prigodom potpisivanja ministar Filipović je izjavio: „Aktiviranjem geotermalnih potencijala u cjelini za Hrvatsku osiguravamo još jedan izvor energije i to neovisan o vanjskim čimbenicima. Drugim riječima, radi se o energiji koju ćemo proizvoditi u Hrvatskoj, koja je obnovljiva i ide u prema ostvarivanju ciljeva dekarbonizacije. Ovim konkretnim projektom otvaramo mogućnost grijanja putem geotermalne energije, a već krajem 2024. godine očekujem da krene bušenje istražnih bušotina“.

Marijan Krpan, čelnik Agencije za ugljikovodike naveo je da ovaj projekt ima višestruke koristi za Hrvatsku: „Lokalnoj zajednici pomaže se u realizaciji projekata primjene geotermalnih voda budući da bi u dva slučaja na istražnim prostorima bila postojeća istražna bušotina koja bi se mogla upotrijebiti pri daljnjem razvoju projekta. Isto tako, na četiri istražna prostora postojat će detaljna dokumentacija o geotermalnom potencijalu s mogućim lokacijama budućih bušotina te bi time bio uklonjen velik dio rizika istraživanja, a time i olakšavanja donošenja odluka o budućim investicijama“.

„Ovaj projekt vrijedan gotovo 30 mil eura samo je jedan u nizu projekata koji potiču zelenu tranziciju i ulaganje u obnovljive izvore energije za što resorno Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja daje snažnu potporu i poticaje. Na tom tragu, Fond za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost financira, kako projekte iz nacionalnih sredstava, tako i kao posredničko tijelo, iz sredstava Europske unije, odnosno iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti. Svi ti projekti snažno doprinose, kako zelenoj tranziciji, tako i smanjenju fosilnih goriva, a u konačnici i zaštiti okoliša“, izjavio je direktor Fonda za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost **Luka Balen**.



U sklopu projekta provest će se 6 ključnih aktivnosti koje imaju za cilj korištenje geotermalnog potencijala za grijanje. Odabrano je šest lokacija na kojima je izvjestan geotermalni potencijal i koje imaju postojeće sustave centralnih toplinskih sustava. Projekt se provodi na prostoru Zaprešića, Siska, Velike Gorice, Osijeka, Vinkovaca i Vukovara.

Na svim navedenim prostorima početkom ove godine provedena su geofizička snimanja –2D seizmika i magnetotelurika te će se na osnovu dobivenih podataka izabrati dva područja na kojima će se izbušiti po jedna geotermalna bušotina. Također, u sklopu projekta izrađena je Strateška studija utjecaja plana razvoja geotermalne energije na okoliš kao i Geološko-geofizička studija za projekte snimanja geofizičkih podataka. Okolišna dozvola očekuje se za otprilike 4 mjeseca. Osim što je ovaj projekt usmjeren na korištenje geotermalne energije u toplinarstvu, otvara se mogućnost korištenja toplinske energije i za potrebe poljoprivrede.

## INA prijavila komercijalno otkriće plina na bušotini Veliki Rastovac-1

INA, Industrija nafte je Agenciji za ugljikovodike prijavila komercijalno otkriće ležišta plina na bušotini Veliki Rastovac-1, nedaleko od Grubišnog Polja na istražnom prostoru DRAVA-03.

Ispitivanjem je potvrđena komercijalna proizvodnost bušotine i odlična ležišna svojstva te je tijekom testiranja ostvaren maksimalni dotok od oko 145.000 m<sup>3</sup> plina na dan, što u ovom trenutku predstavlja nešto oko sedam posto ukupne Inine dnevne proizvodnje plina.

Istražna bušotina Veliki Rastovac-1, dubine 1095 m, nalazi se u Općini Grubišno Polje. To je prva od pet planiranih istražnih bušotina u prvoj fazi istraživanja na prostoru DRAVA-03. Nakon ishođenja eksploatacijskog polja za to otkriće INA na njemu planira izbušiti dodatnu razradnu bušotinu, izgraditi priključni plinovod te do kraja 2027. privesti obje bušotine u proizvodnju.

Otkriće je komentirala predsjednica Uprave Ine **Zsuzsanna Ortutay**: „Prijavili smo komercijalno otkriće nadležnim institucijama i ponovno dokazali da INA igra ključnu ulogu kada je riječ o aktivnostima istraživanja i proizvodnje nafte i plina u Hrvatskoj. Brzina pokretanja proizvodnje s nove bušotine ovisit će o trajanju postupka izdavanja svih potrebnih dozvola, a vjerujemo da u suradnji s našim partnerima u nadležnim ministarstvima, možemo to razdoblje znatno skratiti kako bismo pri donijeli sigurnosti opskrbe Hrvatske tim energentom.“



Brži početak proizvodnje s nove bušotine u interesu je Ine kao investitora, ali i države te regionalne i lokalne zajednice koja će ostvariti dodatne prihode podjelom proizvodnje, naplatom rudne rente i naknada koje investitor plaća tijekom cijelog životnog vijeka polja.

Otkriće novog plinskog polja otvara mogućnosti za dodatne istražne radove na prostoru DRAVA-03. Rezultat je to intenzivnog istražnog ciklusa u Panonskom bazenu koji INA provodi već dulji niz godina, a koji se nastavlja i u 2024. godini. Samo u posljednjih pet godina INA je u aktivnosti istraživanja i proizvodnje nafte i plina uložila oko 450 milijuna eura.

## Geoterme, vodik i CCS u fokusu Agencije za ugljikovodike

Hrvatska je u posljednjih pet godina napravila veliki napredak u aktiviranju svojih geotermalnih potencijala. Početkom lipnja ove godine zatvoreno je nadmetanje za novih šest istražnih prostora geotermalne vode u energetske svrhe te je Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja izdalo pet dozvola za istražne prostore: Leščan, Međimurje 5, Pčelić, Sječe i Kotoriba.

Agencija za ugljikovodike prolazi kroz transformaciju i sve se više okreće zelenijoj i obnovljivoj energiji. „Osim ugljikovodika kojima se Agencija primarno bavi, od 2018. započeta je određena energetska tranzicija i odmak od ugljikovodika prema obnovljivim izvorima energije. Zbog geopolitičkih implikacija i izazova prćenih prirodnim smanjenjem proizvodnje ugljikovodika, Agencija prolazi kroz vlastitu transformaciju i rebranding okrećući se zelenijoj i obnovljivoj energiji poput geotermalne, geološkog skladištenja CO<sub>2</sub> i novih mogućnosti održive hibridne energije“, izjavio je **Marijan Krpan**, predsjednik Uprave Agencije za ugljikovodike, u uvodnom govoru na održavanju „EU-SAIR Energy Round Table on Hydrogen, Geothermal Energy and New Technologies“.



Tehnologija hvatanja i skladištenja ugljika igra ključnu ulogu u rješavanju problema emisija stakleničkih plinova iz industrijskih procesa i fosilnih goriva. Hrvatska ima veliki potencijal za geološko skladištenje CO<sub>2</sub> u sjevernoj Hrvatskoj, pokazalo je istraživanje koje je izradila Agencija za ugljikovodike. Osim skladištenja ugljičnog dioksida u iscrpljenim ležištima nafte i plina, postoji i mogućnost skladištenja u dubokim slanim vodonosnicima.

Kada je riječ o vodik u cilju Agencije je pomoći boljem povezivanju i suradnji svih zainteresiranih strana u Hrvatskoj i EU, a time i bržoj implementaciji projekata vodika u RH. Također, AZU je počela s izradom Studije plana razvoja i primjene vodika koja će definirati implementacijska područja i projekte vezane uz čisti vodik, tj. primjenu vrijednosnog lanca vodika koji se odnosi na proizvodnju, transport i distribuciju, korištenje i pohranu vodika kao i tehnologiju povezanu uz vodik.

## Započela je probna proizvodnja na prekograničnom plinskom projektu MOL-a i Ine

Prekogranični plinski projekt MOL-a i Ine „Somogy“ nalazi se u operativnoj fazi. Naime, plin iz Mađarske je počeo teći u Hrvatsku novim plinovodom. Projekt „Somogy“ povezuje mađarska plinska polja Vízvár-Heresznye, Vízvár-Sjever i Görgeteg-Babócsa s plinskom stanicom Gola te otpremom i obradom plina na



Centralnoj plinskoj stanici (CPS) Molve, nakon čega se prerađeni plin transportira natrag u Mađarsku.

Većina investicijskih radova odvijala se na mađarskoj strani izgradnjom 25 km plinovoda i razvojem infrastrukture koja uključuje nadogradnju sabirne stanice u Vízváru i Babócsi. Dio ulaganja u Hrvatskoj odnosi se na prilagodbu plinske stanice Gola, uključujući ugradnju mjerne jedinice za količinu i kvalitetu. Početni volumen opskrbe s mađarske strane je oko 170.000 m<sup>3</sup> plina dnevno. Plin će se prerađivati na CPS Molve. U sklopu projekta planiran je otkup kondenzata i UNP-a te njihova daljnja prodaja na hrvatskom tržištu. Sirovi plin sadrži oko 30% CO<sub>2</sub> koji će se odvojiti i utisnuti u ležišta korištenjem EOR metode kojom se smanjuje CO<sub>2</sub> otisak u proizvodnji ugljikovodika.

## JANAF sklopio Memorandum o razumijevanju s južnokorejskom kompanijom SK E&S Co.

Jadranski naftovod d.d. sklopio je 11. listopada 2023. godine s društvom SK E&S Co., Ltd., sa sjedištem u Seulu, Memorandum o razumijevanju za moguću buduću poslovnu suradnju u području obnovljivih izvora energije i energetske učinkovitosti s ciljem promoviranja inovativnih rješenja za uspješnu energetska tranziciju.

„S velikim zadovoljstvom pozdravljamo suradnju s jednim od svjetskih lidera održivosti u opskrbi energijom. Kompanija SK E&S prepoznata je kao globalni dobavljač rješenja za čistu energiju te kao takva za nas predstavlja partnera od kojeg se mogu preuzeti iskustva, znanja i tehnologije za predstojeću transformaciju JANAF-a u integriranu energetska kompaniju. Samo upotrebom naprednih tehnologija temeljenih na znanstvenim inovacijama stvorit ćemo energetska rješenja za širu zajednicu koja će imati pozitivan društveni učinak te osigurati dugoročan opstanak i uspjeh JANAF-a“, poručuju iz Jadranskog naftovoda.

Društvo SK E&S Co., Ltd. utemeljeno je 1999. i djeluje kao globalna energetska kompanija usmjerena na izgradnju zelenog portfelja sa sjedištem u Južnoj Koreji. Godišnji prihod kompanije na razini je od oko 8 milijardi eura. Prva je korejska kompanija koja je ušla u sve karike lanca vrijednosti korištenja ukapljenog prirodnog plina (LNG-ja). SK E&S snažno ulaže u fotonaponske solarne elektrane, energiju vjetra, proizvodnju zelenog vodika te globalno širenje svog poslovanja s obnovljivim izvorima energije i smanjenje ugljičnih emisija. SK E&S dio je SK Grupe,





osnovane 1953., druge po veličini južnokorejske korporacije, strateški usmjerene na napredne materijale, biofarmaceutiku, zeleno i digitalno.

## LNG Hrvatska i južnokorejska kompanija potpisali Memorandum o razumijevanju

Društvo LNG Hrvatska d.o.o. sklopilo je 12. listopada 2023. Memorandum o razumijevanju za moguću suradnju u području poslovanja u industriji za ukapljeni prirodni plin, obnovljivih izvora energije i energetske učinkovitosti s društvom SK E&S Co., Ltd., sa sjedištem u Seulu. Društvo SK E&S Co., dio je SK Grupe, osnovane 1953. godine, druge po veličini južnokorejske korporacije, strateški usmjerene na energetske poslovanje, napredne tehnologije, zelenu i održivu energiju i digitalno poslovanje. Dvije kompanije zajedno će raditi na projektima efikasnosti rada Terminala za UPP, hvatanja CO<sub>2</sub> kao i razvoju distributivne stanice za distribuciju UPP-a. U ime LNG Hrvatska Memorandum o razumijevanju potpisao je direktor društva **Ivan Fugaš**.



## INA dobila dozvolu za istraživanje geotermalnih potencijala

INA je na natječaju za istraživanje geotermalnih potencijala u Slavoniji, Podravini i Međimurju, koje je provela Agencija za ugljikovodike, a odobrilo Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, dobila dozvolu za istraživanje geotermalnih voda za dva istražna prostora Leščan i Međimurje 5. Slijedi istražno razdoblje u kojem će se pažljivo analizirati geotermalni potencijal. U planu je bušenje do 12 istražnih bušotina na spomenuta dva istražna prostora koje će kasnije u eksploatacijskoj fazi biti korištene za proizvodnju i utiskivanje geotermalne vode.

Nadamo se kako će ishodenje svih potrebnih dozvola za planirane istražne radove biti efikasno kako bi se komercijalna upotreba realizirala u što je moguće kraćem vremenskom roku. Također, suradnja s lokalnim zajednicama i svim relevantnim institucijama će doprinijeti ostvarivanju željenih ciljeva od kojih će biti koristi za našu kompaniju, ali i lokalnu i regionalnu samoupravu te hrvatsko društvo u cjelini.

Vezano uz mogućnosti iskorištavanja geotermalne energije, uz ova nova istraživanja, INA u narednom razdoblju planira ispitati i geotermalni potencijal na postojećim iscrpljenim poljima ugljikovodika gdje postoji takav potencijal i tako potencijalno revitalizirati postojeću bušotinsku infrastrukturu.

Dodjela dozvola za istraživanje geotermalnih potencijala otvara nove poslovne mogućnosti i za Ininu servisnu kompaniju Crosco koja već aktivno pruža usluge na tržištu geotermalne energije. Crosco ima ogromno iskustvo u provedbi raznih vrsta bušačkih aktivnosti te je u mogućnosti pružiti usluge bušenja geotermalnih bušotina za to zainteresiranim kompanijama, kako u Hrvatskoj tako i u regiji.

## AZU organizirala radionicu „Provedba geotermalnih projekata“

Agencija za ugljikovodike (AZU) organizirala je inovativnu radionicu pod nazivom „Provedba geotermalnih projekata“ kako bi potaknula bržu realizaciju geotermalnih projekata u Republici Hrvatskoj.

Radionicu su održale direktorica Sektora za geotermalnu energiju, **Martina Tuschl**, voditeljica Službe za razvoj geotermalnog potencijala, **Ljiljana Zornjak** i viša savjetnica specijalistica u Službi za razvoj geotermalnog postrojenja, **Zorica Kurešić**.



Na radionici su sudjelovali investitori, nosioci dozvola za istraživanje geotermalnih voda, ujedno i predstavnici lokalnih zajednica.

Ova edukativna inicijativa ima za cilj pomoći ovlaštenicima dozvola za istraživanje geotermalnih voda da bolje razumiju svoja prava i obveze sukladno zakonodavstvu.

Geotermalni projekti predstavljaju dvostruki izazov, kako tehnički tako i pravno, a ova radionica će omogućiti sudionicima da steknu dublje razumijevanje procesa i zakonskih procedura uz međusobno upoznavanje, diskusiju, dijalog i razmjenu iskustava ovlaštenika dozvola, a sve s ciljem kako bi zajednički doprinijeli razvoju geotermalnih projekata u Republici Hrvatskoj.

## Konferencija o održivosti HGK

Hrvatska gospodarska komora organizirala je 19. rujna, u Laubi, u Zagrebu, 4. međunarodnu konferenciju Podržimo održivo 2023. Kroz novi format ključnih dijaloga (eng. *key dialogues*) na ovogodišnjoj konferenciji predstavili su se govornici na četiri glavne tematske cjeline konferencije: net positive put, suradnja i održivost, tehnologije i dizajn za održivost te vodstvo u održivosti. Podržimo održivo je kon-



ferencija sa snažnom međunarodnom i europskom perspektivom, koja okuplja istaknute stručnjake za održivost, poslovnu strategiju, financije, tehnologiju, dizajn, javne politike i buduće trendove.

Novost ovogodišnje konferencije je i predstavljanje hrvatskog ESG ratinga uz svečanu dodjelu nagrada održivim tvrtkama u Hrvatskoj. Na konferenciji su svoje ESG modele i planove predstavili predstavnici tvrtki. Među njima bio je i **Hrvoje Glavaš**, direktor industrijskih i korporativnih usluga u Ini, koji je istaknuo da je Inina nabava prošle godine pokrenula vlastiti program inovacija opskrbnog lanca, fokusirajući se na održive prilike. Kako je rekao „glavni cilj programa je promicanje smanjenja emisija CO<sub>2</sub> u Ina grupi i dobavljačkom lancu kako bi se podržala strategija MOL Grupe „Shape Tomorrow 2030+“ unutar koje i INA igra važnu ulogu. Dugoročno gledano, tvrtke koje ulažu u ESG stabilnije su i uspješnije se prilagođavaju novim uvjetima na tržištu pa su samim time i pouzdaniji poslovni partneri. U Ini već dugi niz godina pratimo svjetske trendove i kontinuirano radimo na uvođenju održivih praksi kako bismo našim kupcima pružili sigurnosti i pouzdanost.“

## U proizvodnji nova Inina plinska bušotina na koncesiji u Egiptu

Nakon Ininog komercijalnog otkrića plina krajem 2022. godine na bloku East Damanhur u Egiptu, delti Nila, bušotina je u vrlo kratkom roku spojena na proizvodnu infrastrukturu polja Disouq, koje se nalazi u blizini i puštena u proizvodnju 26. rujna 2023. Inin udio u početnoj proizvodnji iznosi približno 200 boe dnevno.

INA je 2021. godine kao 20-postotni partner s operatorom Wintershall Dea i partnerom Cheiron Energy ušla u koncesiju East Damanhur te su ove godine završile istražne aktivnosti.

Svoje aktivnosti INA većinom provodi na području Zapadne pustinje i delta Nila na četiri proizvodne koncesije – North Bahariya, Ras Qattara, West Abu Gharadig i East Damanhur te na istražnoj koncesiji East Bir El Nus također u Zapadnoj pustinji.

## JANAF ostvario rast prihoda od 33 posto

Podaci o financijskom izvještaju JANAF-a za razdoblje od 1. 1. do 30. 6. 2023. godine pokazuju snažan nastavak rasta prihoda. U prvih šest mjeseci ove godine, JANAF je ostvario ukupne prihode od goto-



vo 74 mil. eura koji su veći za 33% od ostvarenja u istom razdoblju prethodne godine. U promatranom razdoblju ostvarena je bruto dobit u iznosu od gotovo 39 mil. eura i neto dobit u iznosu od gotovo 32 mil. eura. Rast prihoda dolazi iz temeljne djelatnosti Društva, transporta nafte i skladištenja nafte i naftnih derivata koji iznose gotovo 72 mil. eura i veći su za 32% od ostvarenja prethodne godine. U poslovanju s inozemnim kupcima ostvareno je 72% prihoda od temeljne djelatnosti što ponovno potvrđuje izvoznu orijentiranost kompanije.

Poslovanje u prvih šest mjeseci obilježilo je sklapanje novih ugovora za transport i skladištenje i to s NIS-om, MOL Grupom, Agencijom za ugljikovodike, Vitomol, INA-om i Litascom.

## JANAF sklopio višegodišnji ugovor za skladištenje derivata

Jadranski naftovod d.d. sklopio je s društvom ADRIA OIL d.o.o. Ugovor o skladištenju naftnih derivata na Terminalu Omišalj za 20.000 m<sup>3</sup> dizelskog goriva za razdoblje od 1. 10. 2023. do 30. 9. 2028. godine.

„S velikim zadovoljstvom objavujemo sklapanje višegodišnjeg ugovora s novim domaćim partnerom što potvrđuje kvalitetu i povjerenje koje JANAF ima na tržištu. Pridobivanje povjerenja partnera i razvoj dugotrajnih partnerstava jedna je od strateških odrednica poslovanja Jadranskog naftovoda. Vrhunska kvaliteta usluge i kontinuirano ulaganje u naftovodno-spremnički sustav te zadovoljstvo partnera, snaga su i jamstvo za stabilno i profitabilno poslovanje“, poručuju iz Jadranskog naftovoda.

## Član Inine Uprave na poslovnom forumu Inicijative triju mora

Ovogodišnji osmi po redu *Summit Inicijative triju mora* (*Three Seas Initiative – 3SI*), održan je 6. i 7. rujna u Bukureštu, u organizaciji Vlade Rumunjske. Službenu delegaciju Hrvatske na Summitu predvodio je predsjednik Vlade RH **Andrej Plenković**.

U okviru Summita 7. rujna održan je i poslovni forum na kojem su, uz hrvatsku gospodarsku komoru bili i predstavnici devet hrvatskih tvrtki: Altpro, CIO, INA, Ires ekologija, Končar-Inženjering, LNG Hrvatska, Odašiljači i veze, Plinacro i Lučka uprava Rijeka.

Robna razmjena sa zemljama članicama Inicijative triju mora u 2022. godini iznosila je 33,8 posto ukupne robne razmjene Hrvatske sa svijetom. Zemlje članice Inicijative sudjeluju u izvozu Hrvatske 35,4 posto, dok u uvozu sudjeluju s 32,9 posto. Turisti iz pet zemalja Inicijative triju mora (Poljske, Slovenije, Austrije, Češke i Mađarske) ostvarili su prethodnih godina gotovo 44 posto noćenja svih stranih turista u Hrvatskoj.



**Hrvoje Šimović**, član Uprave Ine, bio je dijelom hrvatskog gospodarskog izaslanstva, predvođenog predsjednikom Vlade Andrejom Plenkovićem, i sudjelovao na poslovnom forumu Inicijative triju mora.

Primarni cilj ove inicijative koju čini 12 država članica EU je poticanje gospodarskog rasta i otpornosti regije kroz glavna područja djelovanja: energetika (dekarbonizacija i obnovljivi izvori energije, nuklearna energija i vodik), promet (željeznički i cestovni) i digitalizacija (kibernetička sigurnost u oblaku te strateški pristupi sigurnom, održivom i ubrzanom usvajanju umjetne inteligencije).

## Zsuzsanna Ortutay nova predsjednica Uprave Ine

Ina ima novu predsjednicu Uprave, **Zsuzsanne Ortutay**, koju je imenovao Nadzorni odbor i to na razdoblje od 1. srpnja 2023. do 30. lipnja 2026.

Na dužnost predsjednice Uprave Ine Zsuzsanna Ortutay dolazi s dužnosti članice Nadzornog odbora Ine, više potpredsjednice Poslovnih rješenja MOL Grupe i članice Uprave Sloznafta. Karijeru je započela 1998. kao voditeljica odnosa s investitorima u TVK-u, petrokemijskoj tvrtki MOL Grupe. Voditeljica Riznice TVK-a bila je 2003. godine, kada se preselila u Zagreb i do 2006. radila u Ini kao savjetnica za riznicu glavnog financijskog direktora. Od 2007. do 2009. bila je voditeljica Kontrolinga maloprodaje MOL Grupe, a od 2009. do 2010. voditeljica projekta integracije i poboljšanja učinkovitosti Ine s fokusom na financijsku stabilizaciju i održivu učinkovitost. Bila je rizničarka MOL Grupe između 2013. i 2018., a između 2018. i 2019. obnašala je ulogu financijske direktorice u MOL-u Mađarska.

Od 2018. do 2020. bila je članica Upravnog odbora kompanije JMSR, zajedničkog pothvata MOL-a s



japanskom korporacijom za sintetičku gumu Japanese Synthetic Rubber. Od 2019. izvršna je direktorica MOL GBS-a, centra za financije i usluge ljudskih resursa MOL Grupe, organizacije od 500+ zaposlenika koja pokriva aktivnosti 100+ kompanija MOL Grupe u osam zemalja. Nakon akvizicije poljske maloprodajne mreže goriva, 2022. postala je članica Nadzornog odbora MOL-a Poljska. Diplomirala je na Sveučilištu Baker u Kansasu, magistrirala ekonomiju na Sveučilištu u Miskolcu i završila postdiplomski studij DESS (Diplôme d'études supérieures spécialisées) iz bankarstva i financija na Panthéon-Assas na Sveučilištu u Parizu.

## Održan 7. hrvatski geološki kongres

Sedmi po redu Hrvatski geološki kongres održan u Poreču od 2. do 4. listopada ove godine okupio više od 200 sudionika. Kongres je otvorio predsjednik Hrvatskog geološkog društva i ravnatelj Hrvatskog geološkog instituta dr. sc. **Slobodan Miko**. Prigodne govore održali su **Marijan Krpan** (predsjednik Uprave Agencije za ugljikovodike), direktor istraživanja u INA-i **Goran Jović** te prodekan Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta za znanost i međunarodnu suradnju izv. prof. dr. sc. **Stanko Ružičić**.

Na kongresu su održana 95 predavanja i prezentirano je 65 postera. Uz spomenute teme pozvanih predavanja, prvi dan kongresa bio je rezerviran za taložne stijene, stratigrafiju i taložne bazene, potom magmatske i metamorfne stijene, mineralogiju i geokemiju, paleontologiju i biostratigrafiju, daljinska istraživanja, mineralne sirovine, geologiju mora i kvartar. Drugi dan je bio rezerviran za hidrogeologiju i inženjersku geologiju, geohazarde, geofiziku i seizmologiju, geologiju nafte, geoenergetske sustave, geologiju krša, paleontologiju, te geološku baštinu,



muzeologiju i obrazovanje i popularizaciju geologije. Predavanja su bila organizirana u dvije dvorane, te su sudionici stalno imali osjećaj da nešto propuštaju.

Ove godine je uvedena i novost, u sklopu kongresa organizirana je radionica „Uvod u gemologiju“, koju je vodila doc. dr. sc. **Andrea Čobić** i kroz koju je u dva dana prošlo ukupno 35 sudionika. Također, za vrijeme trajanja kongresa na registracijskom stolu je predstavljen novi udžbenik iz geologije za 4. razrede prirodoslovnih gimnazija, koji su sudionici mogli pogledati i prelistati.

Kongres je završen s organiziranom jednodnevnom ekskurzijama na području Istre: Siva Istra (fliš, geohazardi, hidrogeologija), Crvena Istra (regionalne diskordancije – kopneni materijali) i Bijela Istra (karbonatna platforma, AG kamen).

## Josip Bubnić imenovan za novog operativnog direktora u Ini

Od 1. listopada 2023. godine na poziciju Ininog operativnog direktora Istraživanja i proizvodnje nafte i plina imenovan je **Josip Bubnić**, koji je do sada obnašao poziciju višeg potpredsjednika za Istraživanje u MOL Grupi.



Diplomirao je geologiju na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu Sveučilišta u Zagrebu, a Ini se pridružio 2000. godine kao mlađi geolog u istraživanju ugljikovodika. Tijekom karijere obavljao je poslove rukovoditelja istražnih radova u Namibiji i Siriji, direktora Istražnih projekata i direktora Geologije i geofizike. Prije odlaska na poziciju višeg potpredsjednika za Istraživanje u MOL Grupi, obnašao je poziciju direktora sektora Istraživanja unutar Ininog segmenta djelatnosti Istraživanje i proizvodnje nafte i plina.

*Pripremila: Stefanija Novak-Zoroe*



**IZ  
NAŠE  
ARHI  
VE**

# Mogućnost iskorištavanja geotermalne energije iz vodenog okruženja naftnog polja Beničanci

Ismet Kulenović, Miroslav Veselinović, Pavo Rajič, Mladen Škrlec,  
INA, SD Istraživanje i proizvodnja nafte i plina – Naftaplin

**Ključne riječi:** geotermalna energija, vodenog okruženje naftnih ležišta, geotermalni potencijal

## Sažetak

Vodena okruženja naftnih ležišta u Panonskom bazenu sadrže znatne količine geotermalne energije. U radu je razmatrana mogućnost proizvodnje takve energije iz vodenog okruženja naftnog polja Beničanci bez štete po iscrpak nafte.

Konceptualni pristup mogućnosti iskorištavanja vodenih okruženja naftnih ležišta ako takva ležišta imaju povoljna geotermalne i hidrodinamičke karakteristike, dao je Dr. Srećko Čubrić u članku: „Geotermalna energija vodenih okruženja naftnih ležišta“ Nafta br. 5 iz svibnja 1978. godine (lit. 1.). U tom radu objašnjene su osnovne karakteristike procesa, dan je proračun za sistem crpljenja geotermalne vode iz vodenog okruženja čija je temperatura oko 130°C, s dvije bušotine koje bi mogle proizvoditi oko 1600 m<sup>3</sup>/dan vruće vode bez ikakvog utjecaja na iscrpak nafte.

Inicijativa za realizaciju projekta proizvodnje geotermalne vode na naftnom polju Beničanci potaknuta je zainteresiranošću gospodarstvenika s ovog područja za korištenje geotermalne vode u gospodarske svrhe. U tom cilju pokrenuta je akcija ispitivanja tehničkih i ekonomskih aspekata korištenja tople vode kao toplinske energije.

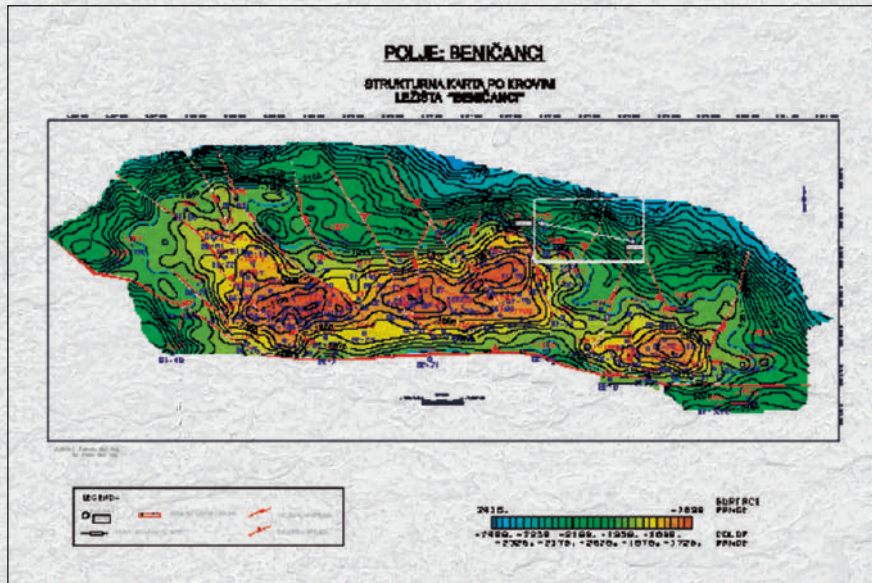
U ovom radu dan je prikaz geoloških, hidrodinamičkih i geotermalnih karakteristika ležišta Beničanci, mogućnost proizvodnje geotermalne vode te njeno ponovno vraćanje nakon iskorištavanja njene topline. Postupak je prikazan na dvije konkretne bušotine koje u sadašnjoj fazi proizvodnje nafte služe

kao rezervne utisne pa se mogu koristiti za realizaciju ovog projekta. Napravljena je geološko fizikalna analiza te potrebni proračuni na primjeru iskorištavanja jedne proizvodne i jedne utisne bušotine (dijela) vodonosnika naftnog polja Beničanci. Iskorištavanje geotermalne vode predviđeno je kao zatvoreni sistem od jedne proizvodne i jedne utisne bušotine. Proračun geotermalnog potencijala napravljen je za dvije varijante. U Varijanti 1 pristup proračunu geotermalnog potencijala leži u mogućnosti korištenja trenutnih stanja na bušotinama, dok je za Varijantu 2 predviđeno aktiviranje proizvodnje geotermalne energije iz cjelokupnog volumena odabranog segmenta uz raskrivanje dodatnog dijela ležišta kroz koji su bušotine prošle.

## Uvod

Iskorištavanju geotermalne energije kao obnovljivom i ekološki čistom energentu širom svijeta pa tako i u našoj zemlji posvećuje se sve veća pažnja. U hrvatskoj su uz djelatnost istraživanja nafte i plina razvijene i tehnike i tehnologije za proizvodnju geotermalne vode iz dubokih geotermalnih ležišta.

Od 1976. Godine Ina-Naftaplin radi na istraživanju i ispitivanju geotermalnih ležišta. Temelj tih istraživanja bili su studijski obrađeni podaci dobiveni istražnim bušotinama, koje su imale za cilj pronalaženje rezervi nafte i plina. Za provjeru na taj način dobivenih podataka, obavljena su neka istražna bušenja s ciljem istraživanja i ispitivanja geotermalnih ležišta. Od brojnih područja s geotermalnim resursima najznačajnija su područja između Koprivnice Ludbrega i Legrada, jugozapadni dio Zagreba te Bizovac kod Valpova.



Slika 1. Strukturalna karta po krovini ležišta Beničanci

Vodena okruženja naftnih ležišta u panonskom bazenu sadrže znatne količine geotermalne energije, pa su to potencijalne rezerve koje bi se mogle iskoristavati. Konceptualni pristup mogućnosti iskorištavanja vodenih okruženja naftnih ležišta ako takva ležišta imaju povoljne geotermalne i hidrodinamičke karakteristike dao je dr. Srećko Čubrčić u članku: „geotermalna energija vodenih okruženja naftnih ležišta“ nafta br. 5 iz svibnja 1978. godine. U radu je razmatrana mogućnost proizvodnje takve energije iz naftnih ležišta gdje se podržava tlak putem konturnog zavodnjavanja, te se dokazuje da je moguće istovremeno crpiti naftu i vruću vodu bez štete po iscrpak nafte. Važno je napomenuti da se ova energija može proizvoditi i nakon iscrpljivanja zaliha ugljikovodika iz ležišta i na taj način produžiti proizvodnju na polju.

Geotermalni projekti imaju četiri glavne investicijske komponente:

1. Analiza izvora – pronalaženje i definiranje izvora geotermalne energije
2. Proizvodnja geotermalnog fluida – izrada bušotina i sustava za prikupljanje fluida
3. Pretvorba energije – proizvodnja korisnog oblika energije iz geotermalnog fluida
4. Drugi tekući troškovi

U ovakvoj strukturi troškova najveći dio čine prve dvije točke pa je proizvodnja geotermalne energije iz vodenog okruženja ležišta ugljikovodika, korištenjem postojećih bušotina i korištenjem postojećih razvodnih sistema za utiskivanje, sigurno najjeftinija varijanta proizvodnje geotermalne energije.

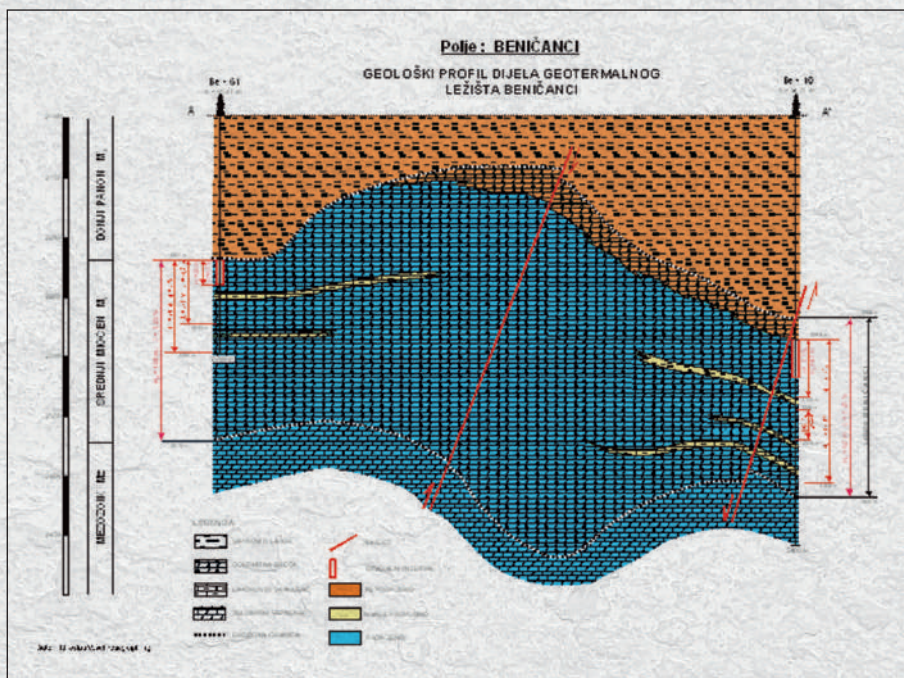
U ovom radu dan je prikaz osnovnih karakteristika procesa, geološke, hidrodinamičke i geotermalne karakteristike ležišta Beničanci. Napravljen je proračun geotermalnog potencijala u dvije varijante crpljenja te potrebni proračuni na primjeru jedne proizvodne i jedne utisne bušotine segmenta vodonosnika naftnog polja Beničanci. Iskorištavanje geotermalne vode predviđeno je kao zatvoreni sistem od jedne proizvodne i jedne utisne bušotine. Za proizvodnu bušotinu odabrana je Be-61, zbog boljih hidrodinamičkih karakteristika, a za utisnu bušotina Be-10.

## Geološko-fizikalni parametri ležišta Beničanci

Struktura polja Beničanci je izdužena antiklinala pružanja istok-zapad. Antiklinalna struktura je izlomljena s desetak normalnih rasjeda generalnog pružanja sjever-jug, sa skokovima oko pedeset metara. Ovi rasjedi se reflektiraju i na mlađe sedimente.

Ležište ugljikovodika pod nazivom Beničanci nalazi se u vapneno-dolomitnim brečama badenske ( $M_4$ ) starosti, sedimentološki definirane kao siparišne breče. Uglavnom su sastavljene od dolomitnog detritusa, a rjeđe od vapnenačkog. Vezivo je mikrokristalasta dolomitna masa. Procesima tektonike i selektivnim otapanjem dijela veziva nastala je visoka sekundarna poroznost i visoka propusnost, što je rezultiralo dobrim kolektorskim svojstvima. Srednji porozitet breča iznosi 7,33%. Temperatura u težištu ležišta (-1877 m) iznosi 123°C, a temperaturni gradijent ležišta je

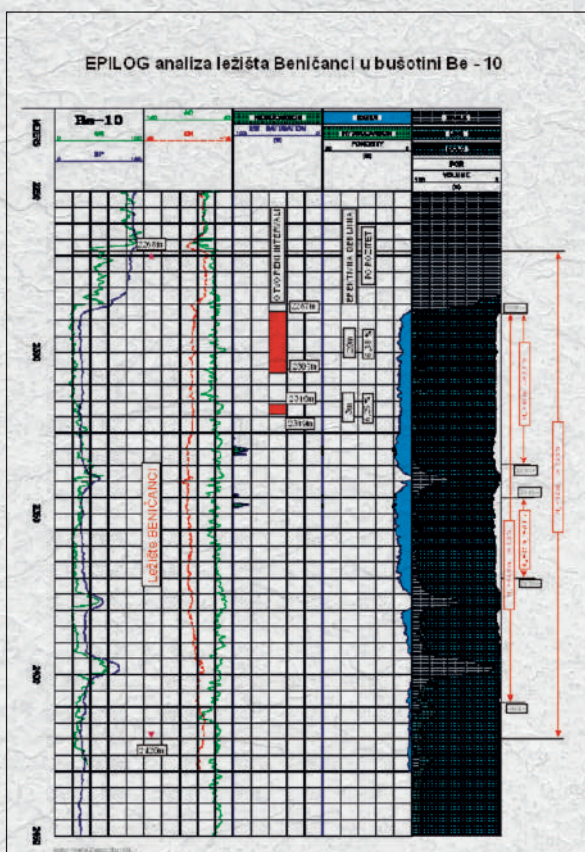




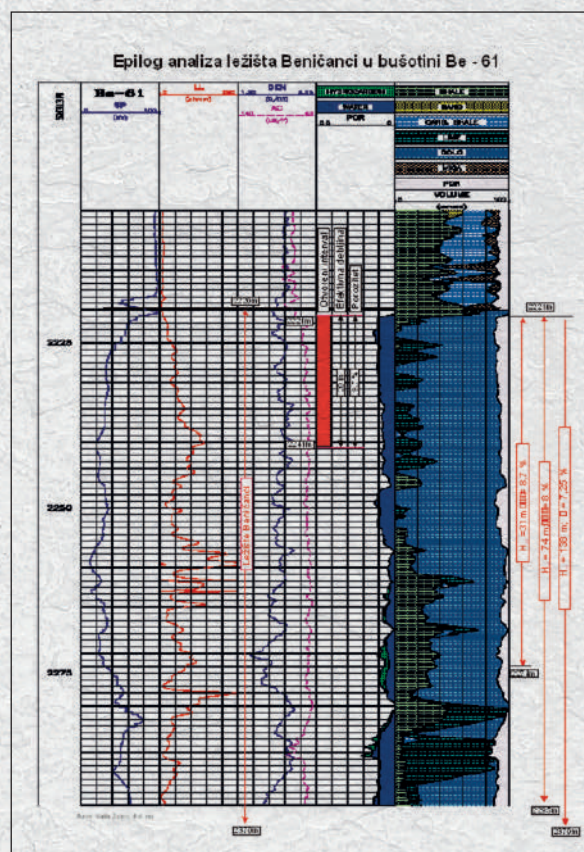
Slika 2. Geološki profil dijela geotermalnog ležišta Beničanci

povišen u odnosu na regiju i iznosi  $5,75^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ . Ležište predstavlja jednu hidrodinamičku cjelinu s jedinstvenim kontaktom nafta-voda na  $-1955\text{ m}$ , te se rasjedi ne tretiraju kao komunikacijske barijere (lit. 2.).

Ako nije zasićeno naftom ležište Beničanci je zasićeno vodom saliniteta oko  $10\text{ g NaCl/l}$ . Vodonosnik ležišta je znatno veći od samog ležišta Beničanci i predstavlja zajednički vodonosnik s ležištima na susjednim poljima Ladislavci i Lacići (lit. 3.).



Slika 3. EPILOG analiza ležišta Beničanci u bušotini Be-10



Slika 4. EPILOG analiza ležišta Beničanci u bušotini Be-61

Odabrano područje s bušotinama Be-10 i Be-61 nalazi se na sjevernom rubnom dijelu polja u zavodnjem dijelu ležišta (Slika 1.).

Bušotine su bušene sa svrhom održavanja slojnog tlaka u naftnom ležištu preko vodonosnika. Debljina ležišta u bušotinama je gotovo ista (Be-10: 152 m; Be-61: 150 m), međutim, dok je bušotina Be-10 probušila cijelo ležište, bušotina Be-61 je došla tek do polovice.

Na temelju seizmike i geološkog modeliranja napravljen je geološki profil između ovih bušotina. Na profilu se vidi da debljina ležišnog kolektora (dolomitne breče) s vodnim zasićenjem iznosi i više od 250 m. Osim toga, kolektor za vodu su i stijene ispod dolomitnih breča, tj. dolomiti i dolomitični vapnenci čija podina nije definirana, što otvara daljnju perspektivu ovim (ali i drugim) bušotinama. Između bušotina se nalazi jedan reversni i jedan normalni rasjed koji (kako je već rečeno) ne predstavljaju komunikacijsku barijeru. Unutar ležišta postoje manji nepropusni ili slabije propusni dijelovi. U bušotini Be-10 dvadeset metara krovinskog dijela ležišta je nepropusna kompaktna breča s karbonatnim i laporovitim vezivom, a dublje su još tri nepropusna dijela pojedinačne debljine do 5 m. Unatoč tome je efektivna debljina ležišta preko 60% ukupne debljine tj. 92 m. U bušotini Be-61 taj je odnos još povoljniji. Od njene ukupne debljine 92% je efektivna debljina, tj. 138 m. Podaci o porozitetima i efektivnim debljinama po pojedinim karotažno analiziranim intervalima vidljivi su na geološkom profilu (Slika 2.) i karotažnim dijagramima bušotina (Slika 3. i 4.).

## Osnovne karakteristike procesa i varijante proračuna

Iskorištavanje geotermalne vode predviđeno je kao zatvoreni sistem od jedne proizvodne i jedne utisne bušotine. Za proizvodnu bušotinu odabrana je Be-61, zbog boljih hidrodinamičkih karakteristika, a za utisnu bušotina Be-10 (lit. 5.). Glavni kriteriji za izbor tog para bušotina bio je njihov položaj u odnosu na potencijalne potrošače te njihov trenutni status na naftnom polju Beničanci (koriste se kao rezervne utisne bušotine za podržavanje ležišnog tlaka). Dakle, razradni kriteriji nisu bili dominantni u njihovom odabiru.

Bušotine se nalaze iza ruba naftonosnosti i inicijalno su nabušile samo vodonosnik naftnog polja.

Intervali iz kojih se namjerava proizvoditi i u koje se namjerava utiskivati, nalaze se oko 200 m dublje u odnosu na inicijalni kontakt nafta-voda. Zatvoreni sistem proizvodnje, iz odabranog segmenta vodonosnika, podrazumijeva da će se sva proizvedena topla voda, nakon odvođenja topline, utisnuti nazad u segment vodonosnika. Dakle, u promatranom segmentu neće se ostvarivati nikakve dodatne tlačne depresije u odnosu na ostatak vodonosnika. Prema prethodno iznesenom, a i prema sličnim analizama rađenim za naftno polje Beničanci (lit. 1.), možemo pretpostaviti da je mala mogućnost da će ovakav način proizvodnje geotermalne vode iz ovog segmenta imati utjecaj na trenutnu proizvodnju nafte.

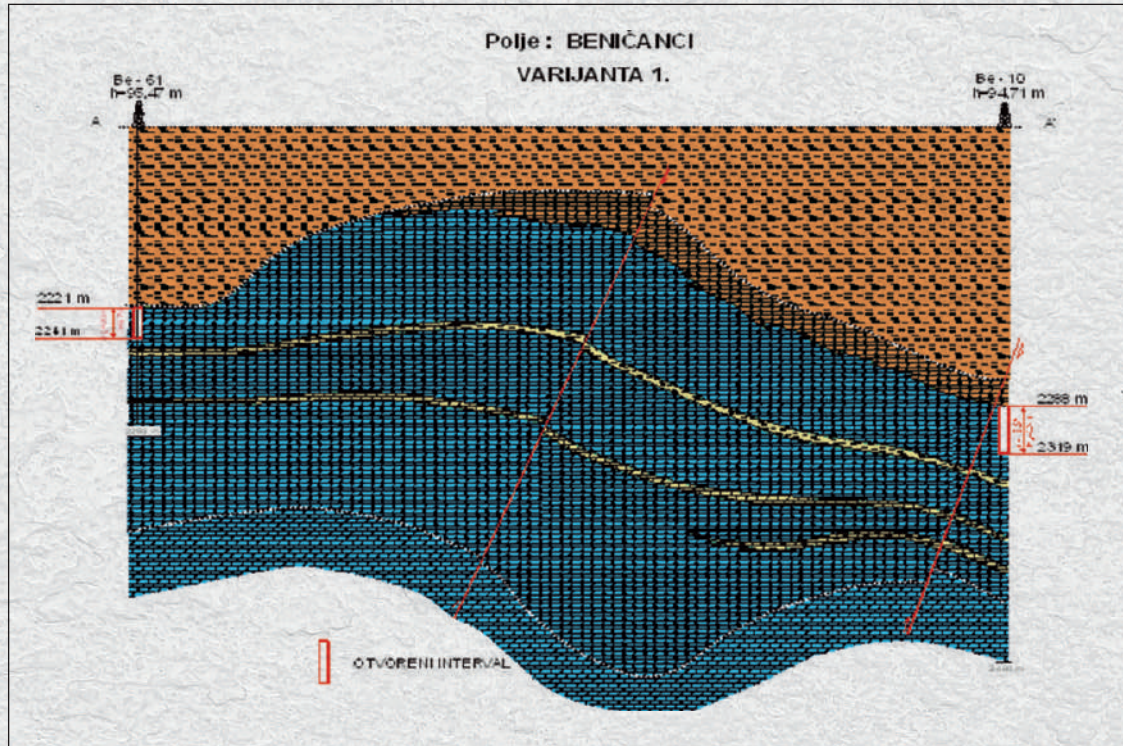
Kvalitetniji, a ujedno i pouzdaniji odgovor na ovo pitanje dala bi hidrodinamička 3D simulacija proizvodnje tople vode iz odabranog segmenta, sagledana u cjelini s ostatkom ležišta pri različitim količinama crpljenja (različitim tlačnim depresijama na proizvodnoj bušotini).

Proračun geotermalnog potencijala, pri proizvodnji iz ovog segmenta vodonosnika, napravljen je za dvije varijante:

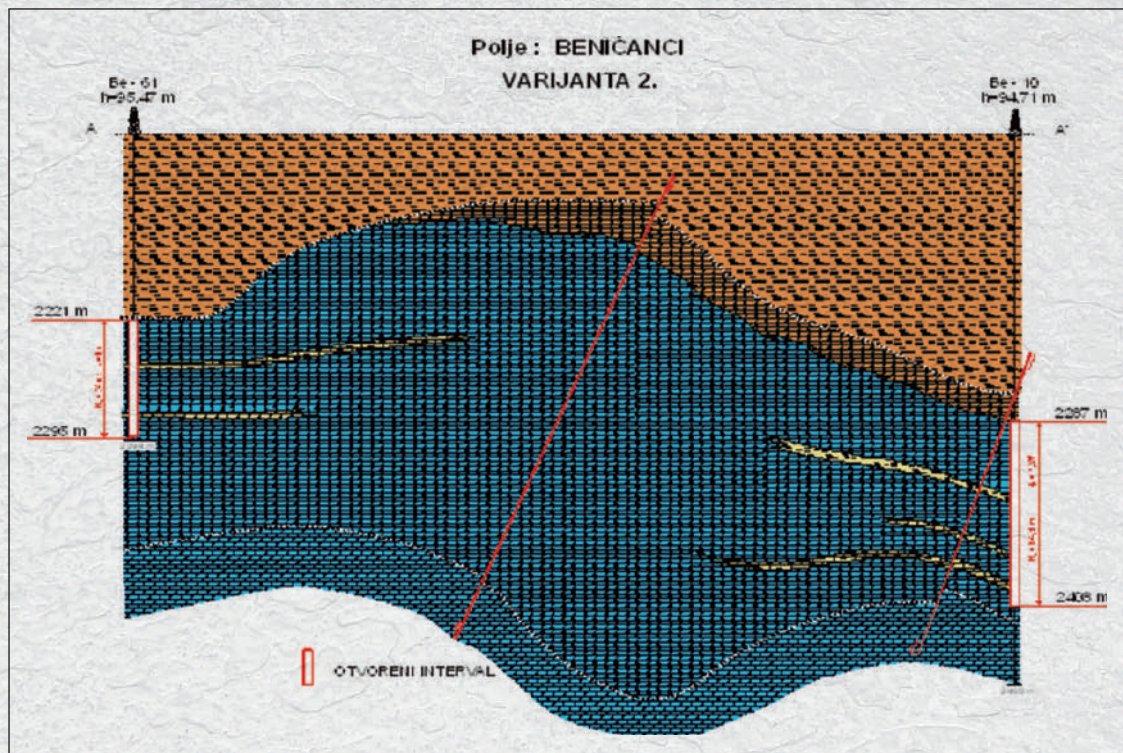
**Varijanta 1.** – Analizirajući trenutno stanje otvorenih intervala na bušotinama Be-61 i Be-10 u kontekstu s geološkim rješenjem na promatranom segmentu i bušotinskim karotažnim dijagramima, pretpostavljena je mogućnost postojanja kontinuiranog sloja lapora, koji bi odvajao gornji dio vodonosnog segmenta od donjeg, te je taj slučaj definiran kao Varijanta 1 (Slika 5.). Cijeli vodonosnik naftnog ležišta Beničanci čini jednu hidrodinamičku cjelinu, no s obzirom da se ovdje analizira samo segment tog vodonosnika, ovakav pristup pri odabiru proračunskih parametara je opravdan.

**Varijanta 2.** – Za Varijantu 2 pretpostavljeno je aktiviranje proizvodnje geotermalne energije iz cjelokupnog volumena odabranog segmenta, uz raskrivanje dodatnih donjih intervala na bušotinama (Slika 6.).

U tablicama 1., 2. i 3. dani su osnovni parametri Varijante 1 i 2. Ovdje treba naglasiti da glavni razlog pristupa proračunu geotermalnog potencijala Varijante 1 leži u mogućnosti korištenja trenutnih stanja na bušotinama, dakle, bez dodatnih raskrivanja i hidrodinamičkih mjerenja, odnosno bez dodatnih troškova. Može se reći da je Varijanta 1 varijanta *opreznog* pristupa s minimalnim geotermalnim potencijalom, dok Varijanta 2. predstavlja uobičajeni pristup razradi tako odabranih segmenata te daje realniju sliku geotermalnog potencijala ovog segmenta.



Slika 5. Varijanta 1.



Slika 6. Varijanta 2.

Tablica 1: Osnovni parametri promatranog segmenta vodonosnika naftnog ležišta Beničanci za Varijantu 1 i 2

Parametri ležišta kod varijanti 1. i 2.		
	Varijanta 1.	Varijanta 2.
Efektivna debljina (m):	20,00	171,76
Porozitet (%)	9,70	7,25

Tablica 2: Osnovni parametri proizvodne bušotine Be-61 za Varijantu 1 i 2

Bušotini Be-61		
Indeks produktivnosti po dužnom metru:	59,09	m <sup>3</sup> /dan/bar/m`
	Varijanta 1.	Varijanta 2.
Napucani intervali (od m do m):	2221-2241	2221-2295
Efektivna debljina (m):	20,00	74,00
Indeks produktivnosti (m <sup>3</sup> /dan/bar):	1181,80	4372,66
Porozitet (%)	9,70	8,00

Tablica 3: Osnovni parametri utisne bušotine Be-10 za Varijantu 1 i 2

Bušotini Be-10		
Indeks injektivnosti po dužnom metru:	5,76	m <sup>3</sup> /dan/bar/m`
	Varijanta 1.	Varijanta 2.
Napucani intervali (od m do m):	2287-2307 ; 2316-2319	2287-2408
Efektivna debljina (m):	23,00	84,80
Indeks injektivnosti (m <sup>3</sup> /dan/bar):	132,48	488,45
Porozitet (%)	6,30	7,30

## Hidrodinamičke i geotermalne karakteristike promatranog segmenta vodonosnika naftnog ležišta Beničanci

Kolektorska stijena promatranog segmenta vodonosnika je vapneno-dolomitna breča dvojne poroznosti, primarne (međuzrnske) te sekundarne (pukotinske). Zasićena je slojnom vodom bogatom solima i sadrži 7 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> (GWR) (lit. 1.). Prosječna svojstva vode vodonosnika naftnog polja Beničanci dana su u tablici 4 (lit. 4.).

Vrijednosti ležišnog tlaka u promatranom segmentu za Varijantu 1 i 2 (tablica 7.), dobivene su na osnovi analiza hidrodinamičkih mjerenja obavljenih na bušotinama Be-61 i Be-10 u siječnju i ožujku 2005. (tablice 5 i 6.), (lit. 5.). Te vrijednosti, gledano u dužem periodu iskorištavanja geotermalne energije, vrijede samo pod uvjetom da se u vodonosniku naftnog polja Beničanci tlak ne mijenja, na što treba obratiti pažnju kod izbora i ugradnje dubinske sisaljke u proizvodnoj bušotini, te instalacije utisnog postrojenja na utisnoj bušotini.

Svojstva vode (na osnovi analize 25 uzorka vode iz različitih bušotina)	
Obujamska masa (st. uvjeti) (kg/m <sup>3</sup> )	1010,8
Salinitet (gNaCl/dm <sup>3</sup> )	10,59
pH	7,48
Površinska napetost (10 <sup>-3</sup> N/m)	63,16
Električna otpornost kod 20°C (Ohm m)	0,46
Klasifikacija po Palmeru	razred-I; vrsta- alkalna

Tablica 4: Prosječna svojstva vode

Tablica 5: Rezultati interpretacije hidrodinamičkih mjerenja iz ožujka 2005. na bušotini Be-61

Ležište	Bušotina	Datum mjerenja	Vrsta mjerenja	Litologija	Ispitivani interval (m)	Dubina mjerenja (m)	Usmjerenost
Beničanci	Be-61	15. - 17. 03. 2005.	Probe primanja i pad tlaka	Vapneno - dolomitna breča	2221 - 2241	2243,00	Vertikalna
ZAVRŠNI SREDNJI LEŽIŠNI TLAK	DINAMIČKI TLAK (protok 4.)	PROPUSNA SPOSOBNOST ZA VODU	PROPUSNOST ZA VODU	INDEKS INJEKTIVNOSTI	RADIJUS ISPITIVANJA	SKIN EFEKT	
bar	bar	mD m	mD	m <sup>3</sup> /dan/bar	m		
196,39	197,54	8149,10	407,50	1181,80	2331,00	-5,38	

Tablica 6. Rezultati interpretacije hidrodinamičkih mjerenja iz siječnja 2005. na bušotini Be-10

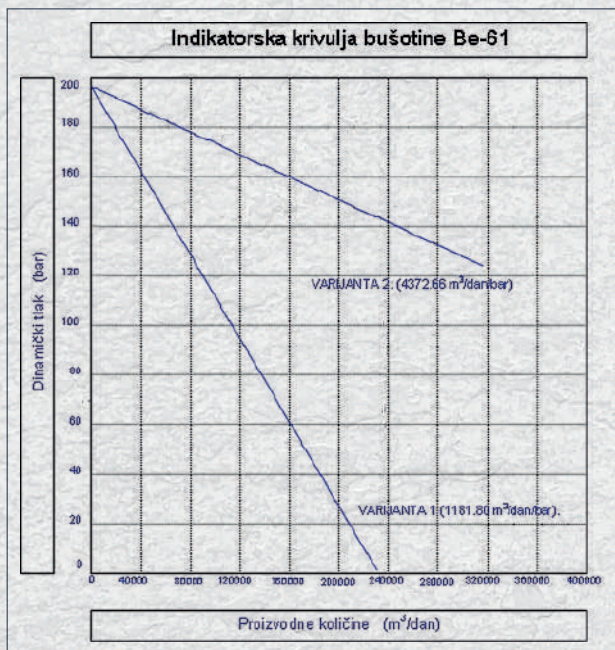
Ležište	Bušotina	Datum mjerenja	Vrsta mjerenja	Litologija	Ispitivani interval (m)	Dubina mjerenja (m)	Usmjerenost
Beničanci	Be-10	06. -07. 01. 2005.	Probe primanja i pad tlaka	Vapneno - dolomitna breča	2287,0 -2307,0 2316,0 - 2319,0	2326,00	Vertikalna
ZAVRŠNI SREDNJI LEŽIŠNI TLAK	DINAMIČKI TLAK (protok 4.)	PROPUSNA SPOSOBNOST ZA VODU	PROPUSNOST ZA VODU	INDEKS INJEKTIVNOSTI	RADIJUS ISPITIVANJA	SKIN EFEKT	
bar	bar	mD m	mD	m <sup>3</sup> /dan/bar	m		
204,69	213,07	3899,00	169,50	132,40	1896,00	-1,74	

Temperature vode u promatranom segmentu za Varijante 1 i 2 (tablica 7.), dobivene su iz jednadžbe ovisnosti temperature o dubini zalijeganja za naftno polje Beničanci (lit. 4.). Mjerenja geotermalnih gradijenata u siječnju i ožujku 2005. pokazuju da je temperatura, na dubini TSP, na predviđenoj proi-

zvodnoj bušotini Be-61 nešto veća od one koju smo izračunali, dok je situacija na utisnoj bušotini Be-10 suprotna. Stoga je se za vrijednosti temperatura na dubini težišta promatranih segmenata Varijante 1 i 2, korištena jednadžba ovisnosti temperature o dubini zalijeganja za naftno polje Beničanci.

Tablica 7: Parametri proračuna za Varijantu 1 i 2

Parametri proračuna				
Parametar	Varijanta 1.		Varijanta 2.	
Dubina težišta segmenta, $H_T$	2231	m	2313,3	m
Udaljenost između proizvodne bušotine Be-61 i utisne Be-10, d	1190	m	1190	m
Srednja efektivna debljina promatranog segmenta vodonosnika naftnog ležišta Beničanci, $h_{ef}$	20	m	17,18	m
Srednja poroznost promatranog segmenta vodonosnika naftnog ležišta Beničanci, $\alpha$	0,097	dio cjelog	0,0725	dio cjelog
Tlak na težištu promatranog segmenta, p <sub>T</sub>	196,4	bar	202,8	bar
Temperatura na težištu promatranog segmenta, T <sub>L</sub>	130,8	°C	132,9	°C
Srednja godišnja temperatura tla na površini, T <sub>0</sub>	11,8	°C	11,6	°C
Obujamska masa vode kod standardnih uvjeta, $\rho_{w,c}$	1010,8	kg/m <sup>3</sup>	1010,8	kg/m <sup>3</sup>
Volumni faktor vode kod ležišnih uvjeta na promatranom segmentu, $B_{w,c}$	1,067		1,067	
Volumni faktor vode kod uvjeta na ušću proizvodne bušotine Be-61 ( $q_w=2000$ m <sup>3</sup> /dan), $B_{w,u}$	1,065		1,065	
Volumni faktor vode kod uvjeta na ušću proizvodne bušotine Be-61 ( $q_w=4000$ m <sup>3</sup> /dan), $B_{w,u}$	1,066		1,066	
Volumni faktor vode kod uvjeta na ušću proizvodne bušotine Be-61 ( $q_w=6000$ m <sup>3</sup> /dan), $B_{w,u}$	1,066		1,066	
Volumni faktor vode kod uvjeta na ušću utisne bušotine Be-10, $B_{w,u}$	1,004		1,004	
Volumni faktor vode kod uvjeta na vrhu otvorenog intervala utisne bušotine Be-10, $B_{w,u,c}$	1,001		1,001	
Obujamska masa vode kod ležišnih uvjeta na promatranom segmentu, $\rho_{w,c}$	946,9	kg/m <sup>3</sup>	946,9	kg/m <sup>3</sup>
Obujamska masa vode kod uvjeta na ušću proizvodne bušotine Be-61 ( $q_w=2000$ m <sup>3</sup> /dan), $\rho_{w,u}$	949,0	kg/m <sup>3</sup>	949,0	kg/m <sup>3</sup>
Obujamska masa vode kod uvjeta na ušću proizvodne bušotine Be-61 ( $q_w=4000$ m <sup>3</sup> /dan), $\rho_{w,u}$	948,0	kg/m <sup>3</sup>	948,0	kg/m <sup>3</sup>
Obujamska masa vode kod uvjeta na ušću proizvodne bušotine Be-61 ( $q_w=6000$ m <sup>3</sup> /dan), $\rho_{w,u}$	948,0	kg/m <sup>3</sup>	948,0	kg/m <sup>3</sup>
Obujamska masa vode kod uvjeta na ušću utisne bušotine Be-10, $\rho_{w,u}$	1007,0	kg/m <sup>3</sup>	1007,0	kg/m <sup>3</sup>
Obujamska masa vode kod uvjeta na vrhu otvorenog intervala utisne bušotine Be-10, $\rho_{w,u,c}$	1010,2	kg/m <sup>3</sup>	1010,2	kg/m <sup>3</sup>
Specifična toplina vode kod ležišnih uvjeta promatranog segmenta, $c_{p,w,c}$	4218,0	J/(kgK)	4218,0	J/(kgK)
Specifična toplina vode kod uvjeta na ušću proizvodne bušotine Be-61 ( $q_w=2000$ m <sup>3</sup> /dan), $c_{p,w,u}$	4246,0	J/(kgK)	4246,0	J/(kgK)
Specifična toplina vode kod uvjeta na ušću proizvodne bušotine Be-61 ( $q_w=4000$ m <sup>3</sup> /dan), $c_{p,w,u}$	4249,0	J/(kgK)	4249,0	J/(kgK)
Specifična toplina vode kod uvjeta na ušću proizvodne bušotine Be-61 ( $q_w=6000$ m <sup>3</sup> /dan), $c_{p,w,u}$	4249,0	J/(kgK)	4249,0	J/(kgK)
Specifična toplina vode kod uvjeta na ušću utisne bušotine Be-10, $c_{p,w,u}$	4183,0	J/(kgK)	4183,0	J/(kgK)
Specifična toplina vode kod uvjeta na vrhu otvorenog intervala utisne bušotine Be-10, $c_{p,w,u,c}$	4127,0	J/(kgK)	4127,0	J/(kgK)

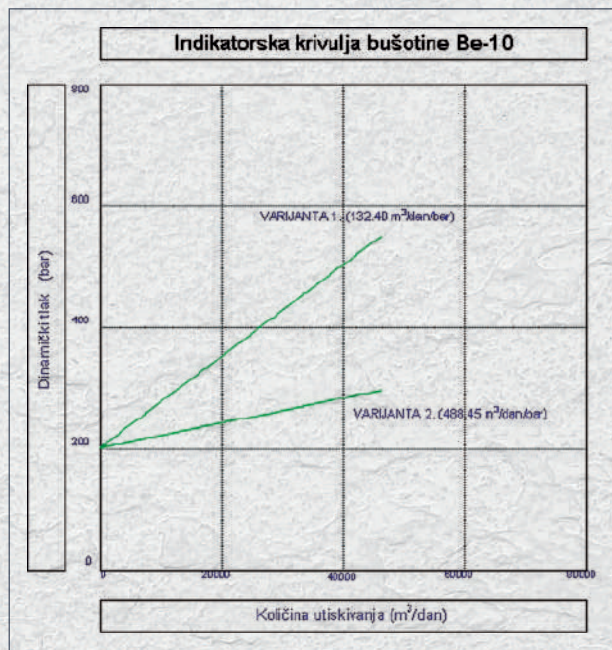


Slika 7. Indikatorne krivulje bušotine Be-61 za Varijantu 1. i 2.

Predviđena proizvodna bušotina Be-61 od srpnja 1975. koristi se kao utisna bušotina za vodu. Ukupno je utisnuto 3 215 636 m<sup>3</sup> vode. Sa utiskivanjem se prestalo početkom prosinca 2004. Usporedbom vrijednosti izmjerenih statičkih temperaturnih gradijenata u ožujku 2005. s mjerenjima iz prethodnih godina, utvrđeno je da je utisnuta voda zagrijana na početne ležišne vrijednosti temperature.

Analizom hidrodinamičkog mjerenja iz ožujka 2005. dobiven je indeks injektivnosti od 1181,8 m<sup>3</sup>/dan/bar, što iznosi 59,09 m<sup>3</sup>/dan/bar/m' (na bušotini Be-61 otvoreno je 20 m, što je ujedno i efektivna debljina). U daljnjim proračunima dobiveni indeks injektivnosti uzet je kao budući proizvodni indeks (suprotni smjer toka fluida). Vrijednost indeksa od 1181,8 m<sup>3</sup>/dan/bar korištena je u proračunu Varijante 1. Za Varijantu 2 izračunat je indeks proizvodnosti na osnovi prethodno određenog indeksa injektivnosti po dužnom metru (59,09 m<sup>3</sup>/dan/bar/m') i efektivne debljine korištene u Varijanti 2 (tablica 2.). S obzirom na dobivene vrijednosti indeksa konstruirane su indikatorne krivulje za Varijantu 1 i 2 bušotine Be-61 (slika 7.)

Ovakav pristup je moguć jedino ako se smatra da su kolektorska svojstva kolektora u dubljim intervalima jednaka onima na kojima je izvršeno mjerenje. Pregledom karotažnih dijagrama bušotine Be-61 može se zaključiti da su svojstva stijena plićeg djela promatranog segmenta ujednačena s onima iz dubljeg (poroznost, zasićenje, ...). Ako se odluči za Varijantu



Slika 8. Indikatorne krivulje bušotine Be-10 za Varijantu 1. i 2.

2 za točne vrijednosti indeksa proizvodnosti biti će potrebno napraviti nova hidrodinamička mjerenja.

Predviđena utisna bušotina Be-10 od srpnja 1975. koristi se kao utisna bušotina za vodu. Do ovog mjerenja ukupno je utisnuto 2 790 940 m<sup>3</sup> vode. Utiskivanje je prestalo u rujnu 2004.

Analizom hidrodinamičkih mjerenja iz siječnja 2005. dobiven je indeks injektivnosti od 132,4 m<sup>3</sup>/dan/bar, što iznosi 5,76 m<sup>3</sup>/dan/bar/m' (na bušotini Be-10 otvoreno je 23 m, što je ujedno i efektivna debljina). Taj indeks je korišten kod Varijante 1, dok se za Varijantu 2 primijenjen isti princip kao i za bušotinu Be-61 (tablica 3.). Na osnovi dobivenih indeksa injektivnosti konstruirane su indikatorne krivulje bušotine Be-10 (slika 8.). U slučaju Varijante 2 također se predlažu nova hidrodinamička mjerenja.

Proračun za obje varijante je napravljen za tri pretpostavljena proizvodna i utisna protoka: 2000 m<sup>3</sup>/dan, 4000 m<sup>3</sup>/dan i 6000 m<sup>3</sup>/dan.

Za proizvodnju vode na bušotini Be-61 predviđena je ugradnja dubinske pumpe (pri mjerenju statičkog gradijenta tlaka, u ožujku 2005., nivo vode nalazio se na 208 m). U proračunima za obje varijante predviđen je tlak na ušću od 10 bar koji s obzirom na indekse produktivnosti bušotina Be-61 zadovoljava sva tri protočna uvjeta. Bitno je izabrati odgovarajuću pumpu i ugraditi je na optimalnu dubinu. Proizvodnja je predviđena kroz već ugrađenu tehničku kolonu zaštitnih cijevi promjera 5" 1/2.

Potrebni tlakovi na ušću utisne bušotine Be-10, pri pretpostavljenim utisnim protocima, prikazani su u tablici 8. (pri mjerenju statičkog gradijenta tlaka, u siječnju 2005., nivo vode nalazio se na 221 m). Utis je predviđen kroz već ugrađenu tehničku kolonu zaštitnih cijevi promjera 5" ½.

## Proračun temperatura u proizvodnoj i utisnoj bušotini

Proračun temperature na ušću proizvodne bušotine Be-61 napravljen je metodom „Enthalpi balance“ s računalnim programom „PROSPER – Single Well System Analyses“. Dobivene vrijednosti temperatura na ušću prikazane su u tablici 8.

Vrijednost stabilizirane temperature ušća uzeta je nakon kontinuiranog dvogodišnjeg protoka. Na slikama 9. i 13. može se vidjeti ovisnost temperature ušća proizvodne bušotine o količini protoka za kontinuirano vrijeme trajanja protoka od 1 dana, 30 dana, 1 godine, 2 godine te 10 godina (Varijanta 1 i 2).

Vidljivo je da se nakon dvije godine temperatura stabilizira, odnosno dolazi do stabilizacije toplinskog toka iz bušotine prema okolnim stijenama.

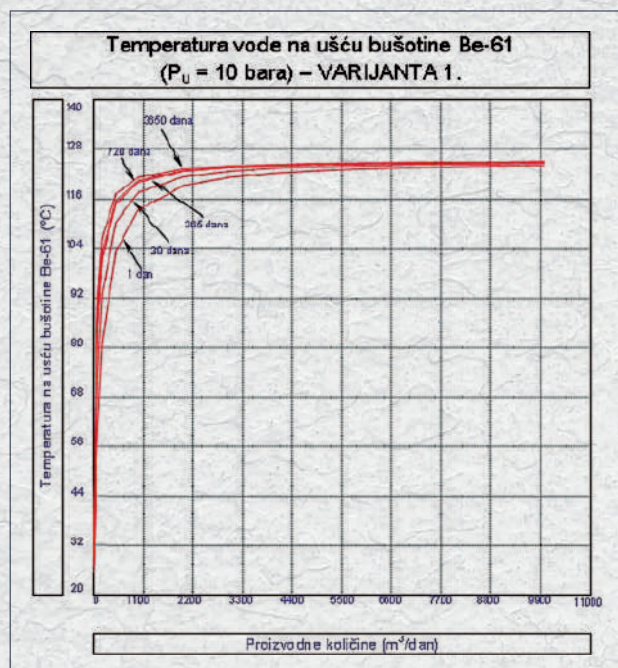
U realnim okolnostima može doći do određenih odstupanja od simuliranih i mjerenjem dobivenih vrijednosti temperatura ušća, jer metoda proračuna traži detaljan opis okolnih stijena koje se nalaze od ušća do proizvodnih otvorenih intervala (tip stijene,

poroznost, propusnost, zasićenje, tip fluida sa kojim je zasićena stijena, salinitet vode i niz drugih toplinskih koeficijenata koji karakteriziraju okolne stijene) što nije moguće uvijek točno odrediti. Ta greška ne bi trebala biti veća od 3% ako je na dnu proizvodne bušotine ista dinamička temperatura.

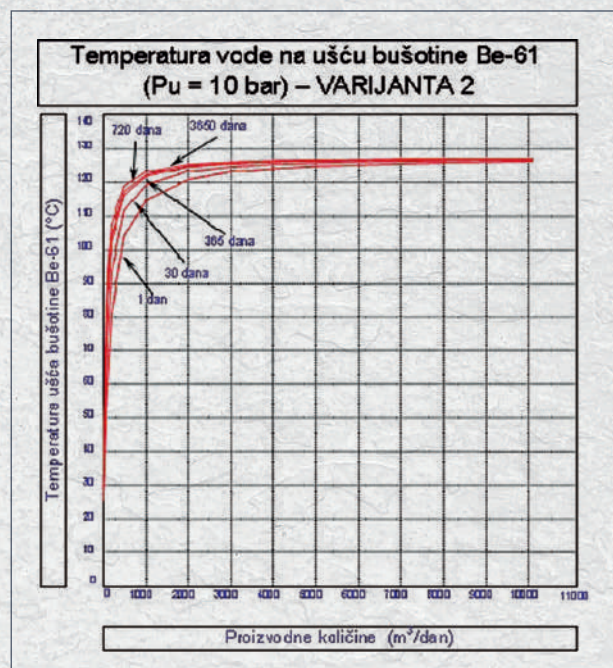
Na slikama 10., 11., 12., 14., 15. i 16. prikazan je dinamički temperaturni gradijent fluida u proizvodnoj bušotini za zadane protoke i različita vremena kontinuiranog trajanja protoka. Vidljiv je identičan trend stabilizacije nakon dvije godine kontinuirane proizvodnje. Poznavanje dinamičkog gradijenta temperature bitno je pri odabiru dubinske sisaljke, pogonskog motora i kablova za dovođenje energije uronjenom motoru.

Proračun temperature na vrhu otvorenih intervala utisne bušotine Be-10 napravljen je po metodi ruskog autora Namiot-a (lit. 6). Dobivene vrijednosti prikazane su u tablici 8. Uzete su vrijednosti nakon dvije godine kontinuiranog utiskivanja. Grafički prikaz ponašanja vrijednosti temperatura na vrhu otvorenog intervala u odnosu na vrijeme utiskivanja može se vidjeti na slici 17. Ovdje je također vidljiva stabilizacija temperature nakon dvije godine.

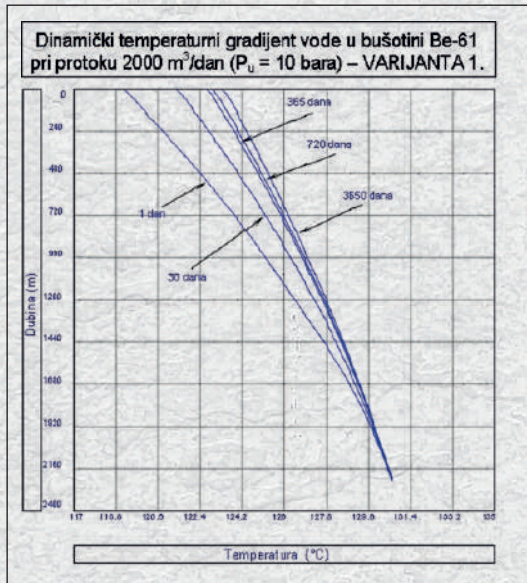
Vrijednosti temperature u utisnoj bušotini proračunate su za sva tri zadana protoke. Pretpostavljena je samo jedna vrijednost tlaka na ušću (5 bar) što u potpunosti zadovoljava potrebe ovog proračuna. Temperatura vode na ušću iznosi 20°C (pretpostavljeno je da će se razlika između temperature na ušću



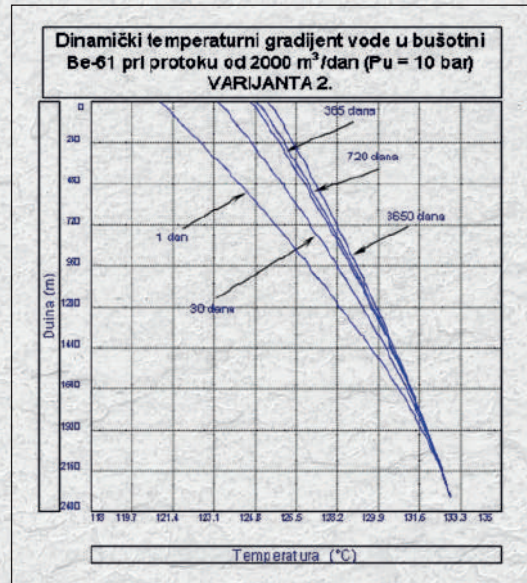
Slika 9. Temperatura vode na ušću proizvodne bušotine Be-61 u ovisnosti o protoku – Varijanta 1



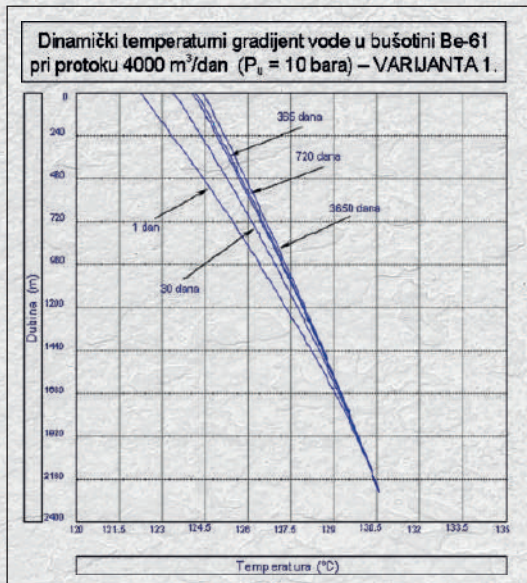
Slika 13. Temperatura vode na ušću proizvodne bušotine Be-61 u ovisnosti o protoku – Varijanta 2



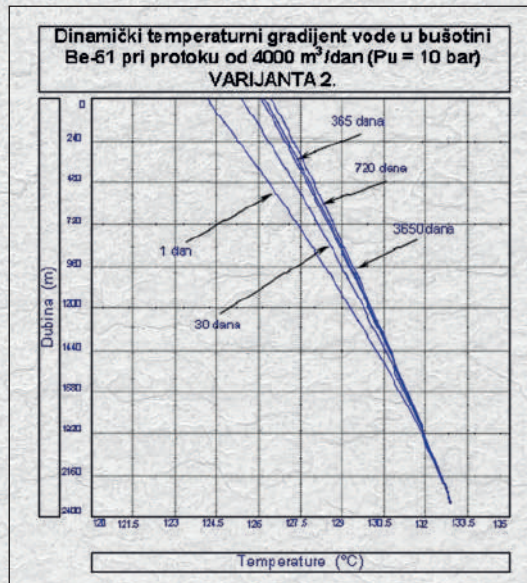
Slika 10. Dinamički gradijent temperature vode u proizvodnoj bušotini Be-61 pri protoku 2000 m<sup>3</sup>/dan – Varijanta 1 (P<sub>u</sub> = 10 bara).



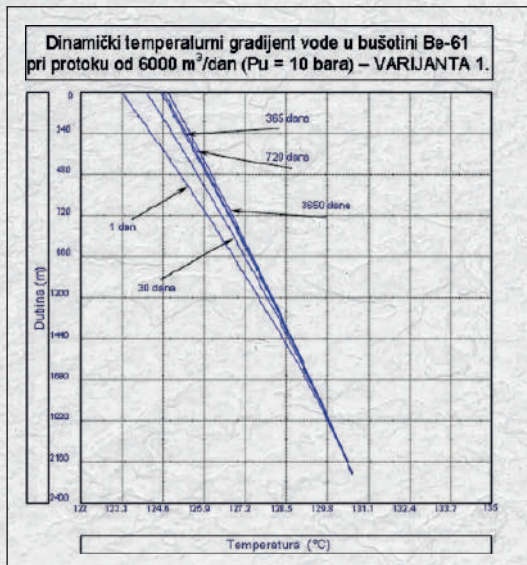
Slika 14. Dinamički gradijent temperature vode u proizvodnoj bušotini Be-61 pri protoku 2000 m<sup>3</sup>/dan – Varijanta 2 (P<sub>u</sub> = 10 bara).



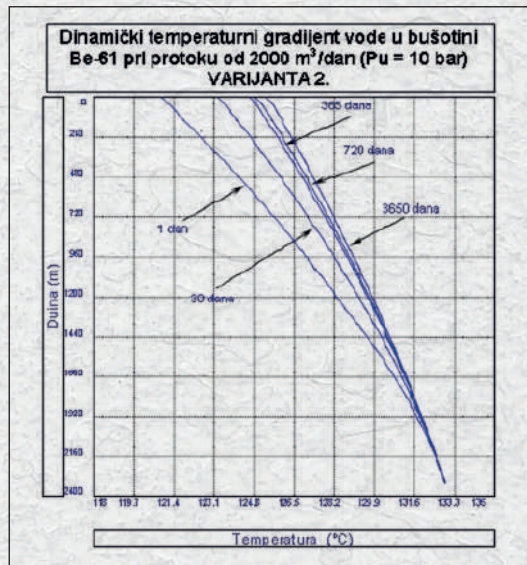
Slika 11. Dinamički gradijent temperature vode u proizvodnoj bušotini Be-61 pri protoku 4000 m<sup>3</sup>/dan – Varijanta 1 (P<sub>u</sub> = 10 bara).



Slika 15. Dinamički gradijent temperature vode u proizvodnoj bušotini Be-61 pri protoku 4000 m<sup>3</sup>/dan – Varijanta 2 (P<sub>u</sub> = 10 bara).

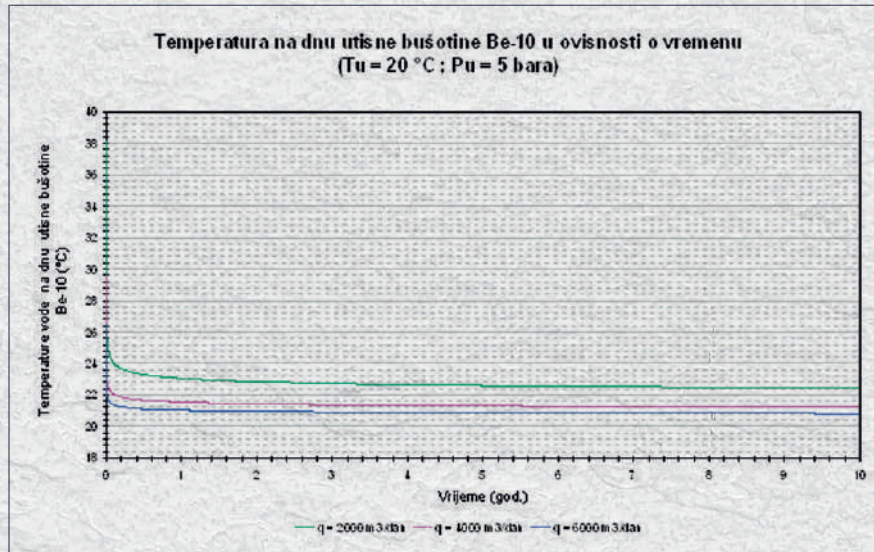


Slika 12. Dinamički gradijent temperature vode u proizvodnoj bušotini Be-61 pri protoku 6000 m<sup>3</sup>/dan – Varijanta 1 (P<sub>u</sub> = 10 bara).



Slika 16. Dinamički gradijent temperature vode u proizvodnoj bušotini Be-61 pri protoku 6000 m<sup>3</sup>/dan – Varijanta 2 (P<sub>u</sub> = 10 bara).





Slika 17. Temperatura na vrhu otvorenih intervala utisne bušotine Be-10 u ovisnosti o vremenu, prikaz za sva tri zadana protoka

proizvodne i utisne iskoristiti kao toplina kod potencijalnih potrošača i neznatan dio kao toplinski gubici u toplovodu). Proračun je identičan za obje varijante.

## Proračun dinamike promjene temperature na dnu proizvodne bušotine

Proračun dinamike promjene temperature na dnu proizvodne bušotine Be-61 obavljen je na temelju analitičke metode Gringarten-Sauty-a (lit. 8) računajući s cjelokupnom utisno-drenažnom površinom ležišta. Ova metoda je malo nepreciznija od metode istih autora, koja se temelji na protočnim kanalima, ali je u ovoj fazi razrade, s obzirom na pouzdanost ulaznih podataka, sasvim prihvatljiva. Pokazalo se da ovakav pristup proračunu daje pesimističnije rezultate od onog koji u proračun uzima analizu protoka kroz protočne kanale (lit. 6.) Stoga možemo reći da se u stvarnosti može očekivati dugoročnija proizvodnja s konstantnom temperaturom na ušću (primarna faza), te blaži pad temperature ušća u sekundarnoj fazi iskorištavanja (faza obnovljivih zaliha) promatranog segmenta vodonosnika.

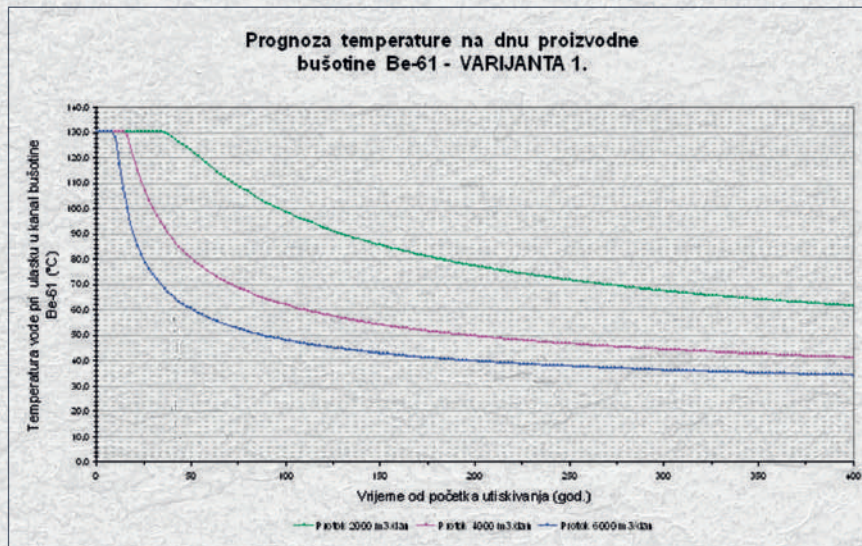
Najtočniji i najkvalitetniji proračun dinamike promjene temperature u promatranom segmentu vodonosnika dala bi 3D simulacija ponašanja termodinamičkih procesa u ležištu. Ona ne samo da bi dobro opisala ponašanje u odabranom segmentu vodonosnika, već bi se moglo simulirati i toplinsko međudjelovanje s ostatkom vodonosnika naftnog polja Beničanci. Isto tako, moglo bi se simulirati već

ranije spomenuti hidrodinamički utjecaj na dio ležišta zasićenog naftom. Ovo bi vjerojatno vodilo još optimističnijim rezultatima ponašanja temperature na dnu proizvodne bušotine. Rezultati proračuna za Varijantu 1 i 2 uz različite protoke prikazani su u tablici 8. i na slikama 18. i 19.

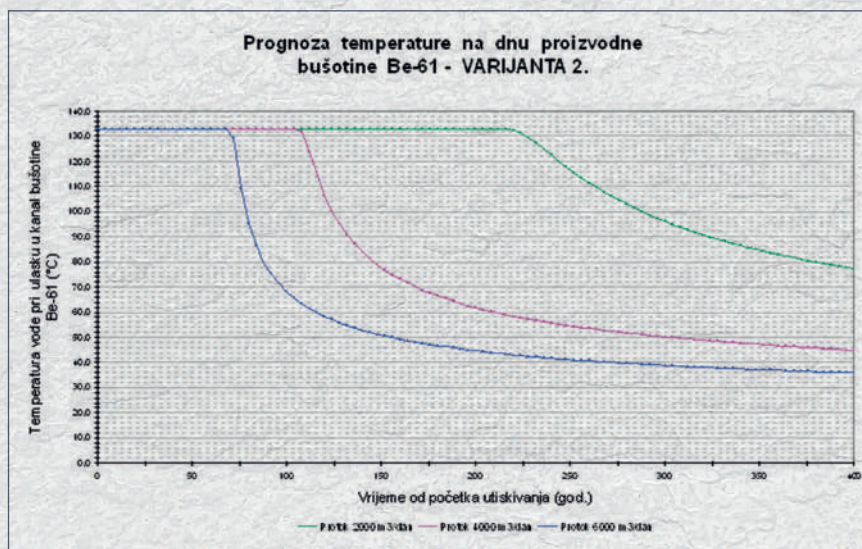
Vidljivo je da bi s protokom od 2000 m<sup>3</sup>/dan u Varijanti 1 vrijeme konstantne temperature (primarne faze) iznosilo oko 25 godina, a u Varijanta 2 oko 210 godina. S povećanjem protoka, odnosno proizvodnih količina, ta vremena se smanjuju, dok se količina proizvedene geotermalne energije povećava. Dakle, količina proizvodnje vode ovisit će o potrebnoj energiji od strane potencijalnih potrošača.

Također je vidljiv blaži pad temperature u sekundarnoj fazi iskorištavanja ležišta pri Varijanti 2 u odnosu na Varijantu 1, tako da nakon 400 godina pri protoku od 2000 m<sup>3</sup>/dan kod Varijante 2 temperatura iznosi oko 77°C, a kod Varijante 1 oko 62°C. S povećanjem proizvodnih količina te temperature se smanjuju (slika 18. i 19.).

Što se tiče godišnje proizvodnje energije vidljivo je da je ona u primarnoj fazi iskorištavanja ležišta uglavnom ovisna o protoku geotermalne vode (tablica 8.). Dakle, veći protok rezultira veću energiju, tako da se kod Varijante 1 s protokom od 2000 m<sup>3</sup>/dan dobije 84 078 MWh<sub>p</sub>, sa protokom od 4000 m<sup>3</sup>/dan 170 221 MWh<sub>p</sub>, a s protokom od 6000 m<sup>3</sup>/dan dobije se 256 312 MWh<sub>p</sub> energije godišnje. Kod Varijante 2 vrijednosti su malo veće zbog malo većih temperatura na ušću proizvodne bušotine. U sekundarnoj fazi iskorištavanja geotermalnog ležišta ova energija pada s padom temperature vode na ušću proizvodne



Slika 18. Dinamika promjene temperature na dnu utisne bušotine Be-61 – Varijanta 1



Slika 19. Dinamika promjene temperature na dnu utisne bušotine Be-61 – Varijanta 2

bušotine. Ove vrijednosti energije dobivene su uz pretpostavku promjene temperature vode od početne temperature ušća do temperature od 20°C.

Treba napomenuti da je utisno-drenažna površina ležišta (A) određena prema metodi Ramey-Nabor-a (lit. 9), a odnosi se na trenutak prodora utiskivane vode u proizvodnu bušotinu. Rezultati proračuna nalaze se u tablici 8. Po ovoj metodi utisno-drenažna površina ovisna je o kvadratu udaljenosti među bušotinama. Dakle, odabirom neke druge, udaljenije, utisne bušotine u vodonosniku naftnog polja Beničanci dobili bi znatno veće količine raspoložive geotermalne energije.

Svi rezultati proračuna podrazumijevaju kontinuirano korištenje geotermalne energije uz zadane protoke. Svaki zastoj ili promjena protoka zahtjeva nove proračune.

## Zaključak

Vodena okruženja naftnih ležišta u Panonskom bazenu sadrže znatne količine geotermalne energije. Sve bušotine (istražne, proizvodne, negativne) mogu se tretirati kao potencijalne geotermalne bušotine. Već u završnoj fazi crpljenja nafte i plina moguće je polje istovremeno opremiti za proizvodnju geotermalne energije. Tako se može reći da su najveća potencijalna ležišta geotermalne energije vodena okruženja sadašnjih proizvodnih naftnih i plinskih polja kao što su Beničanci, Molve i Kalinovac. Ovaj članak razmatra mogućnost iskorištavanja geotermalne energije iz vodenog okruženja naftnog polja Beničanci. Izvršen je proračun geotermalnog potencijala iz segmenta vodonosnika za jedan par bušotina (proizvodna i utisna). S obzirom na veličinu vodenog okruženja i izra-

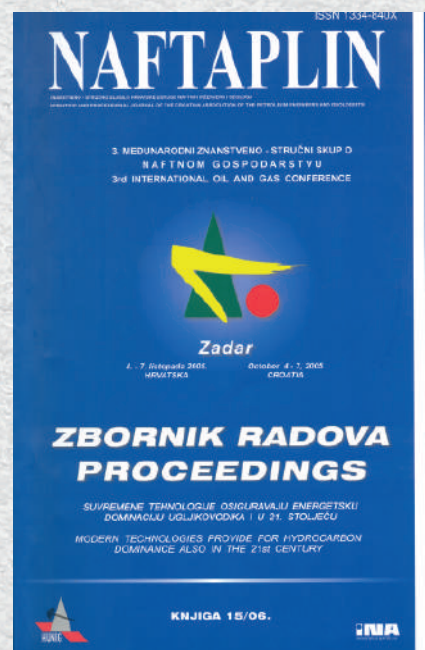
đenog broja bušotina postoji mogućnost proizvodnje geotermalne energije iz više parova takvih bušotina.

Najveća prednost predloženog procesa je da se koriste postojeće bušotine, razvodni sistem za utiskivanje, svi pomoćni objekti i uređaji. Kako koristiti tako dobivenu energiju to treba biti predmet posebne

studije, međutim vrlo je vjerojatno da bi se to ekonomski isplatilo. Nakon izrade geološko fizikalne studije mogućnosti korištenja geotermalne energije iz vodenog okruženja naftnog polja Beničanci izraditi će se tehno-ekonomska ocjena koja će dati odgovor o ekonomskoj isplativosti projekta.

## Literatura

1. Čubrić S. (1978): Geotermalna enerija vodenog okruženja nafnih ležišta, Nafta, broj 5, str. 240-247, Zagreb.
2. Sokolić Maja i dr. (2003.): Studija naftnog polja Beničanci, Naftaplin, interni dokument.
3. Prnić Žarko (2001.): Određivanje veličine akviferazajedničkog poljima Beničanci, Ladislavci i Lacići-1a, Znanstveno-stručni skup o naftnom rudarstvu, Zadar, Zbornik radova.
4. Elaborat o stanju rezervi nafte i plina naftnog polja Beničanci, obnova 1999.
5. FOND STRUČNE DOKUMENTACIJE
6. Izvještaji i analize hidrodinamičkih mjerenja u bušotinama Be-61 i Be-10.
7. Farkaš Visontai Laslo, (1994): Izračunavanje promjena temperature geotermijskog ležišta, Diplomski rad, RGN fakultet sveučilišta u Zagrebu, Zagreb.
8. Jelić K. (1987): Stacionarna geotermijska energija u Savskoj i Dravskoj potolini Panonskog bazena Republike Hrvatske, Nafta, br. 6 str. 330-340, Zagreb.
9. Gringarten A. C., Sauty J. P. (1975): The effect of reinjection on the Temperture of a Urban Heating, Proceedings Second United Nations Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources, Vol. 2., 1370-1375, San Francisco, California, USA.
10. Ramey H. J., Nabor G. W. (1954): A Blotter-type Elektrolityc Model Determination of Areal Sweeps in oil recovery by In-situ Combustion, AIME Annual Meeting in New York.
11. Amyx J. W., Bass D. B. Whiting Jr. R. L. (1960): Petroleum Reservoir Engineering, Mc Graw-Hill Book Company, New York.
12. Craft B. C., Hawkins F. M. (1959): Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice-Hall Inc., Engelwood Cliffs, New Jersey.
13. McCain W. D. (1990): The Properties of Petroleum Fluids, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
14. Gimatulina Š. K. (1974): Spravočnaja knjiga po dobiče njefti, Njedra, 161-177, Moskva.
15. Čubrić S. (1987): Obnovljena geotermijska energija i njen utjecaj na ekonomiku proizvodnje geotermijske energije na nekim ležištima u Republici Hrvatskoj, disertacija, RGN-fakultet sveučilišta u Zagrebu.
16. Čubrić S. (1988): Mogućnost znatnijeg povećanja proizvodnje geotermijske energije na lokalitet Mladost, Dokumentacija INA-Naftaplin, Zagreb.
17. Čubrić S. (1990): Idejni projekt podržavanja ležišnog tlaka na geotermalnom polju Zagreb, utiskivanjem iskorištene geotermalne vode, Dokumentacija INA -Naftaplin, Zagreb.
18. Jelić K. (1979): Termičke osobine sedimentacijskog kompleksa jugozapadnog dijela Panonskog bazena, disertacija, RGN-fakultet sveučilišta u Zagrebu, Zagreb.
19. „PROSPER – Single well System Analyses“, stručna aplikacija, Sekor za razradu, INA-Naftaplin.
20. „INTERPRET“, stručna aplikacija, Sektor za razradu, INA-Naftaplin.



**S.C.A.N. je vodeći sistem integrator na području instrumentacije i sustava upravljanja.**

**Specijaliziran je za pružanje rješenja u procesnoj automatizaciji s naglaskom na:**

- postrojenja za proizvodnju nafte i plina, na kopnu i na moru
- rafinerije nafte
- naftni i plinski terminali
- plinovodi i naftovodi
- razna petrokemijska i kemijska postrojenja

**Naše osnovne djelatnosti su sljedeće:**

- projektiranje i konzultantske usluge iz područja instrumentacije, sustava upravljanja i sigurnosnih sustava
- integracija sustava upravljanja i Terminal Automation sustava
- održavanje instrumentacije, mjernih sustava i sustava upravljanja
- tehnička podrška našim principalima u regiji





# Fikaeco

*Our mission is to help Clients in sustainable industry transition from hydrocarbons to geothermal and other renewable energy resources.*

## Services

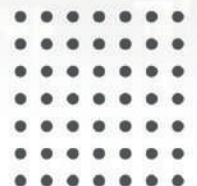
### Rig and well site operations

- Drilling Management
- Drilling Supervision
- Drilling Engineering
- Site Constructing Supervision
- HSE Supervision
- Integrated Project Management

## Services

### Well design

- Offshore & onshore oil and gas wells design
- Geothermal wells design
- Petroleum — mining projects development
- Workovers and well intervention design
- Training and mentorship programs
- Scientific research and development







**AEKS d.o.o.**  
Omladinska 45, Ivanić Grad  
info@aeks.hr  
www.aeks.hr



### Kemijska i mehanička čišćenja u industriji

- spremnici nafte i naftnih derivata
- izmjenjivači topline
- dehidracijske kolone i regeneracije
- rashladni sustavi
- separatori otpadnih voda
- parni i vrelovodni kotlovi
- kanalizacijski sustavi
- mastolovi



### Kemijska čišćenja u brodogradnji

- čišćenje i pasivizacija cjevovoda od nehrđajućeg čelika
- čišćenje rashladnog sustava motora
- čišćenje brodskih parnih i vrelovodnih kotlova
- čišćenje i pasivizacija cjevovoda ulja i goriva
- čišćenje i pasivizacija tankova od nehrđajućeg čelika



### Intervencije u zaštiti okoliša

- sanacija akcidenata na tlu i vodama
- usluge tzv. "hladnog pogona" za potrebe interventnih sanacija
- 24 satno dežurstvo



### Gospodarenje neopasnim i opasnim otpadom

- zbrinjavanje starih ulja
- zbrinjavanje različenih ugljikovodika
- zbrinjavanje otpadnih kiselina i sl.



### Proizvodnja kemijskih sredstava

- biorazgradivi odmašćivač SC 131 AEKS
- biorazgradivi odmašćivač SC 500 AEKS
- sredstva za čišćenje i skidanje korozije



### Antikorozivna zaštita

- AKZ čeličnih konstrukcija
- AKZ cjevovoda
- AKZ spremnika goriva
- AKZ kanala dimnih plinova
- sačmarenje cjevovoda s unutarnje strane
- pjeskarenje standardnim metodama
- pjeskarenje vakuum-blasting metodom



### CCTV inspekcija kanalizacijskih cjevovoda

### Laboratorij za ispitivanje kanalizacijskih i vodoopskrbnih sustava



Svaki put uz vas

