

Tehnološki, ekonomski i strateški aspekti projekta povećanje kapaciteta terminala za UPP

Oreč, Borna

Master's thesis / Diplomski rad

2024

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering / Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:113211>

Rights / Prava: [In copyright](#) / [Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-07**



Repository / Repozitorij:

[Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET
Diplomski studij naftnog rudarstva

**TEHNOLOŠKI, EKONOMSKI I STRATEŠKI ASPEKTI PROJEKTA
POVEĆANJE KAPACITETA TERMINALA ZA UPP**

Diplomski rad

Borna Oreč

N416

Zagreb, 2024.

TEHNOLOŠKI, EKONOMSKI I STRATEŠKI ASPEKTI PROJEKTA POVEĆANJE KAPACITETA
TERMINALA ZA UPP

Borna Oreč

Rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Sažetak

Povećanje kapaciteta terminala za ukapljeni prirodni plin (UPP) u Hrvatskoj ključan je odgovor na energetske krize izazvane padom izvoza ruskog plina u Europu 2022. godine. Projekt proširenja terminala na otoku Krku usmjeren je na smanjenje ovisnosti Europe o uvozu energije i poticanje regionalne suradnje. Tehnološki aspekti projekta uključuju modernizaciju FSRU broda "LNG Croatia" i dodavanje nove jedinice za uplinjavanje, čime se kapacitet terminala povećava s 2,9 na 6,1 mlrd. m³/god. Ove nadogradnje omogućavaju efikasniju i fleksibilniju opskrbu plinom, uz minimalni ekološki utjecaj. Ekonomski, projekt predstavlja značajnu investiciju s dugoročnim pozitivnim učincima na nacionalno gospodarstvo. Financijska analiza projekta pokazuje da je projekt isplativ, s pozitivnom neto sadašnjom vrijednošću (NPV) i internom stopom povrata (IRR). Analiza osjetljivosti ukazuje na to da promjene u kapitalnim i operativnim troškovima, kao i promjene u zakupljenosti kapaciteta terminala, mogu značajno utjecati na financijsku održivost projekta. Strateški, proširenje kapaciteta terminala za UPP i povezane infrastrukture ključno je za osiguranje energetske sigurnosti i diversifikacije izvora energije u regiji. Projekt je povezan s inicijativama poput REPowerEU i nacionalnih planova oporavka i otpornosti, te predstavlja važan korak prema smanjenju ovisnosti o ruskom plinu. Povećani kapaciteti i poboljšana infrastruktura omogućuju Hrvatskoj da postane regionalni lider u opskrbi prirodnim plinom, potičući suradnju i integraciju s susjednim zemljama. Proširenje kapaciteta terminala za UPP u Hrvatskoj predstavlja ključan odgovor na energetske izazove Europe. Projekt ne samo da povećava energetske sigurnost Hrvatske, već i potiče ekonomski rast kroz investicije u infrastrukturu i tehnologiju, pružajući podršku susjednim zemljama u smanjenju njihove ovisnosti o tradicionalnim izvorima i rutama opskrbe energijom.

Ključne riječi: UPP, terminal za UPP, povećanje kapaciteta, modul, uplinjavanje, plin.

Diplomski rad sadrži: 46 stranica, 8 tablica, 27 slika, 29 referenci.

Jezik izvornika: Hrvatski

Pohrana rada: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta, Pierottijeva 6, Zagreb

Mentori: Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, redovita profesorica RGNF

Pomagao pri izradi/komentor: Dr.sc. Ivan Smajla mag. ing. petrol.

Ocjenjivači: Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, redovita profesorica RGNF
Dr. sc. Luka Perković, izvanredni profesor RGNF
Dr. sc. Tomislav Kurevija, redoviti profesor RGNF

TECHNOLOGICAL, ECONOMIC AND STRATEGIC ASPECTS FOR THE PROJECT OF INCREASING
THE CAPACITY OF LNG TERMINAL

Borna Oreč

Thesis completed at: University of Zagreb

Faculty of mining, Geology and Petroleum Engineering

DEPARTMENT OF PETROLEUM AND GAS ENGINEERING AND ENERGY

Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Abstract

The expansion of the liquefied natural gas (LNG) terminal capacity in Croatia is a key response to the energy crisis caused by the decline in Russian gas exports to Europe in 2022. The project to expand the terminal on the island of Krk is aimed at reducing Europe's dependence on energy imports and encouraging regional cooperation. The technological aspects of the project include the modernization of the FSRU ship "LNG Croatia" and the addition of a new regasification unit, increasing the terminal's capacity from 2.9 to 6.1 billion m³/year. These upgrades enable more efficient and flexible gas supply, with minimal environmental impact. Economically, the project represents a significant investment with long-term positive effects on the national economy. Financial analysis of the project shows that it is profitable, with a positive net present value (NPV) and internal rate of return (IRR). Sensitivity analysis indicates that changes in capital and operational costs, as well as changes in the capacity lease of the terminal, can significantly affect the financial sustainability of the project. Strategically, the expansion of the LNG terminal capacity and related infrastructure is crucial for ensuring energy security and diversifying energy sources in the region. The project is linked to initiatives such as REPowerEU and national recovery and resilience plans, and represents an important step towards reducing dependence on Russian gas. Increased capacities and improved infrastructure enable Croatia to become a regional leader in natural gas supply, encouraging cooperation and integration with neighboring countries. The expansion of the LNG terminal capacity in Croatia is a key response to the energy challenges of Europe. The project not only increases Croatia's energy security but also promotes economic growth through investments in infrastructure and technology, providing support to neighboring countries in reducing their dependence on traditional sources and supply routes of energy.

Keywords: LNG, terminal, natural gas, regasification, expansion, capacity

Thesis contains: 46 pages, 8 tables, 27 figures and 29 references.

Original in: Croatian

Archived in: Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisors: Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Tech. assistance: Ivan Smajla, PhD, mag. ing. petrol.

Reviewers: Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Associate Professor Luka Perković, PhD

Full Professor Tomislav Kurevija, PhD

Defence date: February 16, 2024, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

POPIS SLIKA	III
POPIS TABLICA	V
POPIS KORIŠTENIH KRATICA	VI
POPIS KORIŠTENIH MJERNIH JEDINICA	VII
1. UVOD	1
2. TEHNOLOŠKI ASPEKTI	4
2.1. Proces uplinjavanja	5
2.2. Povećanje kapaciteta terminala za UPP	8
2.2.1. Mogućnosti povećanja kapaciteta terminala za UPP	9
2.2.2. Dodatni modul za uplinjavanje	11
2.3. Plinovod	17
2.3.1. Plinovod Omišalj – Zlobin.....	17
2.3.2. Plinovod Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica.....	18
3. EKONOMSKI ASPEKTI	20
3.1. Analiza osjetljivosti	23
3.1.1. Promjena CAPEX-a.....	23
3.1.2. Promjena OPEX-a.....	24
3.1.3. Najnepovoljniji scenarij.....	25
3.1.4. Najpovoljniji slučaj.....	25
3.1.5. Analiza osjetljivosti na pad zakupljenosti za 3% i 7%	26
4. STRATEŠKI ASPEKTI	27
4.1. Povećanje kapaciteta terminala za UPP	28
4.2. Postojeće i planirane interkonekcije	30
4.2.1. Jadransko – jonski plinovod	32
4.2.2. Bosna i Hercegovina	32
4.2.3. Slovenija	33
4.2.4. Mađarska.....	35
4.2.5. Srbija.....	37
4.2.6. Austrija.....	38
4.2.7. Slovačka.....	39
4.3. Potencijalne količine plina koje bi se distribuirale s terminala za UPP prema promatranj regiji	40

5. ZAKLJUČAK.....	43
6. LITERATURA	45

POPIS SLIKA

Slika 2-1. Postojeći modul za uplinjavanje na FSRU brodu LNG Croatia	6
Slika 2-2. Dijelovi plutajućeg dijela terminala.....	6
Slika 2-3. Pregled osnovnih tehnoloških procesa koji se odvijaju na FSRU brodu 'LNG Croatia'.....	8
Slika 2-4. Kopneni terminal za UPP	9
Slika 2-5. FSRU Challenger	10
Slika 2-6. FSU	11
Slika 2-7. Shematski dijagram procesa uplinjavanja novog modula.....	13
Slika 2-8. Shema novog modula za uplinjavanje	14
Slika 2-9. Shema novog modula za uplinjavanje i cjevovoda za dopremu morske vode....	14
Slika 2-10. FRAMO pumpa za morsku vodu	16
Slika 2-11. FRAMO AS pumpa za morsku vodu.....	16
Slika 2-12. Postojeći plinovod Omišalj-Zlobin	18
Slika 2-13. Planirani plinovodni sustav Omišalj-Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica	19
Slika 3-1. Grafički prikaz ovisnosti NPV-a o promijeni diskontne stope	23
Slika 3-2. Ovisnost NPV-a o promjeni CAPEX-a.....	24
Slika 3-3. Ovisnost NPV-a na promjenu OPEX-a.....	25
Slika 4-1. Struktura kretanja plina u Hrvatskoj u razdoblju od 1.1.2019. do 12.12.2023. ...	28
Slika 4-2. Uklapanje plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske u nove dobavne projekte	31
Slika 4-3. Planirana sjeverna i južna interkonekcija između Hrvatske i Bosne i Hercegovine	33
Slika 4-4. Plinovodi Lučko-BS Rakitje, BS Rakitje-Zabok, Zabok-Jezerišće, Jezerišće-Sotla	35
Slika 4-5. Trenutna i predviđena proizvodnja prirodnog plina u Mađarskoj	36
Slika 4-6. Plinovodni sustav Omišalj-Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica.....	37
Slika 4-7. Izgradnja interkonekcije sa Srbijom	38
Slika 4-8. Projekti zajedničkog interesa između Hrvatske, Slovenije i Austrije.....	39
Slika 4-9. Grafički prikaz udjela proizvedenog plina u ukupnoj potrošnji 2021. godine....	41
Slika 4-10. Grafički prikaz postotnog udjela potrošnje plina zemalja u regiji	41

Slika 4-11. Mogućnost isporuke prirodnog plina s terminala za UPP po zemljama u regiji
..... 42

POPIS TABLICA

Tablica 1-1. Dugoročni slobodni kapacitet koji je moguće zakupiti u godišnjem postupku ugovaranja usluge prihvata i otpreme UPP-a	2
Tablica 2-1. Glavne tehničke karakteristike terminala za UPP	5
Tablica 2-2. Projektni parametri četvrte jedinice za uplinjavanje	12
Tablica 3-1. Kapitalni troškovi projekta povećanja kapaciteta terminala za UPP	20
Tablica 3-2. Operativni rashodi projekta povećanja kapaciteta terminala za UPP	21
Tablica 3-3. NPV profil	22
Tablica 4-1. Projekcija potrošnje, proizvodnje i uvoza prirodnog plina u RH 2020.-2030.	30
Tablica 4-2. Predviđanja potrošnje prirodnog plina u Sloveniji za razdoblje od 2019. do 2029. godine	34

POPIS KORIŠTENIH KRATICA

EU – Europska unija

FSRU – plutajuća jedinica za prihvata i regasifikaciju UPP-a (engl. *Floating storage regasification unit*)

GCV – gornja ogrjevna vrijednost (engl. *gross calorific value*)

GIIGNL – Međunarodna grupa uvoznika ukapljenog prirodnog plina (engl. *International Group of Liquefied Natural Gas*)

IAP – Jonsko-jadranski plinovod (engl. *Ionian-Adriatic Pipeline*)

MVM – mađarski energetska holding

PCI – projekti zajedničkog interesa (engl. *Projects of common interest*)

SCV – cijevni izmjenjivač topline (engl. *Submerged Combustion Vaporisers*)

SUKAP – sustav za upravljanje kapacitetima transportnog sustava

TAP – Transjadranski plinovod (engl. *Trans Adriatic Pipeline*)

UPP – ukapljeni prirodni plin (engl. *Liquid Natural Gas, LNG*)

POPIS KORIŠTENIH MJERNIH JEDINICA

GWh – gigavatsat

km – kilometar

m³ – kubični metar

mlrd. m³/god – milijardi metara kubnih godišnje

mm – milimetar

mm³/d – milijun metara kubnih dnevno

MWh – megavat sat

Sm³ – standardni metar kubni prirodnog plina pri standardnim uvjetima tlaka od 101 325 Pa i temperaturom od 288,15 K

1. UVOD

Pad izvoza ruskog plina u Europu nakon invazije na Ukrajinu početkom 2022. godine rezultirao je nedostatkom prirodnog plina što je dovelo do naglog povećanja cijena i energetske krize diljem kontinenta (Parag et al., 2023). Kriza je u središte pozornosti stavila veliku ovisnost Europe o uvozu energije i posljedični utjecaj na gospodarstvo (Hille, 2023). "Plinska godina 2021/2022 (traje od 1.10.2021 do 1.10.2022) će sigurno ostati upamćena po brojnim turbulencijama na tržištima energenata te na naglasku na pronalasku alternative plinu koji dolazi dobavnim pravcima iz Rusije" (Galić et al., 2023). Ukapljeni prirodni plin (UPP, engl. *Liquefied Natural Gas* – LNG) počeo se nametati kao gorivo izbora diljem svijeta, što je vidljivo iz kontinuiranog rasta za njegovom potražnjom u posljednja tri desetljeća. Kao rezultat toga, svake godine gradi se sve više terminala za uplinjavanje (Pokkatt et al., 2019). Hrvatska je odgovor na krizu pronašla izgradnjom vlastitog terminala za UPP na otoku Krku. "Kopneni dio terminala za UPP i FSRU (engl. *Floating storage regasification unit*) brod čine međusobno povezanu cjelinu koja predstavlja jedan od najvažnijih energetske projekata, kako za Republiku Hrvatsku, tako i za srednju i jugoistočnu Europu. Uzimajući u obzir učinkovitost i optimizaciju cjelokupnog procesa na terminalu za UPP, za očekivati je da će on raditi dugi niz godina" (Palčić et al., 2021). "Budući da je domaća proizvodnja u stalnom padu, nakon početka rada LNG terminala početkom 2021. godine na tržište je uveden novi izvor fleksibilnosti" (Karasalihović Sedlar et al., 2023). Ovaj ambiciozan projekt simbolizira novu eru energetske sigurnosti, diversifikacije i održivosti. Kapacitet uplinjavanja iznosi 2,6 mlrd. m³/god. i dovoljan je za zadovoljenje domaće potražnje u Hrvatskoj (uz pad potrošnje na 2,5 mlrd. m³/god. 2022.) (Paszkowski, 2023).

U promijenjenom geopolitičkom okruženju, Hrvatska je poduzela korake za širenje kapaciteta terminala za UPP na 6,1 mlrd. m³/god. (Paszkowski, 2023). Predloženo proširenje postići će se dodavanjem dodatne jedinice za uplinjavanje (regasifikaciju). Očekuje se da će puštanje novog modula u funkciju i osiguravanje povećanog kapaciteta za korisnike terminala biti realizirano tijekom plinske godine 2024/2025 dok će se novi kapaciteti moći koristiti od plinske godine 2025/2026. Hrvatska poduzima aktivne korake kako bi povećala svoje sudjelovanje u osiguravanju energetske sigurnosti srednjoeuropskih zemalja. Ovo tehnološko unaprjeđenje pozicionira Hrvatsku kao ključno energetske čvorište korisno za naciju i susjedne zemlje poput Slovenije, Bosne i Hercegovine te Mađarske (Plinacro, 2020). Povećani kapacitet terminala omogućit će uvoz većih količina UPP-a, čime se smanjuje

ovisnost o tradicionalnim izvorima i rutama opskrbe. To ne samo da povećava energetske sigurnost Hrvatske, već i potiče ekonomski rast kroz investicije u infrastrukturu, tehnologiju i radna mjesta.

Zbog rastućeg prometa prirodnog plina, ukoliko se povećaju kapaciteti za uplinjavanje UPP-a, kapaciteti za transport plina s terminala za UPP, i naročito u kombinaciji s budućim podzemnim skladištem plina u Grubišnom Polju, postoji mogućnost da Hrvatska postane regionalno plinsko čvorište u bliskoj budućnosti. Međutim, ostvarivanje tog potencijala ovisi o ekonomskim aspektima trgovine i opskrbe plinom (Karasalihović Sedlar et al., 2023).

Službeni podaci s web stranice LNG Hrvatska (Tablica 1-1.) potvrđuju da su do 2037. godine postojeći kapaciteti terminala za UPP, 2,9 mlrd. m³ prirodnog plina (količina koju terminal trenutno može isporučiti u transportni sustav) u potpunosti rezervirani.

Tablica 1-1. Dugoročni slobodni kapacitet koji je moguće zakupiti u godišnjem postupku ugovaranja usluge prihvata i otpreme UPP-a (LNG Hrvatska, 2023)

Slobodni kapaciteti po plinskim godinama	Količina (MWh)
2023/2024	0
2024/2025	0
2025/2026	0
2026/2027	0
2027/2028	0
2028/2029	0
2029/2030	0
2031/2032	0
2032/2033	0
2033/2034	0
2034/2035	0
2035/2036	0
2036/2037	0
2037/2038	27.869.580
2038/2039	27.869.580
2039/2040	27.935.700

Tijekom proteklog desetljeća, kapacitet uplinjavanja UPP-a unutar EU-27 i UK je zabilježio blagi i stalni porast od 16%, porastao je s 0,496 mlrd. m³/d u 2012. godini na 0,572 mlrd. m³/d do kraja 2021. godine, prema podacima GIIGNL-a (engl. *International Group of Liquefied Natural Gas*) (GIIGNL, 2023). Nakon napada Rusije na Ukrajinu u veljači 2022.

i naknadnog pada uvoza plina cjevovodom iz Rusije, europske zemlje su oživjele prethodno neaktivne inicijative za uplinjavanje i započele s razvojem novih projekata.

Primjer projekta povećanja kapaciteta terminala za uplinjavanje u Europi nalazi se u Poljskoj. Program proširenja terminala za UPP u Świnoujściu podijeljen je u dvije faze: SCV (engl. *Submerged Combustion Vaporisers*) projekt i projekt spremnika za skladištenje. Proširenje postojeće instalacije uključuje dodavanje dva dodatna SCV-a, tj. dva cijevna izmjenjivača topline. Počevši od siječnja 2022. godine, terminal može pružati usluge uplinjavanja, koristeći svoj povećani godišnji kapacitet od 6,2 mlrd. m³. Po završetku prve i druge faze projekta proširenja, Poljska će proširiti kapacitet postojećeg terminala za uplinjavanje UPP-a u Świnoujściu za 5,6 mm³/d kako bi do prosinca 2023. godine dostigla ukupni kapacitet od 22,7 mm³/d. (GAZ SYSTEM, 2023).

U nastavku ovoga rada bit će analizirani tehnološki, ekonomski i strateški aspekti projekta povećanja kapaciteta terminala za UPP u Hrvatskoj.

2. TEHNOLOŠKI ASPEKTI

FSRU brod, plutajuća jedinica za prihvat, skladištenje i uplinjavanje (engl. *Floating storage regasification unit*) "LNG Croatia" primarno je konstruiran kao konvencionalan brod za prijevoz UPP-a pod imenom "Golar Viking". Izgrađen je 2005. godine u južnokorejskom brodogradilištu Hyundai Heavy Industries. Početkom 2020. godine "Golar Viking" ugradnjom nove opreme za uplinjavanje UPP-a prenamijenjen je u FSRU brod. Dva najveća zahvata obuhvaćala su ugradnju modula za uplinjavanje, koji je ugrađen na pramcu FSRU broda te ugradnju modula za proizvodnju električne energije, koji je ugrađen na krmi broda. (Fugaš i Častek, 2022). Komercijalni rad terminala započeo je 1. siječnja 2021. godine dolaskom prvog broda za prijevoz UPP-a.

FSRU brod "LNG Croatia" opremljen je za utovar i istovar UPP-a, ima četiri skladišna spremnika za UPP, opremu za uplinjavanje UPP-a, opremu za manipulaciju otparkom, opremu za otpremu prirodnog plina, strojarnicu i postrojenja za proizvodnju električne energije, operatorsku sobu, protupožarne sustave i druga prateća postrojenja. Četiri skladišna spremnika za UPP imaju ukupni skladišni kapacitet od 140 206 m³. Tri jedinice za uplinjavanje rade s maksimalnim kapacitetom uplinjavanja od 451 840 m³/h UPP-a, tj. 3,9 mlrd. m³ prirodnog plina godišnje. No, zbog nedostatnih postojećih kapaciteta plinskog transportnog sustava, isporuka prirodnog plina s terminala za UPP prvotno je bila ograničena na 2,6 mlrd. m³/god. odnosno 300 000 m³/h (Palčić et al., 2021). Početkom 2022. godine odlučeno je da će se kapaciteti povećati na 2,9 mlrd. m³/god. odnosno 338 000 m³/h u skladu s trenutnim mogućnostima plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske. U Tablici 2-1. dan je pregled glavnih tehničkih karakteristika terminala za UPP.

Na službenoj stranici LNG Hrvatska vidljivo je kako je na dan 31.01.2024. volumen prihvaćenog UPP-a jednak 11 401 468 m³, volumen isporučenog prirodnog plina 6 827 601 939 m³, broj pristalih brodova za prijevoz UPP-a je 83.

Tablica 2-1. Glavne tehničke karakteristike terminala za UPP (LNG Hrvatska, 2023)

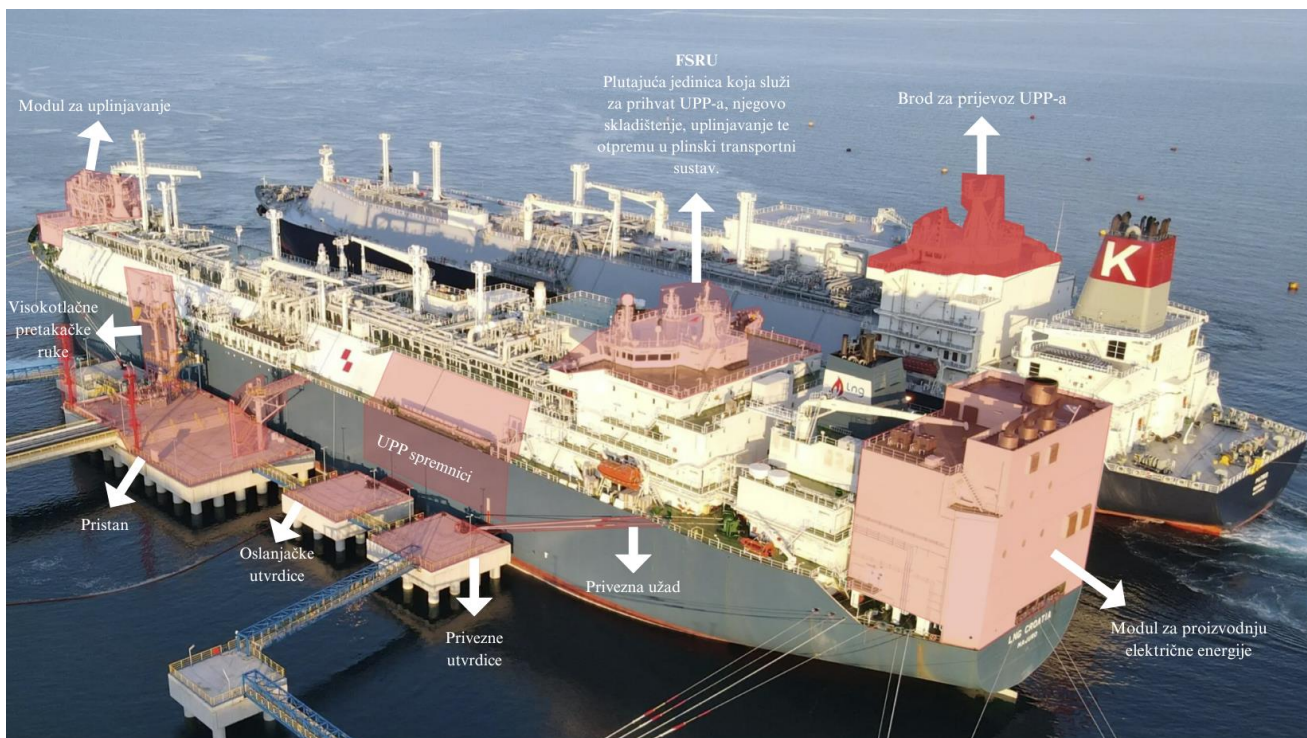
GLAVNE TEHNIČKE KARAKTERISTIKE TERMINALA ZA UPP	
Ukupni skladišni kapacitet FSRU broda (m ³)	140 206
Maksimalni kapacitet uplinjavanja UPP-a (m ³ /h)	338 000
Ukupni kapacitet uplinjavanja UPP-a (mlrd. m ³ /god)	2,9
Maksimalni kapacitet pretovara broda za prijevoz UPP-a na FSRU (m ³ /h)	8000
Maksimalni radni tlak plinovoda (bar)	100
Kapacitet brodova za prijevoz UPP-a koji mogu pristati na terminal za UPP (m ³)	3500 - 266 000

2.1. Proces uplinjavanja

Modul za uplinjavanje sastoji se od tri jedinice za uplinjavanje i ključni je dio sustava potreban za prijelaz UPP-a iz tekućeg u plinovito stanje. Sustav uplinjavanja sadrži sljedeću opremu: niskotlačne pumpe u tankovima (engl. *feed pump*) koje opskrbljuju sustav za uplinjavanje UPP-om, međuspremnik (engl. *suction drum*), rekondenzer otparka (engl. *boil off gas cooler*), visokotlačne pumpe (engl. *booster pump*), izmjenjivači topline (engl. *trim heater*) gdje toplinu izmjenjuju morska voda i mješavina glikola, izmjenjivači topline gdje toplinu izmjenjuju mješavina glikola i UPP te izmjenjivač topline prirodni plin/glikol (LNG Hrvatska, 2023). Na Slici 2-1. prikazan je postojeći modul za uplinjavanje na FSRU brodu LNG Croatia. Dijelovi plutajućeg dijela terminala prikazani su na Slici 2-2.



Slika 2-1. Postojeći modul za uplinjavanje na FSRU brodu LNG Croatia (LNG Hrvatska, 2023)



Slika 2-2. Dijelovi plutajućeg dijela terminala (LNG Hrvatska, 2023)

Uplinjavanje UPP-a odvija se u otvorenom sustavu prilikom kojeg se za zagrijavanje UPP-a koristi isključivo toplina iz okoliša, zahvaćanjem morske vode koja se provodi kroz sustav uplinjavanja.

Svi tehnološki procesi na terminalu za UPP na otoku Krku započinju procesom pretovara UPP-a s broda za prijevoz UPP-a na FSRU brod. Pomoću četiri kriogena crijeva odvija se pretovar UPP-a maksimalnom ratom pretovara od 8000 m³/h. Radi sprječavanja stvaranja podtlaka unutar spremnika broda za prijevoz UPP-a, kroz dva crijeva odvija se povrat otparka (engl. *boil-off gas*) koji stabilizira tlak unutar spremnika. Pomoću pumpi za usis, UPP se iz spremnika FSRU broda otprema do međuspremnik. Međuspremnik služi kao stanica između spremnika za UPP te visokotlačnih pumpi UPP-a, kako bi se izbjeglo narušavanje rada sustava ukoliko dođe do naglog prestanka rada jedne od usisnih pumpi, odnosno kako bi se spriječila kavitacija unutar visokotlačnih pumpi UPP-a, koja može uzrokovati oštećenja njenih dijelova.

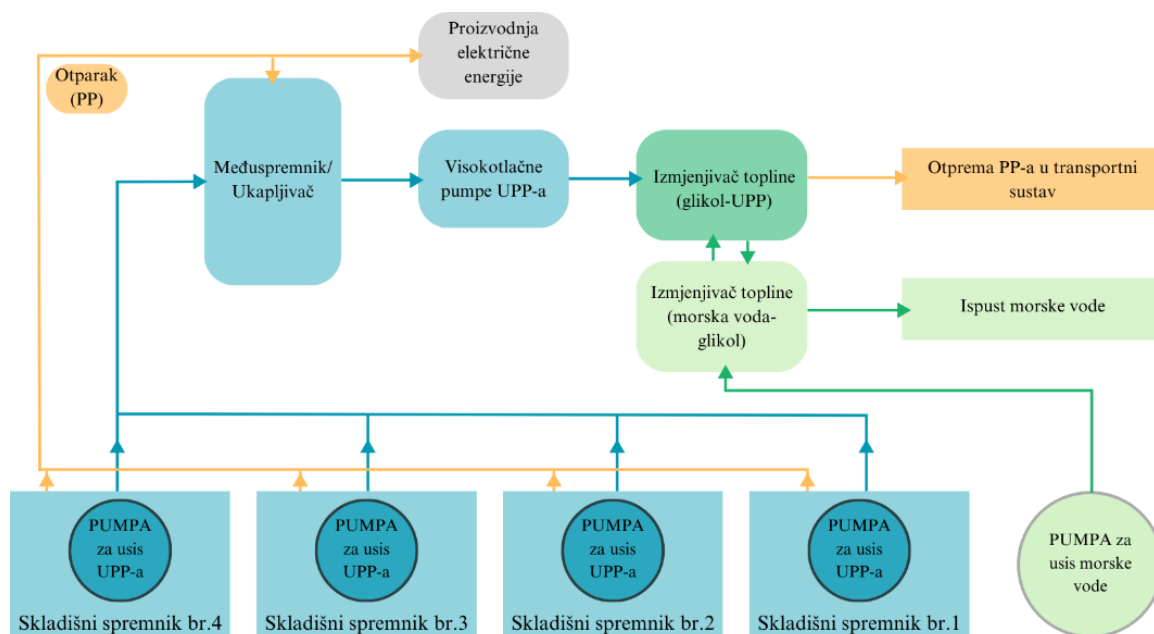
Također, bitna funkcija međuspremnik je rekondenzacija otparka koji se generira unutar sustava. Nakon što prođe kroz međuspremnik, UPP se usmjerava u visokotlačne pumpe gdje mu se tlak povećava do operativne razine. Odgovarajući tlak omogućuje protok UPP-a kroz cijevne izmjenjivače topline, gdje se UPP uplinjava, odnosno prelazi iz tekućeg u plinovito agregatno stanje.

Iako su spremnici na brodovima za prijevoz UPP-a i FSRU brodu "LNG Croatia" izolirani kako bi se očuvala kriogena temperatura UPP-a, toplina iz okoline ipak prodire kroz izolaciju što rezultira isparavanjem UPP-a i stvaranjem otparka te povećanjem tlaka unutar spremnika. Tlak se regulira metodama manipulacije otparkom, uključujući ponovno ukapljivanje, iskorištavanje/spaljivanje, kompresiju i ventiliranje.

Za proces uplinjavanja UPP-a potrebna je električna energija za napajanje ključnih komponenti na FSRU brodu: visokotlačne pumpe UPP-a i pumpe za usis morske vode. Električna energija proizvodi se na FSRU brodu, a osim napajanja broda koristi se i za napajanje kopnenog dijela terminala, uključujući upravljačku zgradu, protupožarne sustave i sustave rasvjete. Otparak, koji se prirodno stvara u spremnicima FSRU broda, koristi se kao pogonsko gorivo za proizvodnju električne energije, optimizirajući proces i smanjujući gubitke. Otparak se komprimira i koristi u dvo-gorivnim motorima na brodu, koji također mogu koristiti diesel, ali se obično oslanjaju na otparak zbog njegove stalne prisutnosti tijekom normalnih operacija smanjujući potrebu za spaljivanjem i minimizirajući utjecaj na okoliš.

U procesu uplinjavanja UPP-a, morska voda igra ključnu ulogu kao izvor topline potrebne za prijelaz UPP-a iz tekućeg u plinovito stanje. Dobavne pumpe zahvaćaju morsku vodu, povećavaju njen tlak i usmjeravaju je prema pločastim izmjenjivačima topline glikol/morska voda. Tijekom procesa, glikol preuzima toplinu morske vode te ju zatim predaje UPP-u u cijevnim izmjenjivačima topline. Ovaj prijenos topline rezultira naglim povećanjem temperature i promjenom agregatnog stanja UPP-a. Nakon što preda toplinu UPP-u, ohlađeni glikol se vraća u izmjenjivače topline pločastog tipa, gdje ponovno preuzima toplinu morske vode, čime se ciklus nastavlja.

Glikol/morska voda izmjenjivači topline pločastog tipa omogućuju efikasnu izmjenu topline, optimizirajući proces i smanjujući vremenski okvir održavanja. Direktna upotreba morske vode za prijenos topline je moguća samo u područjima gdje su temperature mora dovoljno visoke da se izbjegne zaleđivanje sustava. Na Slici 2-3. dan je grafički pregled osnovnih tehnoloških procesa koji se odvijaju na FSRU brodu.



Slika 2-3. Pregled osnovnih tehnoloških procesa koji se odvijaju na FSRU brodu 'LNG Croatia'

2.2. Povećanje kapaciteta terminala za UPP

Na temelju odluke Vlade o povećanju kapaciteta terminala i plinovoda, LNG Hrvatska je provela analizu mogućnosti povećanja kapaciteta. U nastavku je dan pregled razmatranih opcija.

2.2.1. Mogućnosti povećanja kapaciteta terminala za UPP

a) Kopneni terminal

Jedna od razmatranih opcija bila je izgradnja kopnenog terminala za UPP čiji bi kapacitet skladištenja UPP-a iznosio do 180 000 m³. Kapacitet za uplinjavanje i otpremu prirodnog plina iznosio bi između 5,5 i 8 mlrd. Sm³ godišnje. Slika 2-4 prikazuje jedan od potencijalnih izgleda ovakvog kopnenog terminala za UPP. Planirani kopneni terminal koristio bi opremu i cjevovod postojećeg plutajućeg terminala. Na temelju prethodnih analiza, uzimajući u obzir inflaciju, stanje u građevinskom sektoru i vremenski period za dobivanje svih dozvola, odlučeno je napustiti ovu opciju. Glavni razlozi odustajanja od ove opcije bili su troškovi projekta koji su premašivali 1 milijardu eura pri čemu bi vremenski okvir za izgradnju kopnenog terminala bio 4 do 5 godina (Fugaš et al., 2023).



Slika 2-4. Kopneni terminal za UPP (Knowledge Mandir, 2023)

b) FSRU brod većeg skladišnog kapaciteta kao i kapaciteta uplinjavanja

Razmatrala se ideja o nabavci novog FSRU broda s većim kapacitetima skladištenja i uplinjavanja kao alternativno rješenje. Među razmatranim opcijama bile su upotreba trenutnih FSRU brodova koji su služili kao standardni brodovi za transport UPP-a, izgradnja novog FSRU broda ili konverzija postojećeg broda za transport UPP-a u FSRU brod. S obzirom na visoku globalnu potražnju i zauzetost brodogradilišta, ova opcija predstavljala je visoke troškove od 400 milijuna € i trajanje izgradnje ili konverzije od 3,5 do 4 godine. Zamjena postojećeg broda također bi zahtijevala prilagodbu lučke infrastrukture, što bi povećalo troškove i moglo bi zahtijevati promjene u građevinskim dozvolama. Na Slici 2-5

prikazan je FSRU brod "Challenger", najveći takav brod po kapacitetu, koji je trenutno namijenjen za terminal u Hong Kongu (Fugaš et al., 2023).



Slika 2-5. FSRU Challenger (Offshore energy, 2023)

c) FSU (engl. *floating storage unit*) jedinica

Jedna od razmatranih opcija bila je nabava dodatne jedinice za pohranu UPP-a, bilo kroz manji brod za transport UPP-a ili specijaliziranu baržu s dodatnom jedinicom za skladištenje. Ova opcija bi pružila dodatne rezerve UPP-a za situacije kada dolazak transportnog broda nije moguć. Međutim, s obzirom da ovakva jedinica ne bi riješila problem s izlaznim količinama plina s terminala, privremeno je odbačena kao rješenje. Kako je prikazano na Slici 2-6, jedinica za skladištenje može biti transportni brod za UPP, ali postoji i mogućnost korištenja specijalno dizajniranih jedinica za pohranu UPP-a koje se postavljaju na baržu (Fugaš et al., 2023).



Slika 2-6. FSU (Tank News International, 2020)

2.2.2. Dodatni modul za uplinjavanje

Jedna od razmatranih opcija bila je i ugradnja dodatnog modula za uplinjavanje koja je odabrana kao najpouzdanije rješenje zahvaljujući rokovima izgradnje i proizvodnje opreme te kapitalnim i operativnim troškovima. 14. travnja 2023., u Omišlju, LNG Hrvatska d.o.o. sklopila je ugovor s norveškom tvrtkom Wartsila Gas Solutions za nabavu dodatnog modula za uplinjavanje (LNG Hrvatska, 2023). Proširenje kapaciteta terminala za UPP planira se postići ugradnjom četvrte jedinice za uplinjavanje UPP-a na FSRU brod LNG Croatia. Nova jedinica će imati kapacitet uplinjavanja od 250 000 m³ prirodnog plina po satu, čime će ukupni kapacitet uplinjavanja narasti na 700 000 m³/h ili 6,1 mlrd. m³/god. Projektni parametri novog modula za uplinjavanje prikazani su u Tablici 2-2.

Tablica 2-2. Projektni parametri četvrte jedinice za uplinjavanje (Častek, M. 2023. Elektronska pošta Borni Oreč, 30. Studeni 2023.)

Maksimalni kapacitet opreme	250 000 Sm ³ /h
Minimalni kapacitet opreme	50 000 Sm ³ /h
Ulazna temperatura UPP-a	-160 °C
Minimalna izlazna temperatura PP-a	+6°C
Ulazni tlak UPP-a	5 barg
Izlazni tlak PP-a	60-95 barg

Ovaj projekt ne uključuje samo dodavanje nove jedinice, već i opremanje FSRU broda "LNG Croatia" s dodatnom opremom koja će integrirati novu jedinicu s postojećim sustavima. Sve modifikacije i nadogradnje bit će provedene izvan područja terminala za UPP u brodogradilištu.

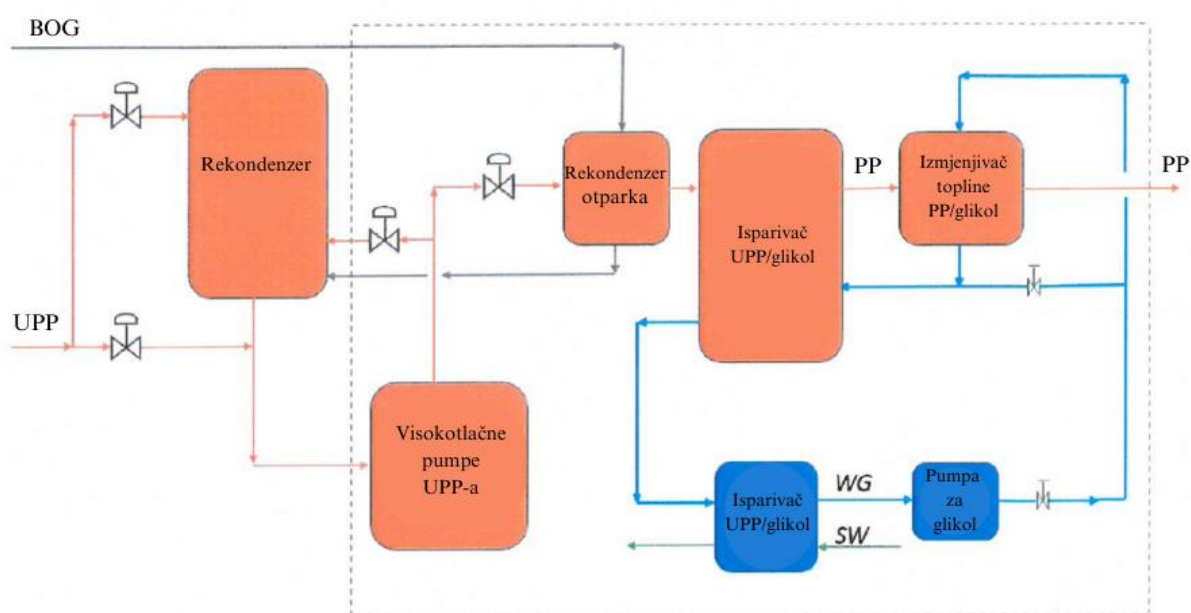
Oprema koja sačinjava novi modul sastoji se od: dvije visokotlačne pumpe, jednog rekondenzera otparka, dva oklopno-cijevna izmjenjivača topline UPP/glikol (engl. *shell and tube vaporizers*), jednog pločastog izmjenjivača topline prirodni plin/glikol (engl. *trim heater*), jedne cirkulacijske glikol pumpe, jednog pločastog izmjenjivača topline morska voda/glikol, instrumentacije i ventila, cjevovoda i izolacije te kontrolnog sustava.

Proces uplinjavanja UPP-a u dodatnoj jedinici identičan je onome u postojećim jedinicama. Uplinjavanje se odvija kroz otvoreni sustav, gdje se toplina morske vode koristi za zagrijavanje i pretvaranje UPP-a u plinovito stanje.

Ova metoda izbjegava direktan kontakt između UPP-a i morske vode, smanjujući tako utjecaj na temperaturu morske vode. To osigurava efikasno uplinjavanje UPP-a, dok istovremeno štiti morski ekosustav od hlađenja.

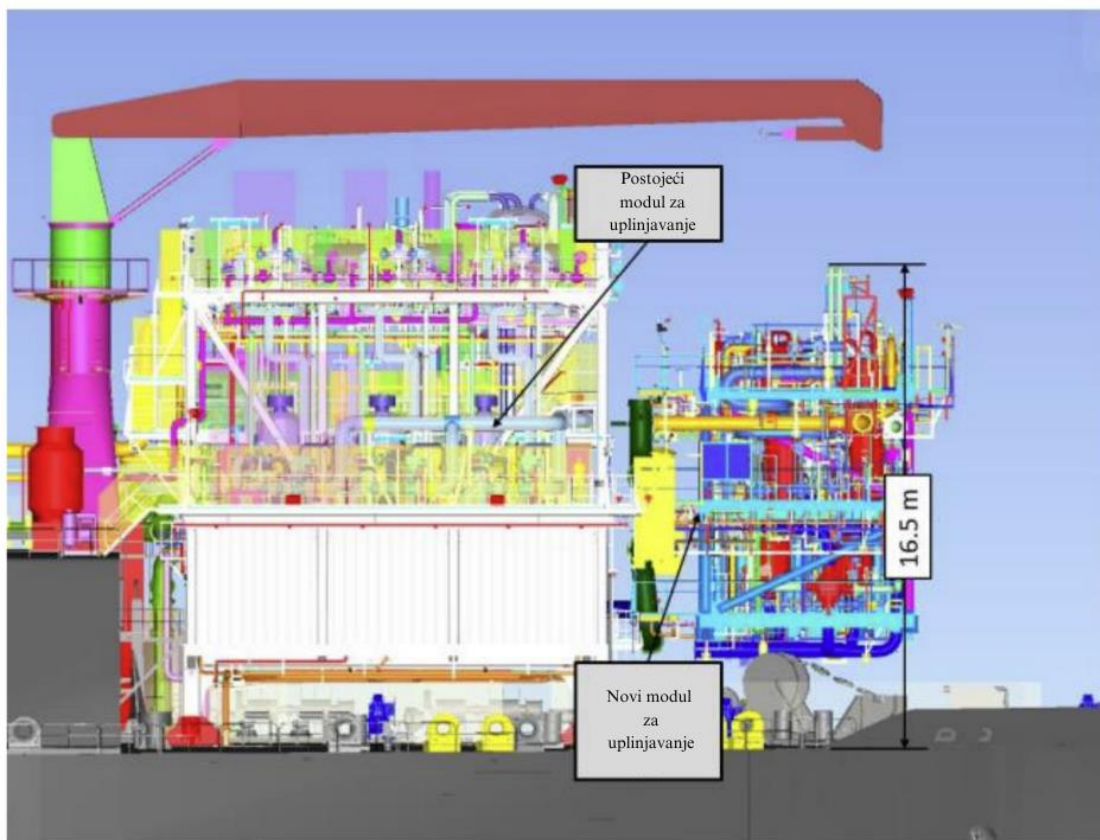
Na ulazu u modul, UPP se iz brodskih spremnika isporučuje kriogenim centrifugalnim pumpama za UPP pod tlakom od oko 5,5 bara i -160 °C u međuspremnik. UPP-u se visokotlačnom pumpom podiže tlak do tlaka malo iznad potrebnog izlaznog tlaka. Komprimirani otparak iz spremnika odvodi se na kompresore te prolazi kroz rekondenzator otparka gdje se hladi dok se UPP predgrijava. Ohlađeni otparak zatim se odvodi u međuspremnik gdje se ukapljuje u kontaktu s hladnim UPP-om koji je došao iz spremnika

pomoću pumpi u tankovima. UPP koji je prošao kroz kondenzner otparka odvodi se u cijevni izmjenjivač topline gdje mješavina vode i glikola predaje toplinu UPP-u nakon čega on prelazi u plinovito stanje. Posljednji korak je zagrijavanje plina na potrebnu izlaznu temperaturu. To se postiže zagrijavanjem pomoću glikola koji predaje toplinu prirodnom plinu. Međufluid glikol cirkulira u zatvorenom sustavu: pumpa – izmjenjivač topline PP/glikol – izmjenjivač topline UPP/glikol – izmjenjivač topline morska voda/glikol zatim ponovno pumpa. Budući da nije korozivan, pruža zaštitu od pucanja pri zamrzavanju jer ne povećava volumen, glikol ima izvrsna korisna svojstva za ovu primjenu. To omogućava učinkovitu izmjenu topline i siguran rad. Shematski dijagram procesa uplinjavanja novog modula prikazan je na Slici 2-7.

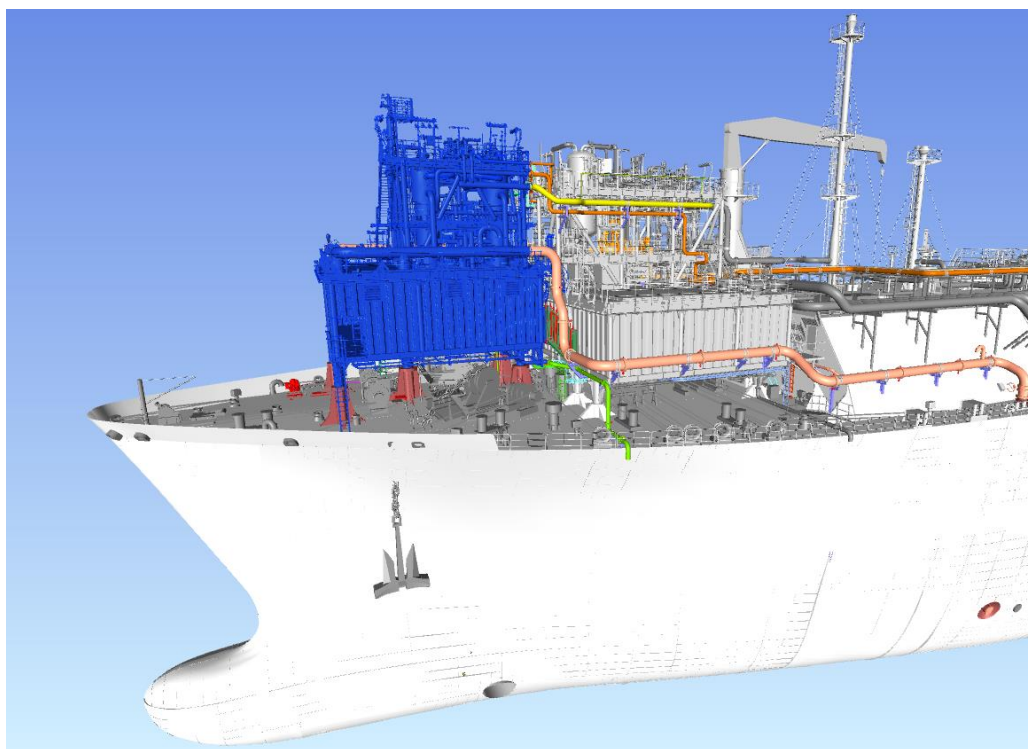


Slika 2-7. Shematski dijagram procesa uplinjavanja novog modula

Smještaj dodatne jedinice za uplinjavanje UPP-a planiran je na području pramca, ispred postojeće tri jedinice za uplinjavanje UPP-a. Sama nadogradnja sustava za uplinjavanje neće imati povećani vizualni utjecaj obzirom da ista neće izlaziti izvan vanjskih linija opsega već postojeće ugrađene opreme. Na Slici 2-8. i 2-9. prikazane su sheme novog modula za uplinjavanje.



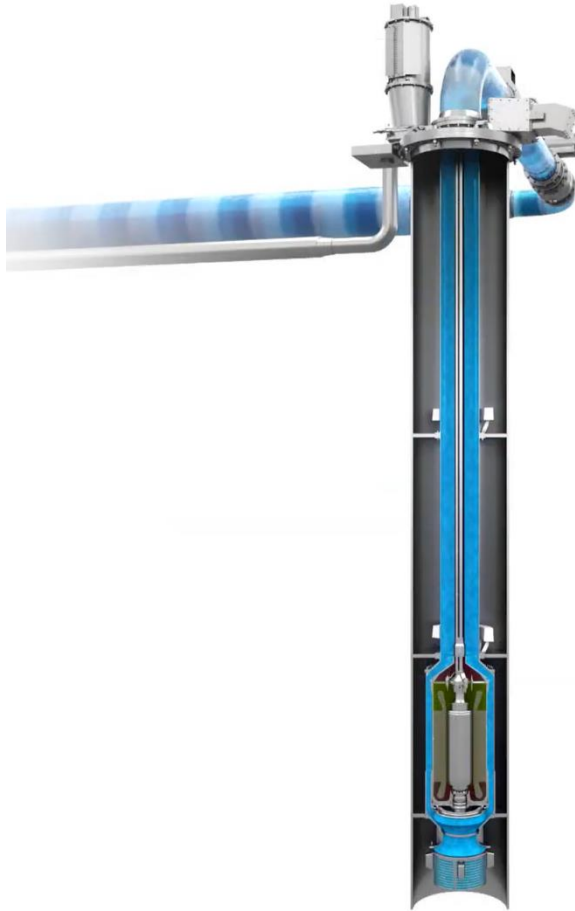
Slika 2-8. Shema novog modula za uplinjavanje (Fugaš et. al., 2023)



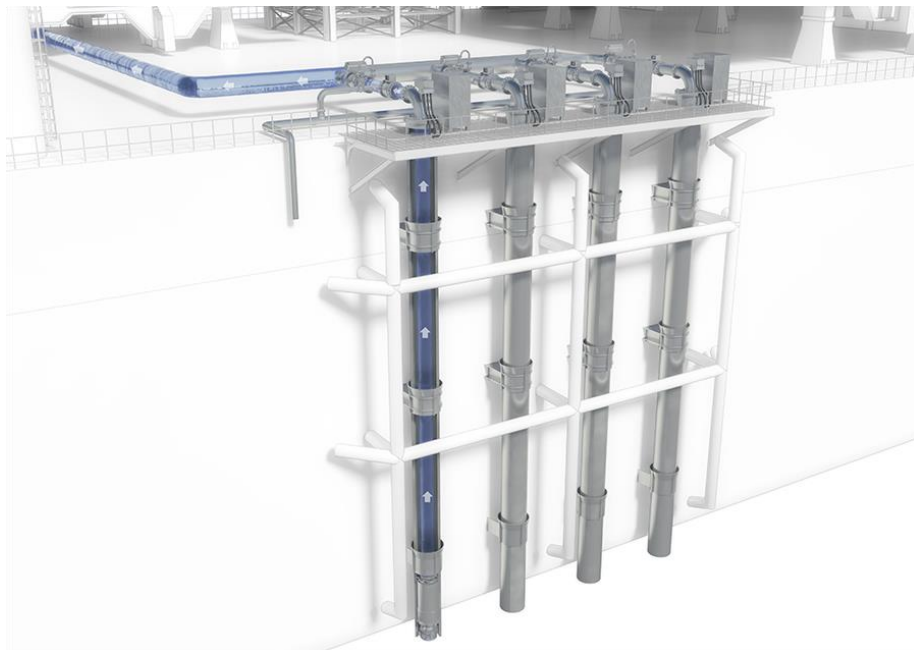
Slika 2-9. Shema novog modula za uplinjavanje i dijela izlaznog sustava morske vode (Častek, M. 2023. Elektronska pošta Borni Oreč, 30. Studeni 2023.)

U sklopu projekta povećanja kapaciteta ugradit će se dodatni sustav morske vode koji se sastoji od pumpe, filtera i cjevologije. Pumpa za morsku vodu (engl. *seawater pump*) kapaciteta 5500 m³/h povlači morsku vodu i otprema ju preko filtera do modula te opskrbljuje izmjenjivač topline gdje morska voda predaje toplinu glikolu te se nakon toga ispušta natrag u more. Pumpa se ugrađuje u keson, a iza nje se ugrađuje filter morske vode koji se koristi za filtraciju morske vode u sustavu morske vode čime se štiti pločasti izmjenjivač topline morska voda/glikol. Filter je samočisteći što znači da prema potrebi u određenim intervalima obavlja ispiranje (engl. *backflush*). Društvo LNG Hrvatska potpisalo je ugovor o nabavi pumpe za morsku vodu s tvrtkom Framo, koja je jedan od vodećih proizvođača pumpi za morsku vodu za UPP (CEEnergy News, 2023). Skica pumpe za morsku vodu prikazana je na Slici 2-10 i 2-11.

Proces proizvodnje novog modula trajat će 22 mjeseca, a nakon što se modul ugradi na FSRU brod "LNG Croatia" i integrira u postojeći sustav te dovrši izgradnja plinovoda Zlobin – Bosiljevo, dodatni kapaciteti terminala će postati dostupni i bit će ponuđeni tržištu od 1. listopada 2025. godine, odnosno od početka plinske godine 2025/2026.



Slika 2-10. FRAMO pumpa za morsku vodu (Framo, 2023)



Slika 2-11. FRAMO AS pumpa za morsku vodu (Framo, 2023)

2.3. Plinovod

Projekt proširenja kapaciteta terminala podrazumijeva i izgradnju adekvatne infrastrukture za transport plina. Uz ovisnost o ruskom plinu, spomenuta kriza je dodatno istaknula slabu povezanost plinskih sustava zemalja srednje i jugoistočne Europe. "Inicijativom Europske komisije (EK) pokrenute su aktivnosti s ciljem što bržeg međusobnog povezivanja plinskih sustava tih zemalja, članica EU i ostalih zemalja u tim energetske krizom pogođenim područjima Europe (Central and SouthEastern European Gas Connectivity - CESEC)." (Plinacro, 2020). Među projektima s prioritetom nalazi se i izgradnja plinovoda Omišalj - Zlobin - Bosiljevo - Sisak - Kozarac – Slobodnica. Plinovodni sustav za evakuaciju plina s terminala za UPP sastoji se od tri skupine plinovoda: Omišalj – Zlobin (DN800, 18 km), Zlobin – Kozarac (DN800, 180 km) i Kozarac – Slobodnica (DN 800, 128 km). Postupan razvoj omogućuje povećanje kapaciteta terminala za UPP s početnih 7,2 mil. m³/d na maksimalnih 19 mil. m³/d. (Plinacro, 2020).

Iako je obično postojao slab interes za zakup izlaza plina iz Hrvatske prema Mađarskoj zbog preferiranja obrnutog smjera za dobavu plina s istoka Europe, situacija se promijenila tijekom travnja i svibnja 2022. Razvoj UPP terminala na Krku omogućio je prvi put potpuni zakup interkonekcije. (Galić et al., 2023).

2.3.1. Plinovod Omišalj – Zlobin

U početnoj fazi izgradnje terminala za UPP, ključni element bio je spojni plinovod Omišalj – Zlobin. Njegova uloga je preuzimanje prirodnog plina s terminala za UPP na plinskom čvoru Omišalj, otpremanje do plinskog čvora Zlobin te njegova predaja u postojeći transportni sustav, tj u magistralni plinovod Pula-Karlovac koji je dugačak 17,5 kilometara, nazivnog tlaka 100 bara i promjera 800 mm. Plinovod je pušten u redovni rad, zajedno s terminalom na Krku, početkom 2021. godine. Izgradnjom ovog plinovoda zajedno s kompresorskom stanicom Velika Ludina omogućen je kapacitet terminala za UPP od 2,63 mlrd. m³/god., s maksimalnim satnim kapacitetom od 300 000 m³. Slika 2-12. prikazuje postojeći plinovod Omišalj – Zlobin.



Slika 2-12. Postojeći plinovod Omišalj-Zlobin (Plinacro, 2020)

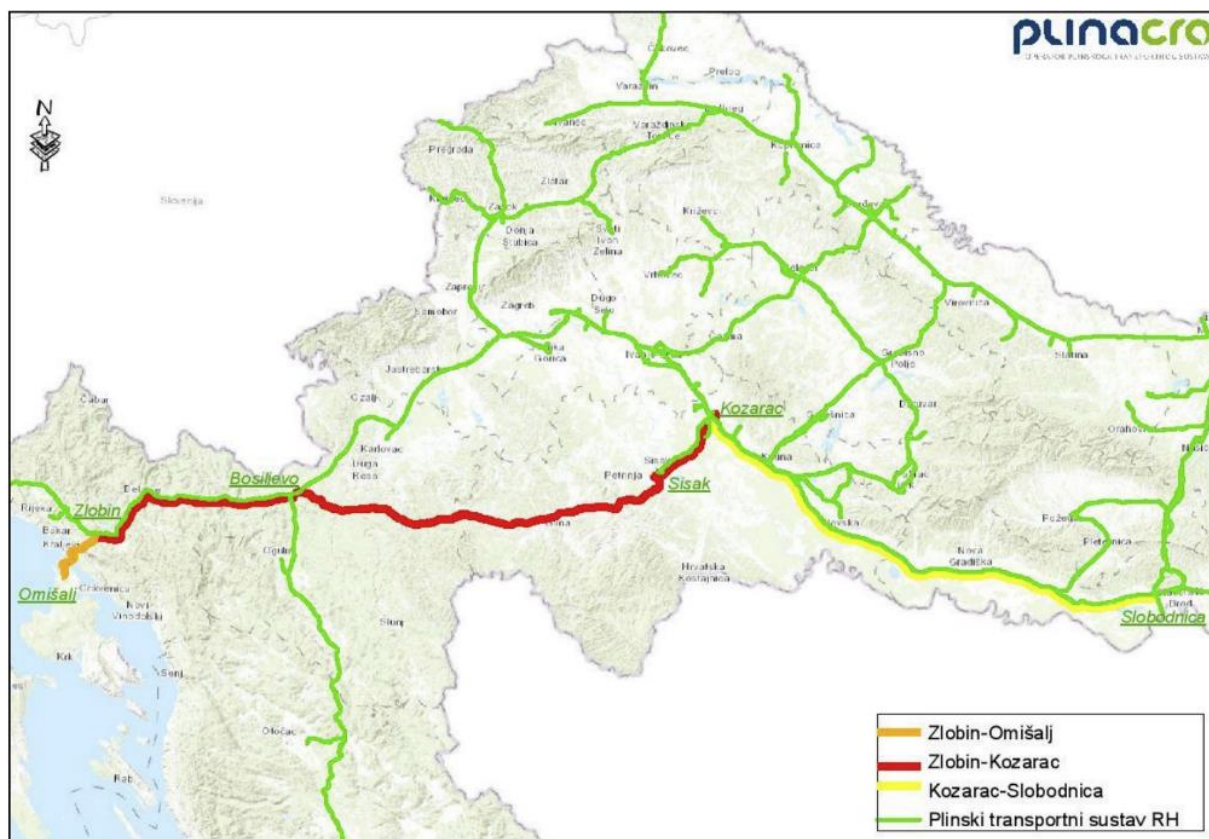
2.3.2. Plinovod Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica

Kako bi transportni sustav mogao pratiti povećane kapacitete terminala, potrebna je izgradnja magistralnog plinovoda Zlobin-Bosiljevo. Na taj način omogućava se transport plina s terminala za UPP do njegovog trenutnog tehničkog kapaciteta koji iznosi 3,5 mlrd. m³/god. Planirani plinovod biti će dugačak 58 km, nazivnog promjera 800 mm i tlaka 100 bar. Realizacijom ovog projekta stvara se osnovni preduvjet za daljnji razvoj plinovodnog sustava i povećanje transporta plina prema Mađarskoj i Sloveniji. Prva podfaza obuhvaća izgradnju plinovodnog sustava Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac radi aktiviranja cjelokupnog potencijala terminala kojim bi se u Sloveniju moglo transportirati do 660 000 m³/h (5,8 mlrd. m³/god.). Uz ovaj plinovod bilo bi moguće transportirati do 400 000 (3,5 mlrd. m³/god.) prema Mađarskoj (Plinacro, 2020).

Izgradnjom plinovoda Kozarac-Slobodnica ostvarilo bi se konačno povezivanje terminala za UPP i postojećeg hrvatsko-mađarskog interkonekcijskog plinovoda Slobodnica - Donji Miholjac – Dravaszerdahely - Varosföld novim glavnim otpretnim plinovodnim sustavom Omišalj-Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica prikazanim na Slici 2-13.

Realizacija projekta omogućila bi povećanje kapaciteta transporta plina s terminala za UPP na 5,26 mlrd. m³/god.

Cilj je da se u što kraćem roku međusobno povežu plinski sustavi susjednih zemalja, sustavi ostalih zemalja s postojećim i novim dobavnim projektima u okruženju.



Slika 2-13. Planirani plinovodni sustav Omišalj-Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica (Plinacro, 2020)

3. EKONOMSKI ASPEKTI

Zbog nedostupnih financijskih podataka o poslovanju tvrtke, provedena je jednostavnija verzija financijske analize pomoću dostupnih podataka te s pretpostavljenim vrijednostima na temelju prošlogodišnjih financijskih izvješća preuzetih sa službenih mrežnih stranica LNG Hrvatska. Cilj financijske analize bio je pokazati je li projekt isplativ u odnosu na početne troškove investicije i prihode tijekom rada terminala, i može li projekt, tijekom promatranog razdoblja od 25 godina, pokriti svoje operativne troškove iz svojih prihoda poslovanja. Troškovi i prihodi su diskontirani, odnosno svedeni na sadašnju vrijednost, tako da financijska diskontna stopa od 10% održava oportunitetni trošak kapitala i prema njoj je izvedena neto sadašnja vrijednost koja određuje mogu li prihodi pokriti trošak investicije. Financijska analiza za razdoblje od 2023. do 2049. godine obuhvaća i analizu osjetljivosti na povećanje i smanjenje kapitalnih troškova (engl. *capital expenditure*, CAPEX) i operativnih troškova (engl. *operating expenditure*, OPEX) te promjenu zakupljenosti kapaciteta terminala za UPP.

Procijenjena vrijednost za CAPEX je 52 674 161,98 € u koji se ubraja vrijednost novog modula čiji je iznos javan i iznosi 22 970 000,00 €. Prvotne procjene CAPEX-a bile su na razini od 40 milijuna €, no s obzirom na promjene cijena na tržištu nabave, pretpostavlja se da će konačni iznos biti veći, s očekivanim povećanjem od 32%. Postotak od ukupnog CAPEX-a ostalih troškova (dokumentacija, ostala oprema, zaštita okoliša i nepredviđeni troškovi) su pretpostavljeni. Njihovi iznosi vidljivi su u Tablici 3-1.

Tablica 3-1. Kapitalni troškovi projekta povećanja kapaciteta terminala za UPP

Opis	0 godina	1 godina
Dokumentacija	€ 1.016.816,52	
Izgradnja modula	€ 22.970.000,00	
Ostala oprema		€ 27.616.000,00
Zaštita okoliša	€ 198.231,10	
Nepredviđeni troškovi	€ 396.462,20	€ 476.652,16
Ukupni troškovi	€ 24.581.509,82	€ 28.092.652,16

Pomoću podataka iz prošlogodišnjih financijskih izvješća tvrtke LNG Hrvatska određeni su operativni troškovi u koje su ubrojani zaposlenici, ostali poslovni rashodi te materijalni troškovi i troškovi energije. Operativni troškovi navedeni u financijskim izvješćima za 2021.

i 2022. godinu, koji se odnose na terminal za UPP kapaciteta uplinjavanja 2,9 mlrd. m³, preračunati su u eure koristeći fiksni tečaj konverzije 7,5345 te zatim svedeni na srednje vrijednosti. Dijeljenjem srednje vrijednosti određenog rashoda s kapacitetom od 2,9 dobije se jedinična vrijednost koja se zatim množi s 3,2 što predstavlja razliku između budućeg, povećanog, kapaciteta i trenutnog kapaciteta terminala. Na taj način dobivene su vrijednosti operativnih troškova za povećani kapacitet terminala za UPP od 3,2 mlrd. m³. U Tablici 3-2. prikazan je postupak dobivanja iznosa operativnih troškova.

Tablica 3-2. Operativni rashodi projekta povećanja kapaciteta terminala za UPP

	2021.	2022.	Srednja vrijednost	Jedinična vrijednost, /2,9	OPEX proširenog kapaciteta, *3,2
Zaposlenici	€ 1.243.081,82	€ 1.030.061,72	€ 1.136.571,77	€ 391.921,30	€ 1.254.148,16
Ostali poslovni rashodi	€ 22.775.764,80	€ 19.017.187,60	€ 20.896.476,20	€ 7.205.681,45	€ 23.058.180,63
Materijalni troškovi i troškovi energije	€ 297.829,98	€ 444.754,13	€ 371.292,06	€ 128.031,74	€ 409.701,58
Ukupno					€ 24.722.030,37

Godišnji prihodi od uplinjenog plina predstavljaju umnožak ukupnog godišnjeg zakupa kapaciteta i tarifne stavke za prihvata i otpremu UPP-a. Međutim, ukoliko je uplinjena količina plina veća od količine zakupa, ukupni godišnji prihod računa se kao umnožak stvarno uplinjene količine plina i tarifne stavke. Tarifne stavke odredila je Hrvatska energetska regulatorna zajednica, HERA, Metodologijom utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za prihvata i otpremu UPP-a te za svaku godinu regulacijskog razdoblja iznose 1,05 €/MWh. Budući da nije poznat podatak o budućim zakupljenim kapacitetima te količinama uplinjenog plina, za potrebe ove ekonomske analize pretpostavlja se da količina uplinjenog plina odgovara zakupljenom kapacitetu. Na temelju pretpostavke da je kapacitet u potpunosti zakupljen, izračunat je godišnji prihod, uzimajući u obzir da je količina uplinjenog plina jednaka količini zakupljenog kapaciteta. Pomoću srednje ogrjevne vrijednosti prirodnog plina od 11 GCV (25/0°, kWh/m³) izračunate pomoću podataka sa sustava za upravljanje kapacitetima transportnog sustava, SUKAP-a, za period od 1.1.2019. do 12.12.2023. može se izračunati budući dodatni kapacitet terminala u MWh/god koji iznosi 35 200 000 MWh/god. Poznavajući vrijednost tarife za ukapljeni plin koja iznosi 1,05 €/MWh izračunat je godišnji prihod od uplinjenog plina koji iznosi 36 960 000,00 € u slučaju stopostotne zakupljenosti kapaciteta terminala.

U osnovnom scenariju pretpostavljeno je kako će prvih pet godina od početka rada novog modula 2025. godine kapaciteti proširenog dijela terminala biti 100% zakupljeni na temelju činjenice kako vlada velika potražnja za UPP-om. Zatim je pretpostavljeno kako će od 2031. do 2036. godine zakupljenost pasti na 90%. Od 2037. godine pretpostavljeno je da će se

zakup kapaciteta smanjivati za 5% svake godine do 2049. godine uzimajući u obzir promijene u energetske sektoru koji je usmjeren prema dekarbonizaciji i zelenoj tranziciji. Uz rastući fokus na obnovljive izvore energije, očekuje se smanjenje potražnje za uslugama terminala za UPP, što će utjecati na pad zakupljenosti kapaciteta.

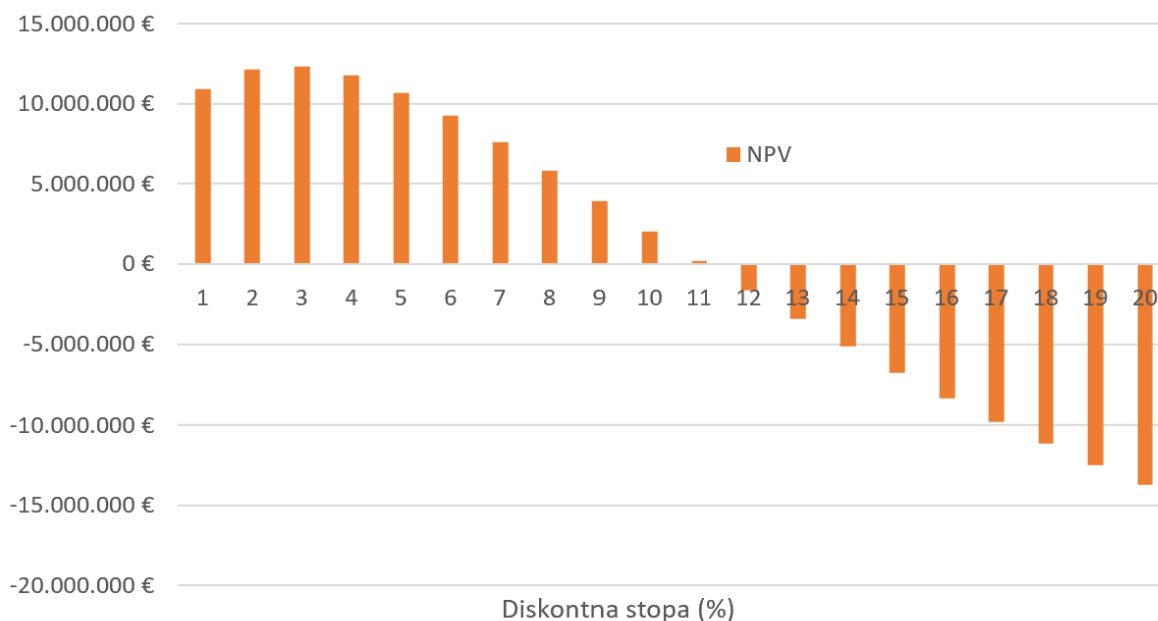
Pozitivna neto sadašnja vrijednost (engl. *Net present value*, NPV) pokazuje donosi li projekt dobit i treba li donjeti pozitivnu konačnu investicijsku odluku vezanu uz realizaciju projekta ili je neto sadašnja vrijednost negativna te projekt donosi gubitak stoga bi, isključivo financijski gledajući, trebao biti odbijen. U osnovnom scenariju korištena je diskontna stopa od 10% pri kojoj NPV iznosi 2 054 787,55 €. U Tablici 3-3. prikazan je NPV profil, tj. kako se neto sadašnja vrijednost mijenja s promjenom diskontne stope.

Tablica 3-3. NPV profil

Diskontna stopa (%)	NPV
1,00%	€ 10.922.211,33
2,00%	€ 12.135.776,86
3,00%	€ 12.315.561,58
4,00%	€ 11.756.644,60
5,00%	€ 10.680.354,73
6,00%	€ 9.252.250,75
7,00%	€ 7.595.696,13
8,00%	€ 5.802.124,66
9,00%	€ 3.938.815,23
10,00%	€ 2.054.787,55
11,00%	€ 185.277,81
12,00%	-€ 1.644.861,04
13,00%	-€ 3.418.574,52
14,00%	-€ 5.124.641,48
15,00%	-€ 6.756.180,10
16,00%	-€ 8.309.512,91
17,00%	-€ 9.783.305,29
18,00%	-€ 11.177.912,83
19,00%	-€ 12.494.887,86
20,00%	-€ 13.736.607,79

Formulom za izračunavanje interne stope rentabilnosti (engl. *Intern rate of return*, IRR) dobivena je vrijednost od 11,10% što znači da je pri toj diskontnoj stopi neto sadašnja vrijednost jednaka nuli, tj. da nema profita. To je grafički prikazano na Slici 3-1. Vrijeme

povrata investicije, odnosno period u kojem će projekt generirati dovoljno prihoda da pokrije početne troškove, u ovom slučaju je 11,6 godina.

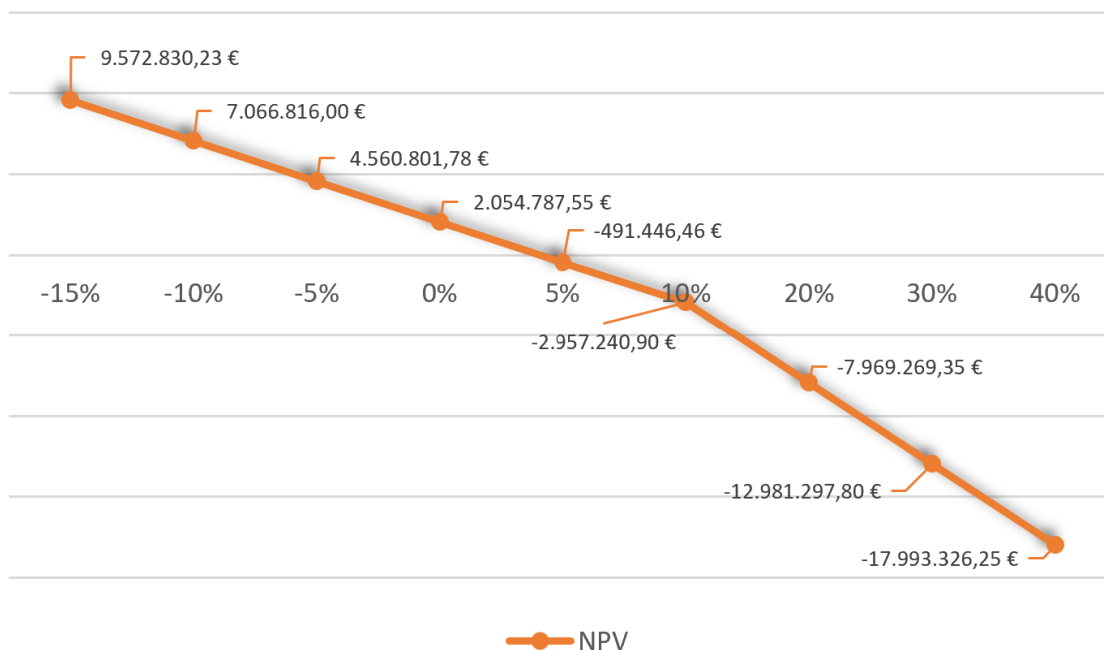


Slika 3-1. Grafički prikaz ovisnosti NPV-a o promijeni diskontne stope

3.1. Analiza osjetljivosti

3.1.1. Promjena CAPEX-a

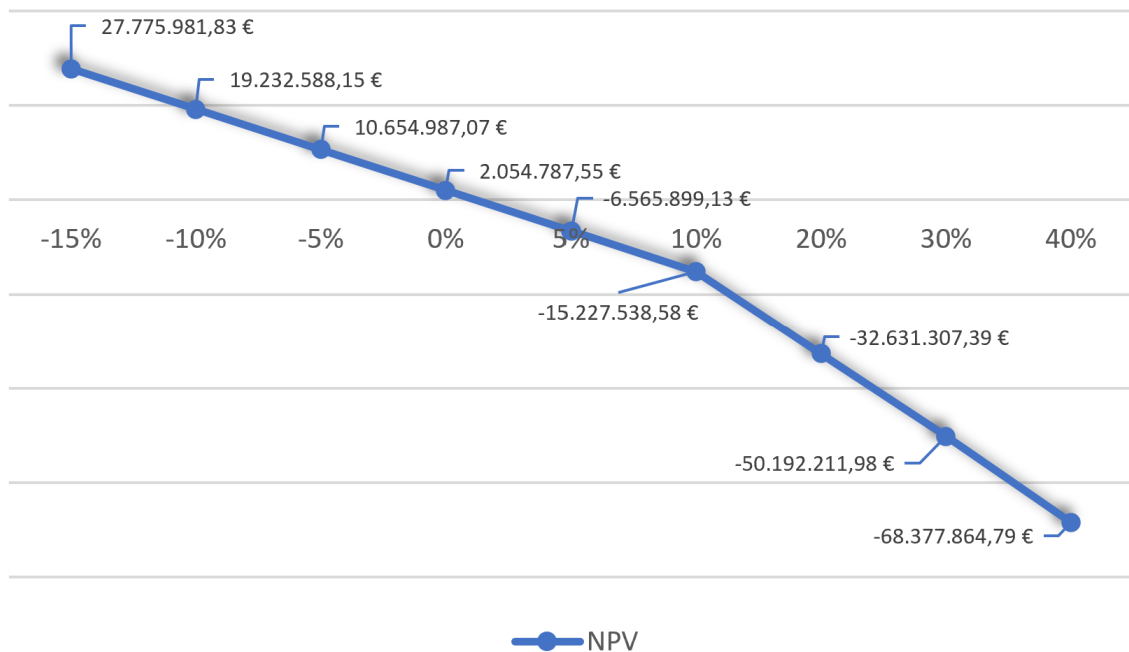
Analiza osjetljivosti na promjenu kapitalnih troškova provedena je smanjenjem istih za 5%, 10%, 15% i povećanjem za 5%, 10%, 20%, 30% i 40%. Ova analiza omogućava razumijevanje kako varijacije u početnim investicijskim troškovima utječu na ukupnu financijsku održivost projekta. Na temelju ove analize moguće je zaključiti kako se smanjenjem kapitalnih troškova povećava neto sadašnja vrijednost. Najznačajniji porast NPV-a zabilježen je pri smanjenju CAPEX-a za 15%, gdje NPV doseže 9 572 830,23 €. Ovaj rezultat ukazuje na značajnu financijsku osjetljivost projekta na smanjenje početnih investicijskih troškova, što istovremeno dovodi do skraćenja vremena povrata investicije. Povećanje kapitalnih troškova dovodi do smanjenja NPV-a. Značajan pad NPV-a, do razine negativne vrijednosti od -491 446,46 €, zabilježen je već pri povećanju CAPEX-a za 5%. Ovaj rezultat upućuje na to da projekt postaje financijski neodrživ pri određenom postotku povećanja početnih investicijskih troškova. Slika 3-2. grafički prikazuje osjetljivost NPV-a na promjenu CAPEX-a.



Slika 3-2. Ovisnost NPV-a o promjeni CAPEX-a

3.1.2. Promjena OPEX-a

Analiza osjetljivosti na promjenu operativnih troškova u koje ubrajamo troškove zaposlenika, ostale poslovne rashode, materijalne troškove i troškove energije, provedena je smanjenjem istih za 5%, 10%, 15% i povećanjem za 5%, 10%, 20%, 30% i 40%. Smanjenje operativnih troškova rezultira povećanjem neto sadašnje vrijednosti projekta. Najznačajniji porast NPV-a zabilježen je pri smanjenju OPEX-a za 15%, gdje NPV doseže 27 775 981,83 €. Suprotno, povećanje operativnih troškova dovodi do smanjenja NPV-a. Značajan pad NPV-a, do razine negativne vrijednosti od -68 337 864,79 €, zabilježen je pri povećanju OPEX-a za 40%. Slika 3-3. grafički prikazuje osjetljivost NPV-a na promjenu OPEX-a.



Slika 3-3. Ovisnost NPV-a na promjenu OPEX-a

3.1.3. Najnepovoljniji scenarij

U najnepovoljnijem scenariju (engl. *worst case scenario*) pretpostavljeno je povećanje diskontne stope s 10% na 13%, što odražava povećani rizik projekta. Diskontna stopa je ključna u procjeni vrijednosti budućih novčanih tokova, a njezino povećanje ukazuje na veću potrebu za kompenzacijom rizika. Osim toga, kapitalni troškovi i operativni troškovi povećani su za 40%, što predstavlja značajno povećanje početnih investicija i tekućih troškova poslovanja. U ovom najnepovoljnijem scenariju, neto sadašnja vrijednost projekta postaje negativna, i iznosi -77 972 325,27 €. Ovo ukazuje na to da projekt, pod ovim uvjetima, postaje financijski neodrživ. Negativan NPV sugerira da očekivani povrat na investiciju neće nadmašiti troškove financiranja projekta, kao ni rizike povezane s njim.

3.1.4. Najpovoljniji slučaj

U najpovoljnijem slučaju (engl. *best case scenario*) diskontna stopa je smanjena na 7%, što odražava povoljnije uvjete financiranja. Smanjenje diskontne stope ukazuje na manji rizik i veću vjerojatnost povrata investicije. CAPEX i OPEX smanjeni su za 15%. Smanjenje troškova direktno utječe na povećanje neto sadašnje vrijednosti (NPV) projekta, čineći ga financijski privlačnijim. U tom slučaju NPV iznosi 49 497 792,95 €, što je znatno više u

usporedbi s baznim scenarijem. IRR od 23,53% ukazuje na visoku profitabilnost projekta. Vrijeme povrata investicije je 6,21 godina.

3.1.5. Analiza osjetljivosti na pad zakupljenosti za 3% i 7%

Provedena je analiza osjetljivosti na pad zakupljenosti kapaciteta terminala za UPP. Pretpostavljeno je kako će prvih pet godina od početka rada novog modula 2025. godine kapaciteti proširenog dijela terminala biti 100% zakupljeni, zatim je pretpostavljeno kako će od 2031. do 2036. godine zakupljenost pasti na 90%. U slučaju smanjenja zakupljenosti za 3% svake godine od 2037. do 2049. godine pri diskontnoj stopi od 10%, neto sadašnja vrijednost iznosi 10 218 320,53 €, a interna stopa povrata 13,47%. Vrijeme povrata investicije je 11,6 godina. Ovo ukazuje na to da projekt ostaje financijski isplativ čak i uz umjereno smanjenje zakupljenosti.

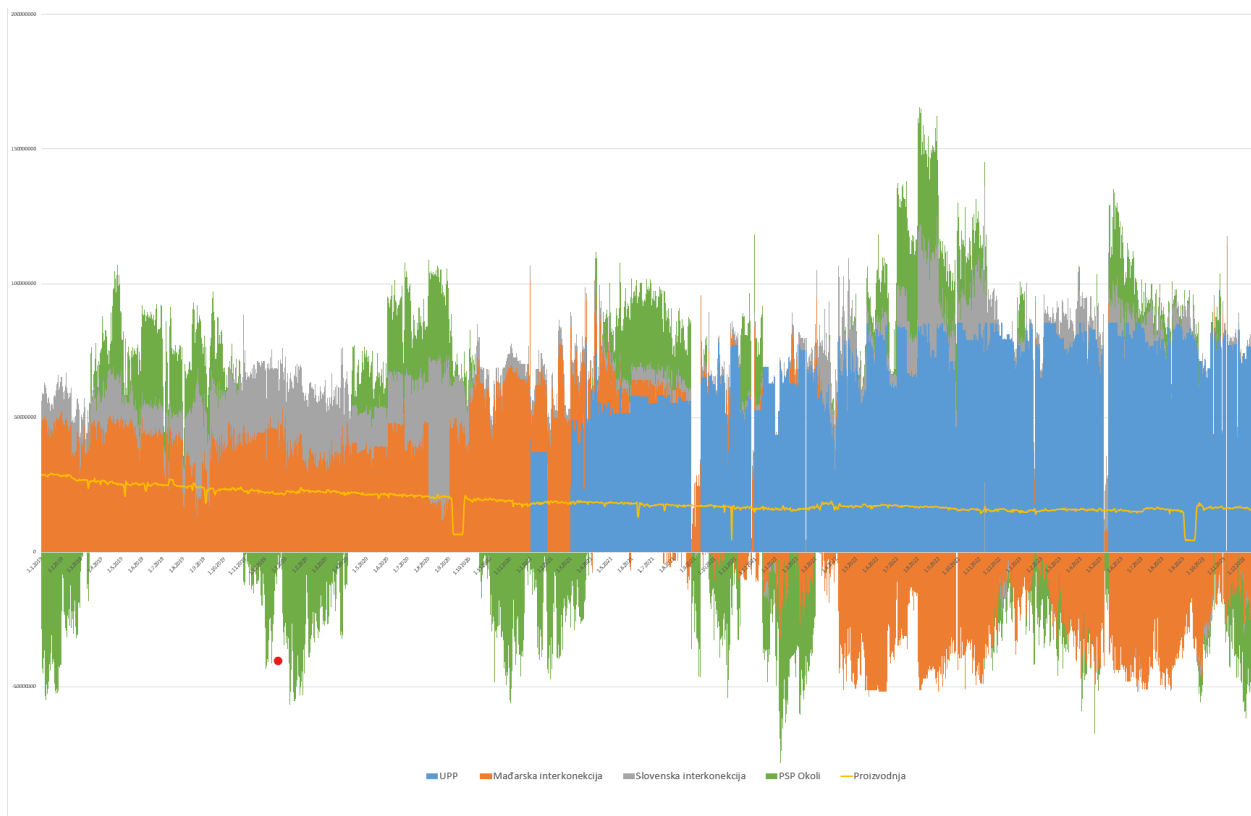
Međutim, ukoliko bi došlo do pada zakupljenosti kapaciteta za 7% svake godine od 2037. do 2049. neto sadašnja vrijednost bila bi negativna, točnije iznosila bi -6 355 326,20 € što znači da u tom slučaju projekt financijski ne bi bio isplativ. Ova analiza osjetljivosti ističe važnost održavanja stabilnosti zakupljenosti kapaciteta terminala. Stabilna i dugoročna potražnja ključna je za financijsku održivost projekta. Promjene u zakupljenosti direktno utječu na financijsku izvedivost, što zahtijeva pažljivo planiranje i strategije upravljanja rizicima.

4. STRATEŠKI ASPEKTI

Rat u Ukrajini imao je značajan utjecaj na globalne energetske odnose, posebno utječući na Europu kao velikog uvoznika fosilnih goriva iz Rusije. Naglašena je važnost diversifikacije izvora energije tijekom prijelaznog razdoblja kako bi se osigurala konkurentnost i zadovoljavajuća opskrba. U svibnju 2022., kao odgovor na rizike ovisnosti EU o uvozu fosilnih goriva iz Rusije predstavljen je REPowerEU plan. Ovaj plan, usklađen s politikom dekarbonizacije EU, uključuje diversifikaciju izvora energije i osiguranje stabilne opskrbe iz alternativnih smjerova. Jedan od pristupa je povećanje kapaciteta terminala za UPP unutar EU, kao i unaprjeđenje infrastrukturne povezanosti među susjednim državama, što bi omogućilo efikasniji transport plina unutar EU i zemalja Energetske zajednice.

Prema nacionalnom planu oporavka i otpornosti 2021.-2026., ENTSO-G je proveo studiju za optimizaciju europskog plinskog sustava, u sklopu REPowerEU plana. Studija je pokazala da će proširenje kapaciteta terminala za UPP na Krku pomoći u smanjenju ovisnosti o ruskom plinu. Međutim, za opskrbu susjednih zemalja potrebno je unaprijediti hrvatsku transportnu mrežu prema Sloveniji i Mađarskoj, kao i izgraditi mrežu prema Bosni i Hercegovini (Južna plinska interkonekcija s BiH). Planirana infrastruktura će pružiti optimalno rješenje za poboljšanje sigurnosti opskrbe plinom.

Dobavni pravci prirodnog plina Republike Hrvatske su iz domaće proizvodnje, podzemnog skladišta plina, uvoza s dvije interkonekcije i s terminala za UPP. Promatrajući Sliku 4-1. jasno je vidljivo kako se struktura kretanja plina mijenjala tijekom posljednjih 5 godina, točnije od 1.1.2019. do 12.12.2023. Prema podacima preuzetih sa SUKAP-a uspoređujući podatke o proizvedenom plinu u 2019. godini s podacima o proizvedenom plinu u 2023. godini (do dana 12.12.2023.) uočava se velika razlika, točnije pad od 42% u tom vremenskom periodu. Na grafu je jasno vidljiv značajan utjecaj terminala za UPP koji je s radom krenuo početkom 2021. godine. Sukladno tome, količine izvezenog plina su porasle te premašile kapacitet uvezenog plina što se grafički očituje kao negativna vrijednost. Realizacijom planiranih projekata očekuje se dodatni povećani izvoz prirodnog plina kroz postojeće, ali i nove interkonekcije, zahvaljujući većem kapacitetu uplinjavanja što uvelike pridonosi razvoju Hrvatske kao regionalnog energetskog čvorišta.



Slika 4-1. Struktura kretanja plina u Hrvatskoj u razdoblju od 1.1.2019. do 12.12.2023. (Izrada autora prema podacima sa SUKAP-a, 2023)

4.1. Povećanje kapaciteta terminala za UPP

Za efikasno korištenje proširenog kapaciteta terminala za UPP, ključan je daljnji razvoj plinovodne infrastrukture. Plinovod Omišalj - Zlobin, koji se spaja s plinovodima Zlobin - Bosiljevo i Bosiljevo – Sisak – Kozarac, čini glavni evakuacijski plinovod povezujući terminal na Krku s državama srednje i istočne Europe. Ovaj plinovod je nastavak postojeće interkonekcije Mađarska - Hrvatska.

Izgradnja plinovoda Zlobin - Bosiljevo, duljine 58 km, predstavlja prvu fazu i nužan preduvjet za daljnji razvoj plinovodne mreže i povećanje kapaciteta na interkonekcijama prema Mađarskoj i Sloveniji. Za povećanje kapaciteta transporta plina s terminala za UPP potrebno je proširiti kapacitet plinovoda Bosiljevo - Sisak – Kozarac i nadograditi plinovod prema Sloveniji (Lučko – Zabok – Rogatec) na dionici Lučko – Zabok čime bi se postigao kapacitet transporta plina prema Sloveniji od oko 1,5 mlrd. m³/god. Plinovod Lučko-Zabok-Rogatec nalazi se na listi projekata od zajedničkog interesa EU, PCI listi (engl. *Projects of common interest*).

Cilj ovih projekata je povećanje kapaciteta terminala za UPP na otoku Krku s trenutnih 2,9 mlrd. na 6,1 mlrd. m³/god plina i osiguravanje kapaciteta plinovoda za transport plina prema Bosni i Hercegovini, Sloveniji, Mađarskoj i drugim zemljama jugoistočne Europe. Povećanim transportom prirodnog plina prema susjednim zemljama povećat će se učinkovitost transportnog sustava i posljedično smanjiti prosječni trošak transporta. Svrha je tih projekata osigurati dostatan kapacitet na glavnim transportno-tranzitnim pravcima plinskog transportnog sustava, osigurati dvosmjerni protok na interkonekcijama sa slovenskim i mađarskim transportnim sustavima te dovoljne kapacitete na tim interkonekcijama kako bi se omogućio transport plina iz novih dobavnih projekata na tržišta susjednih zemalja i na domaće tržište čime će se stvoriti preduvjeti za veći transport plina i povećanu učinkovitost plinskog transportnog sustava.

Treba istaknuti da ovaj projekt znatno nadmašuje energetske potrebe Republike Hrvatske, koja već sada, s kapacitetom terminala za UPP od 2,9 mlrd. m³/god, u potpunosti pokriva svoje potrebe za prirodnim plinom. Stoga je moguće zaključiti kako ovaj projekt ima regionalni karakter i usmjeren je na rješavanje izazova u vezi s diversifikacijom smjerova opskrbe i osiguranjem dodatnih količina prirodnog plina za zemlje središnje i istočne Europe.

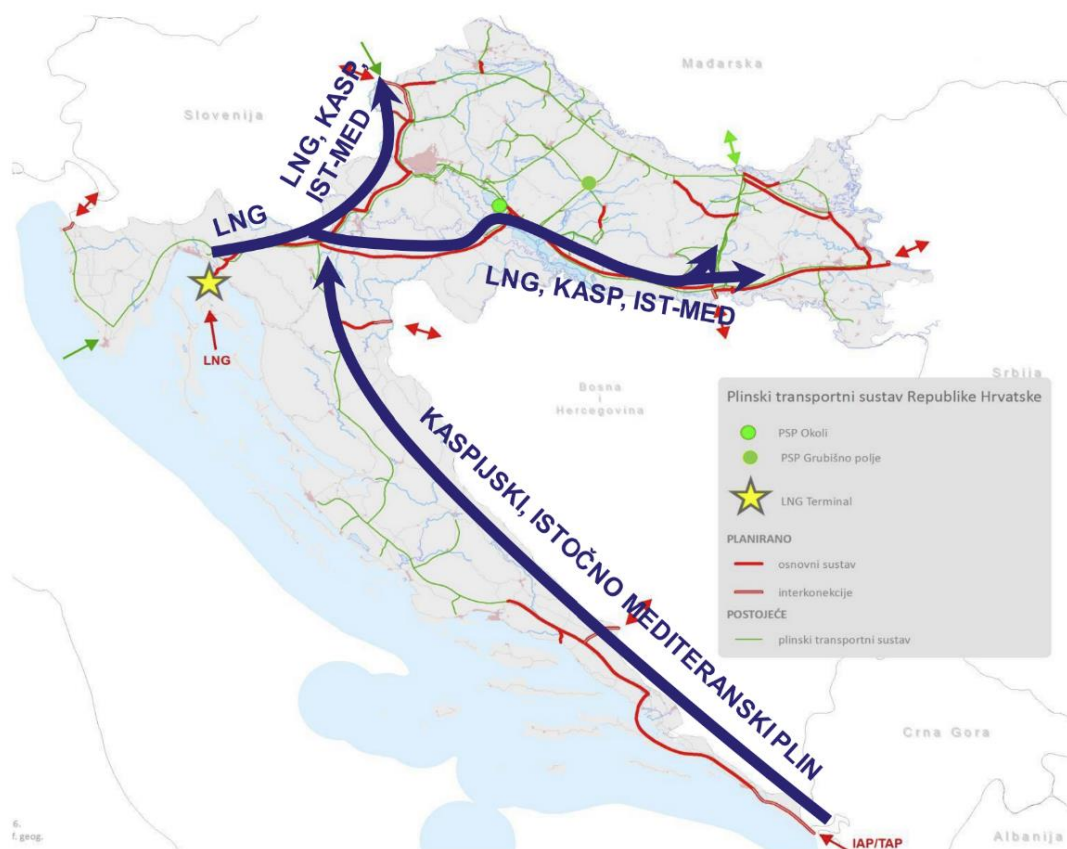
Iz prikazane Tablice 4-1. jasno je da će se do kraja ovog desetogodišnjeg planiranog razdoblja, 2030. godine, potreba za uvozom prirodnog plina u Republiku Hrvatsku povećati na 25,47 TWh budući da se očekuje konstantan pad u proizvodnji. Ove značajne količine zahtijevaju osiguranje izravnih dobavnih pravaca i adekvatnih transportnih kapaciteta. Prema Plinacrovoj projekciji iz Desetogodišnjeg plana i razvoja plinskog transportnog sustava 2020-2030., udio uvoza u ukupnoj potrošnji plina porast će sa 73% u 2019. godini na 96% u 2030. godine. Ove činjenice ističu važnost boljeg integriranja Republike Hrvatske u europske tokove i tržište prirodnog plina, što zahtijeva poboljšano povezivanje hrvatskog sustava transporta plina sa sustavima susjednih zemalja, kao i s novim projektima dobave.

Tablica 4-1. Projekcija potrošnje, proizvodnje i uvoza prirodnog plina u RH 2020.-2030. (Plinacro, 2020)

PROJEKCIJE POTROŠNJE, PROIZVODNJE I UVOZA PLINA U RH 2020. - 2030. [TWh]											
	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.	2027.	2028.	2029.	2030.
POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA	27,38	26,74	27,77	27,74	28,55	28,32	28,32	27,91	28,44	27,84	28,36
PROIZVODNJA PRIRODNOG PLINA U RH	7,21	7,15	6,00	6,60	7,40	6,18	5,77	4,75	4,18	3,45	2,90
MINIMALNE POTREBE UVOZA	20,18	19,59	21,77	21,13	21,15	22,14	22,54	23,16	24,26	24,39	25,47

4.2. Postojeće i planirane interkonekcije

Za povećanje kapaciteta transporta plina kroz hrvatski plinski transportni sustav i poboljšanje njegove učinkovitosti, nužno je razvijati sve projekte koji to omogućuju. Među strateškim projektima koji doprinose diversifikaciji dobavnih pravaca, povećanju učinkovitosti transportnog sustava i osiguranju sigurnosti opskrbe plinom, ističu se povećanje kapaciteta na interkonekcijama prema Republici Mađarskoj i Republici Sloveniji te izgradnja Jadransko-jonskog plinovoda. Razvoj sustava treba biti usmjeren na povećanje sigurnosti opskrbe te na iskorištavanje punog potencijala terminala za UPP i povezivanje s Južnim plinskim koridorom. Na Slici 4-2 prikazano je uklapanje plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske u nove dobavne projekte.



Slika 4-2. Uklapanje plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske u nove dobavne projekte (Plinacro, 2020)

Plinovod Kozarac - Slobodnica, zajedno s plinovodima Zlobin - Bosiljevo - Sisak-Kozarac i Omišalj - Zlobin, čini ključni dio glavnog evakuacijskog plinovoda koji omogućuje povezivanje terminala na otoku Krku sa zemljama Srednje i Istočne Europe. Ovaj sustav predstavlja produžetak već postojeće veze između Mađarske i Hrvatske (plinovod Varoşföld-Dravaszerdahely-Donji Miholjac-Slobodnica) i planira se njegovo povezivanje s budućim Jonsko-Jadranskim plinovodom.

Iako se plinovod prostire isključivo kroz teritorij Republike Hrvatske, on ima značajnu regionalnu ulogu kao glavni put evakuacije plina s terminala na otoku Krku prema Mađarskoj, što predstavlja njegovu primarnu funkciju. Osim toga, plinovod doprinosi većoj iskoristivosti veze s Mađarskom, utječući time ne samo na Mađarsku, već i na Slovačku. Također, plinovod će biti značajan za treće zemlje poput Srbije i Bosne i Hercegovine, posebice nakon izgradnje međusobnih povezanosti s tim zemljama.

4.2.1. Jadransko – jonski plinovod

Jadransko-jonski plinovod (engl. *Ionian-Adriatic Pipeline, IAP*) predstavlja ključni projekt za osiguranje opskrbe plinom iz Transjadranskog plinovoda (engl. *Trans Adriatic Pipeline, TAP*) Hrvatskoj i ostalim zemljama regije, uz mogućnost proširenja transporta prema Mađarskoj, Sloveniji i Austriji. Ukupna dužina plinovoda iznosit će 511 km, s najvećim dijelom, oko 250 km, unutar Hrvatske. Planira se izgradnja plinovoda uključujući kompresorsku stanicu u Splitu. Projekt IAP ima izuzetan značaj za regiju jer će doprinijeti plinifikaciji južne Hrvatske i BiH te osigurati pristup hrvatskom terminalu za UPP. IAP će omogućiti dvosmjerni protok plina i bit će u potpunosti kompatibilan s terminalom za UPP na otoku Krku. Planirani završetak projekta je 2025. godine.

4.2.2. Bosna i Hercegovina

Budući da Bosna i Hercegovina nema vlastitih izvora prirodnog plina, njena opskrba ovim energentom u potpunosti ovisi o uvozu. Trenutno se plin uvozi samo kroz jedan ulaz, koji dolazi iz Srbije preko Republike Srpske iz Turskog toka. Budući da je plinski sustav Bosne i Hercegovine slabo razvijen što potvrđuje Slika 4-3., tek po završetku realizacije svih planiranih projekata imati će uvjete za uvoz prirodnog plina s terminala za UPP.

Bosna i Hercegovina je u prosjeku uvezla oko 240 milijuna standardnih kubičnih metara plina tijekom posljednjih pet godina. Prema Agenciji za statistiku Bosne i Hercegovine, u 2022. godini uvezeno je 247 635 000 Sm³, a finalna potrošnja iznosila je 183 850 000 Sm³ (Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine, 2023).

Za interkonekciju na pravcu Slobodnica-Brod-Zenica planirano je povezivanje plinskih transportnih sustava Hrvatske i Bosne i Hercegovine. Glavni cilj je diversifikacija pravaca i izvora opskrbe plinom Bosne i Hercegovine. Planirani završetak projekta je 2026. godine. Na Slici 4-3. prikazana je planirana sjeverna interkonekcija.



Slika 4-3. Planirana sjeverna i južna interkonekcija između Hrvatske i Bosne i Hercegovine (Bloomberg Adria, 2023)

Prema dogovoru između Plinacra i BH Gasa, planira se izgradnja odvojka s Jonsko-jadranskog plinovoda prema Bosni i Hercegovini u području Imotskog i Posušja. Ovaj potez će omogućiti Bosni i Hercegovini diversifikaciju opskrbe plinom što uključuje plin s terminala za UPP na otoku Krku.

Hrvatski dio južne interkonekcije, koji uključuje dionice Dugopolje-Zagvozd duge 52 km i Zagvozd-Imotski-granica s Bosnom i Hercegovinom duge 22 km, te bosanskohercegovački dio dužine 169 km, ima predviđeni kapacitet do 1,5 mlrd. m³/god. Završetak projekta očekuje se do 2024. godine.

4.2.3. Slovenija

Slovensko tržište u potpunosti ovisi o uvozu prirodnog plina zbog nedostatka domaćih izvora. Većinu prirodnog plina Slovenija uvozi iz Rusije i kroz različita čvorišta na europskom tržištu plina. Plin iz Austrije ulazi u Sloveniju preko točke Ceršak, dok se plin iz Italije dovodi preko točke Šempeter. Trgovačka čvorišta na europskom tržištu plina, kroz

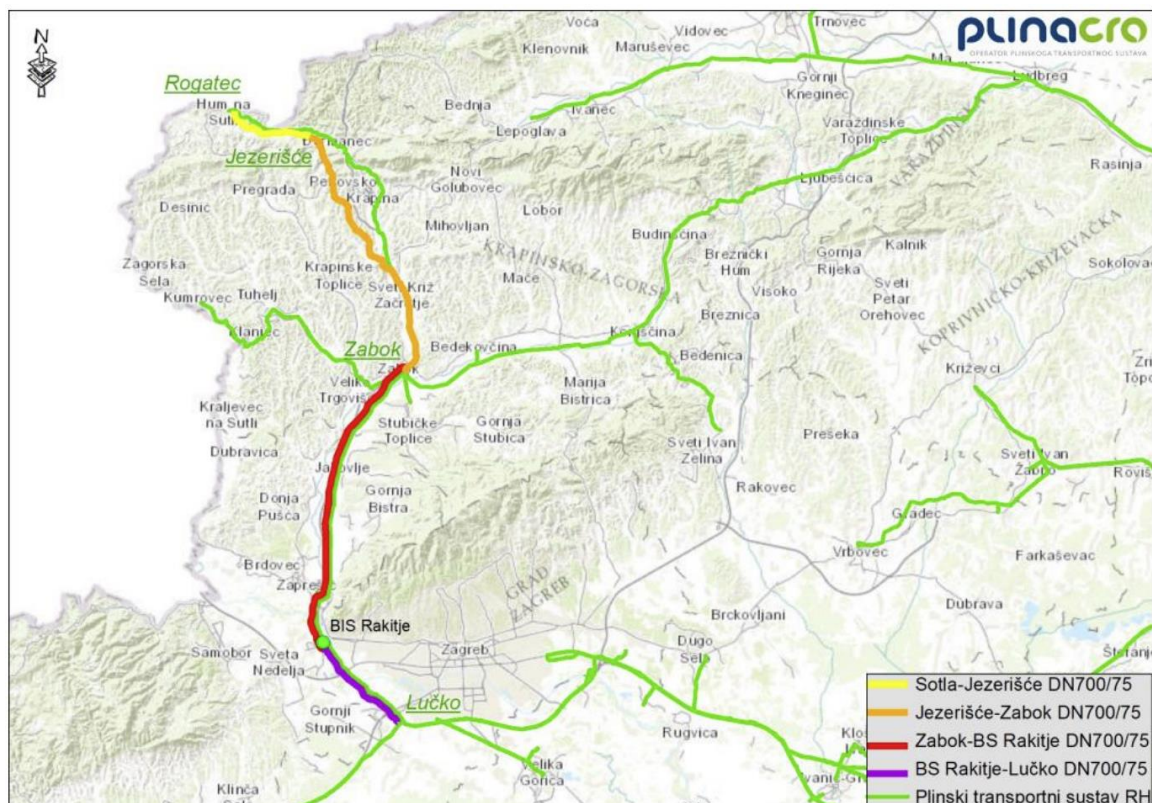
koja se plin transportira u Sloveniju, uključuju plin europskog, sjevernoafričkog i ruskog podrijetla (Agencija za energiju, 2023). Prema Tablici 4-2 predviđanja potrošnje prirodnog plina u Sloveniji iz Desetogodišnjeg plana razvoja plinovodne mreže za razdoblje od 2019. do 2028. godine koju je 2018. godine objavio slovenski operator plinskog transportnog sustava Plinovodi, vidljivo je kako će se potreba za prirodnim plinom povećavati.

Tablica 4-2. Predviđanja potrošnje prirodnog plina u Sloveniji za razdoblje od 2019. do 2029. godine (Plinovodi, 2021)

Sektor	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Industrija	5,437	5,502	5,557	5,613	5,669	5,726	5,783	5,841	5,899	5,958
Ostalo	4,476	4,529	4,575	4,621	4,667	4,713	4,761	4,808	4,856	4,905
Električna en.	152	2,136	2,136	2,136	2,136	2,136	2,136	2,136	2,136	2,136
Ukupno	10,064	12,168	12,268	12,369	12,472	12,575	12,679	12,785	12,891	12,999

Na pravcu Lučko-Zabok-Rogatec nalazi se plinovod star gotovo 40 godina, kojim se 1979. godine započeo uvoziti ruski plin. (Đedović et al., 2019) Izgrađen je za jednosmjerni protok plina (iz Slovenije u Hrvatsku), a tehnički kapacitet je 48,3 GWh dnevno.

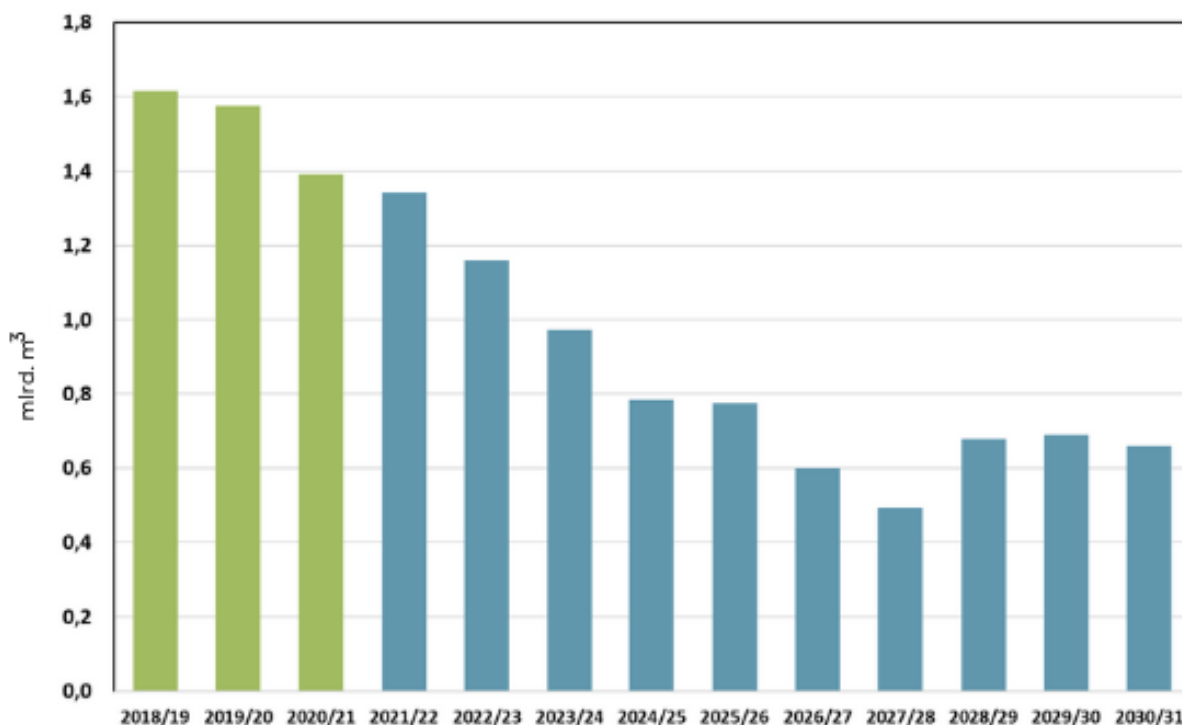
Uzimajući u obzir trenutne i buduće dobavne pravce, posebno s obzirom na terminal za UPP te hrvatske kapacitete skladištenja, u tijeku je realizacija projekta izgradnje novog interkonekcijskog plinovoda Lučko-Zabok-Jezerišće-Sotla s ciljem pružanja značajne mogućnosti za transport plina u oba smjera. Kapacitet novog plinovoda bio bi do 5 mlrd. m³/god u oba smjera, što predstavlja značajno povećanje u odnosu na trenutni kapacitet interkonekcije Rogatec, koji trenutno iznosi 1,8 mlrd. m³/god za smjer iz Slovenije prema Hrvatskoj i 0,26 mlrd. m³/god iz Hrvatske prema Sloveniji. Prva faza izgradnje podrazumijeva izgradnju plinovoda Lučko-BS Rakitje čime bi se povećao kapacitet transporta prema Sloveniji s trenutnih 30 000 m³/h (260 milijuna m³/god) na respektabilnih 180 000 m³/h (1,5 mlrd. m³/god). Ovom izgradnjom plinovoda značajno se doprinosi pouzdanosti opskrbe plinom na hrvatskom tržištu i tržištima Jugoistočne Europe. Razvojem plinovodnog sustava Lučko-Zabok-Sotla, prikazanog na Slici 4-4., omogućit će se transport plina s terminala za UPP prema Sloveniji i dalje prema Srednjoj i Zapadnoj Europi. Ovi projekti nalaze se na PCI listi. Plinovod je dugačak 70 km te bi njegova izgradnja trebala trajati dvije do tri godine.



Slika 4-4. Plinovodi Lučko-BS Rakitje, BS Rakitje-Zabok, Zabok-Jezerišće, Jezerišće-Sotla (Plinacro, 2020)

4.2.4. Mađarska

Mađarska ima razvijenu mrežu za prijenos plina sastavljenu od 5873 km visokotlačnih cjevovoda i igra ključnu ulogu u regionalnom plinskom sektoru. Povezana je s više susjednih država kroz šest interkonekcijskih točaka. U 2020. godini, većina uvoza prirodnog plina u Mađarsku dolazila je iz Ukrajine preko Bregdaróca. Ostale interkonekcije uključuju Austriju, Slovačku, Rumunjsku, Srbiju i Hrvatsku. Budući da Mađarska ima vrlo nisku domaću proizvodnju, do 10 posto njezine potrošnje prirodnog plina, izuzetno je ovisna o uvozu. Na Slici 4-5. je prikazana prognoza proizvodnje prirodnog plina u mađarskoj do 2031. godine na temelju čega je moguće zaključiti kako će se ovisnost o uvozu plina i diversifikaciji izvora dodatno povećavati. U 2022. godini potrošnja prirodnog plina iznosila je 9,4 mlrd. m³.

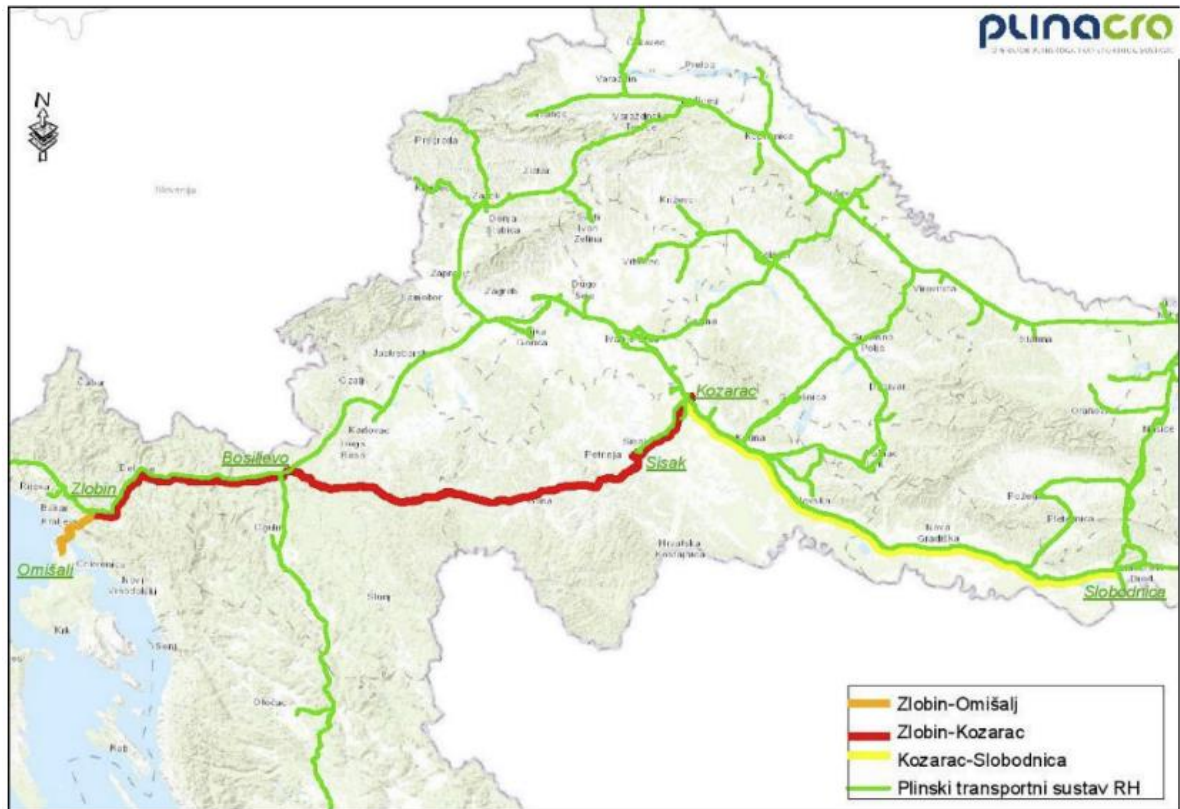


Slika 4-5. Trenutna i predviđena proizvodnja prirodnog plina u Mađarskoj (FGSZ, 2023)

Od 2021. godine, FGSZ, jedini operator sustava prijenosa u Mađarskoj, počeo je uvoziti prirodni plin i s točke Drávaszerdahely, koja je povezana s terminalom za UPP na Krku. Budući da je Mađarska kopnena država, prirodni plin može primiti samo putem plinovoda. Fizički najbliži terminal za ukapljeni prirodni plin je upravo onaj na otoku Krku. U lipnju 2020., MVM je potpisao sedmogodišnji ugovor za uvoz 1 mlrd. m³/god, što je započelo 2021. godine, dodatno proširujući diversifikaciju izvora opskrbe Mađarske.

Plinovod Omišalj-Zlobin povezan je s plinovodima Zlobin-Bosiljevo i Bosiljevo-Sisak-Kozarac i zajedno s plinovodom Kozarac-Slobodnica čine ključni evakuacijski plinovod. Ovaj plinovod predstavlja nastavak već postojeće interkonekcije između Mađarske i Hrvatske, koja uključuje plinovod Varosföld-Drávaszerdahely-Donji Miholjac-Slobodnica.

Kako bi se povećala mogućnost transporta plina prema Mađarskoj potrebno je izgraditi plinovod Kozarac-Slobodnica kojim bi se kapacitet interkonekcije prema Mađarskoj povećao na 700 000 m³/h (6,1 mlrd. m³/god). Na Slici 4-6. prikazan je plinovodni sustav Omišalj-Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica



Slika 4-6. Plinovodni sustav Omišalj-Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica (Plinacro, 2020)

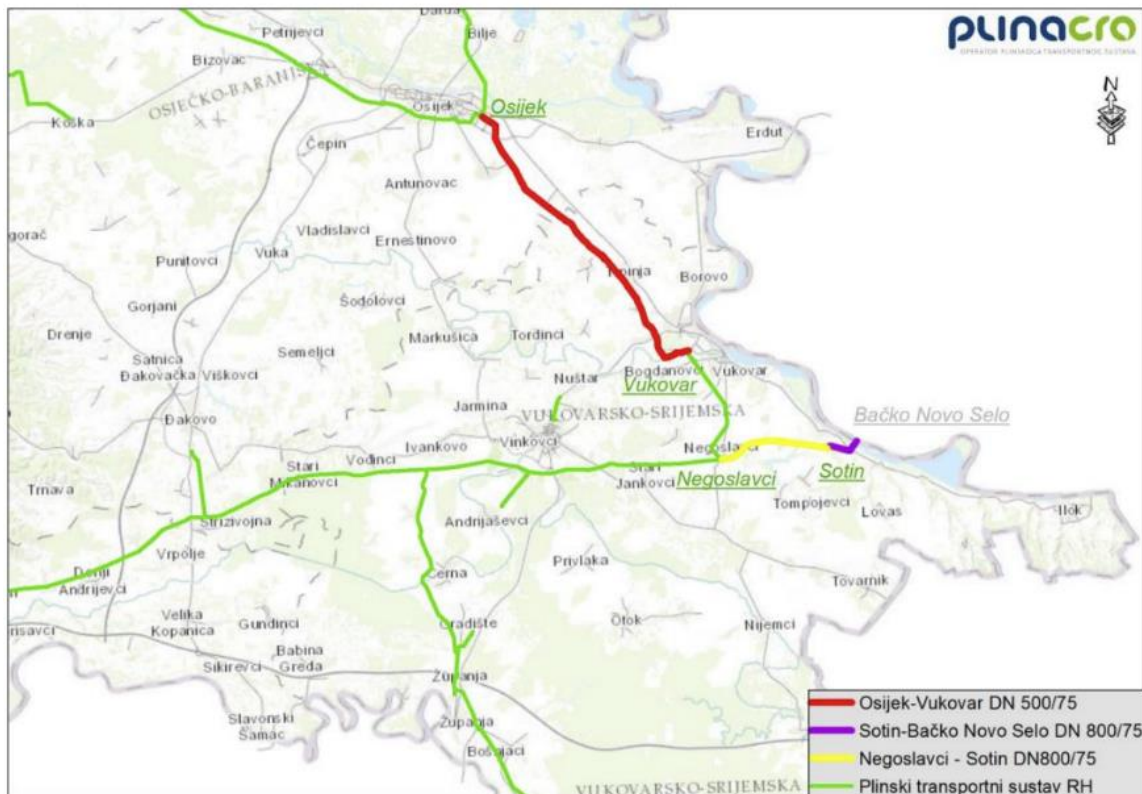
4.2.5. Srbija

U 2021. godini, ukupna domaća proizvodnja prirodnog plina iznosila je 0,395 mlrd. m³. Da bi se zadovoljila potpuna potražnja, uvezeno je 2,16 mlrd. m³ prirodnog plina u 2021. godini, što je povećanje od 8% u odnosu na 2020. godinu.

Planirana interkonekcija (Slika 4-7.) između Hrvatske i Srbije prolazi trasom Slobodnica-Sotin-Bačko Novo Selo. Ovaj projekt ima za cilj uspostaviti vezu između srpskog i hrvatskog transportnog sustava, čime će se omogućiti integracija tržišta, diversifikacija izvora za opskrbu plinom te povećanje sigurnosti opskrbe. Projekt će također omogućiti Srbiji pristup hrvatskom terminalu za UPP.

Projekt će započeti s prvim fazama koje uključuju izgradnju plinovoda Negoslavci-Sotin-Bačko Novo Selo, dužine 15 km, te Osijek-Vukovar, dužine 30 km. Očekuje se da će izgradnja ovih dionica biti završena do 2025. godine.

Plinovod Slobodnica-Sotin dugačak 102 km omogućio bi interkonekciju sa Srbijom i izravan izvoz plina iz terminala za UPP prema Srbiji. Projekt predstavlja novu međusobnu poveznicu, novu ulaznu točku i pravac prijenosa za potrebe Srbije.



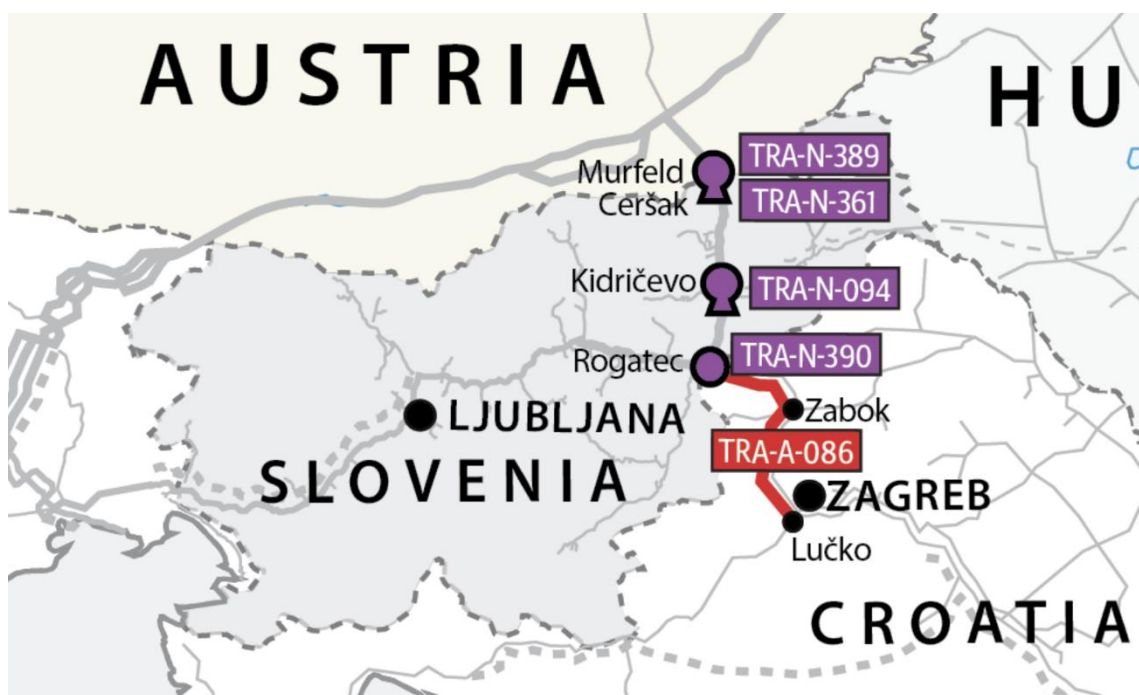
Slika 4-7. Izgradnja interkonekcije sa Srbijom (Plinacro, 2020)

4.2.6. Austrija

U Austriji, prirodni plin predstavlja drugi najvažniji izvor energije nakon nafte. U 2022. godini potrošnja prirodnog plina iznosila je 7,9 mlrd. m³. Prosječno, tijekom posljednjih pet godina, oko 10 TWh dobiveno je domaćom ekstrakcijom prirodnog plina. Preostali dio korištenog prirodnog plina uvozi se, otprilike 79 TWh, od čega oko 80% dolazi iz Rusije, a 20% iz drugih zemalja.

Austriji, kao zemlji bez mora, iznimno je važna infrastruktura kako bi uopće dobivala plin, stoga je povezivanje s hrvatskim terminalom za UPP dobra inicijativa. 24. studenog 2022. godine, Austrija, Bavarska i Hrvatska potpisale su zajedničku energetska inicijativu s ciljem transportiranja prirodnog plina s terminala za UPP na otoku Krku u Austriju i Njemačku.

Projekt izgradnje plinovoda koji će povezati Hrvatsku, Sloveniju i Austriju (Slika 4-8.) nalazi se na PCI listi. Projekti zajedničkog interesa uključuju: izgradnju novog cjevovoda kapaciteta do 5 mlrd. m³/god. u oba smjera: Lučko - Zabok i Zabok – Rogatec, osiguravanje dodatne potrebne kompresorske snage od 30 MW za klaster Hrvatska - Slovenija - Austrija u Rogatcu; dvije kompresorske stanice (kompresorska stanica Slobodnica od 5 MW i kompresorska stanica Zabok od 5 MW) na hrvatskom sustavu transporta plina koji će omogućiti obrnuti protok sa susjednim zemljama i transport plina s terminala za UPP u susjedne zemlje; izgradnja nove kompresorske stanice od 13,7 MW u Murfeldu i cjevovoda dužine 26,1 km koji osigurava fizički kapacitet obrnutog protoka između Slovenije i Austrije, povećanje kapaciteta transporta i omogućavanje dvosmjernog protoka. Završetak izgradnje ovog projekta očekuje se u prosincu 2025. godine, a puštanje u rad predviđeno je za siječanj 2026. godine.



Slika 4-8. Projekti zajedničkog interesa između Hrvatske, Slovenije i Austrije (Plinovodi, 2020)

4.2.7. Slovačka

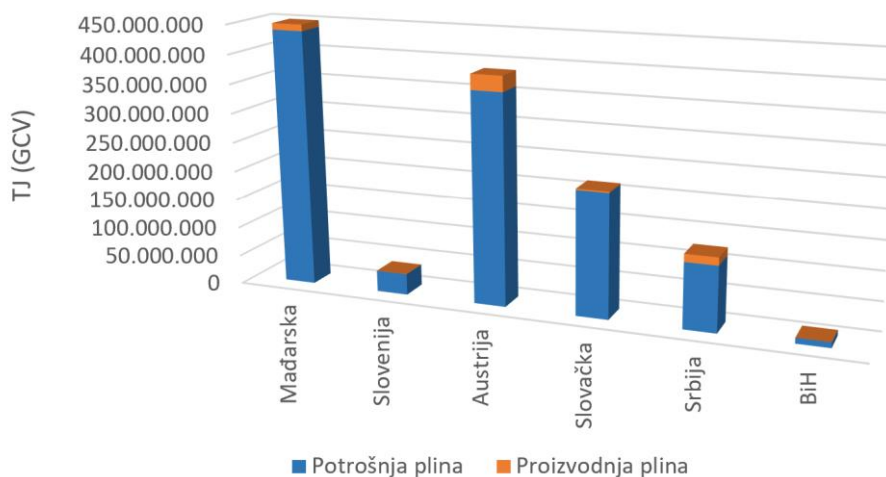
Slovačka ima vrlo ograničenu domaću proizvodnju koja pokriva oko 1% ukupne potrošnje te stoga također ovisi o uvozu prirodnog plina. Uz to, domaća proizvodnja postupno pada. Godišnja potrošnja prirodnog plina iznosi otprilike 5 mlrd. m³ koji većinom

dolazi iz Rusije preko Ukrajine. U 2022. Slovačka je gotovo 100% ovisila o ruskim uvozima prirodnog plina, nafte i nuklearnog goriva. Zatim je počela smanjivati svoju ovisnost o Rusiji diversifikacijom dobavljača energije, posebno u sektoru prirodnog plina. Slovačka je sada povezana sa svim svojim susjedima. Posljednji projekt bio je poljsko-slovački plinski interkonektor koji je stavljen u pogon u studenom 2022., omogućujući pristup poljskom terminalu za ukapljeni prirodni plin u ŚwinoujŚcieu. Međutim, unatoč izgradnji infrastrukture, glavni dobavljač ostao je isti - Rusija. Stoga su, od 2022. godine, glavne mjere u sektoru prirodnog plina posvećene diversifikaciji dobavljača energije (Oravcova, 2023).

Godine 2022. slovačka energetska tvrtka Slovenský Plynárenský Priemysel (SPP) potpisala je sporazum o opskrbi ukapljenim prirodnim plinom s američkim ExxonMobil Corp te će primati količine putem uvoznih postrojenja u Italiji i Hrvatskoj.

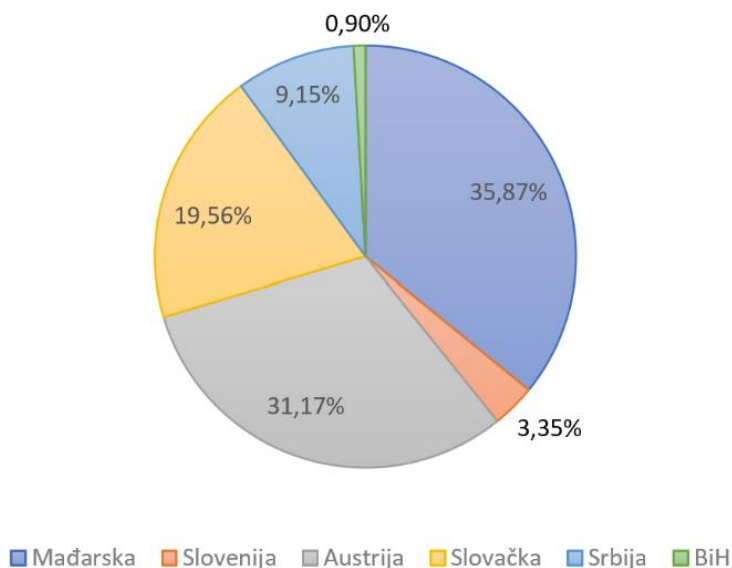
4.3. Potencijalne količine plina koje bi se distribuirale s terminala za UPP prema promatranoj regiji

Kako bi se provela analiza iskorištenosti budućeg povećanog kapaciteta od 3,2 mlrd. m³ terminala za UPP korišteni su podaci Statističkog ureda Europske unije – Eurostata iz 2021. godine za Mađarsku, Sloveniju, Slovačku, Austriju, Srbiju te Bosnu i Hercegovinu. U obzir su uzete vrijednosti o potrošnji i proizvodnji prirodnog plina u 2021. godini izražene u TJ (GCV). Potrošnja prirodnog plina promatrane regije u 2021. godini prema Eurostat-u iznosila je 1 167 860,19 TJ što je približno 37,85 mlrd. m³. Izračunom razlike iznosa potrošnje i proizvodnje plina dobiva se količina prirodnog plina koju je potrebno osigurati uvozom. Na Slici 4-9. prikazana je ukupna potrošnja prirodnog plina u 2021. godini u pojedinoj državi te udio plina iz vlastite proizvodnje.



Slika 4-9. Grafički prikaz udjela proizvedenog plina u ukupnoj potrošnji 2021. godine (Izrada autora prema Entsog, 2023)

Najveći potrošač plina ove regije je Mađarska koja je u 2021. godini iz vlastite proizvodnje zadovoljila tek 12,5% ukupne potrošnje plina. Od svih promatranih zemalja, Bosna i Hercegovina je stopostotno ovisna o uvozu plina budući da nema vlastite proizvodnje, no isto tako je i najmanji potrošač plina u regiji. Na Slici 4-10. je grafički prikazan udio potrošnje svake zemlje u regiji u postotcima.

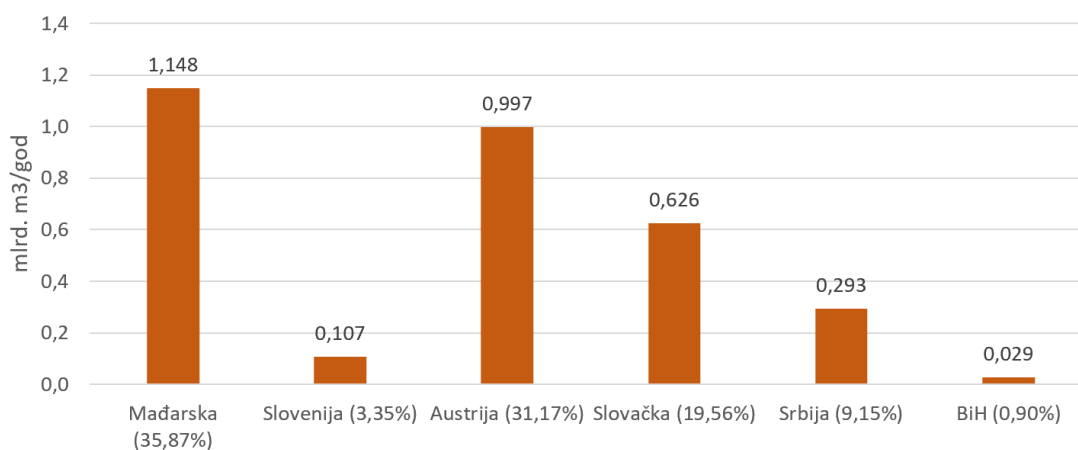


Slika 4-10. Grafički prikaz postotnog udjela potrošnje plina zemalja u regiji

Nakon procesa uplinjavanja na terminalu za UPP, prirodni plin se planira transportirati kroz hrvatski transportni sustav prirodnog plina do graničnih interkonekcija. Osnovna pretpostavka ove analize je postojanje planiranih interkonekcija s dovoljnim kapacitetom sa

susjednim zemljama s kojima Hrvatska dijeli kopnenu granicu, što je i za očekivati do 2026. godine kako je objašnjeno ranije u poglavlju. To implicira da će sve zemlje obuhvaćene analizom, osim Austrije i Slovačke, imati mogućnost transporta prirodnog plina najjeftinijim i najefikasnijim putem do svojih transportnih sustava, koristeći samo jednu interkonekciju. U slučaju Austrije i Slovačke, transport prirodnog plina bi se odvijao preko dvije interkonekcije: prvo kroz interkonekciju Hrvatska – Slovenija, a zatim kroz interkonekciju Slovenija – Austrija, odnosno prvo kroz interkonekciju Hrvatska – Mađarska, a zatim kroz interkonekciju Mađarska – Slovačka. U kontekstu Austrije, postoje dvije opcije za uvoz prirodnog plina. Prva uključuje uvoz putem interkonekcije sa Slovenijom, dok druga podrazumijeva uvoz preko interkonekcije s Mađarskom. Geografski gledano, ruta preko Slovenije čini se logičnijim izborom zbog kraće udaljenosti. Međutim, odluka o putu uvoza često je uvjetovana cijenom plina, što znači da se ponekad može odabrati i duža ruta preko Mađarske, ukoliko je to ekonomski povoljnije.

Povećani kapacitet uplinjavanja budućeg, proširenog terminala iznosit će 3,2 mlrd. m³ prirodnog plina. Na Slici 4-11. grafički je prikazana je redistribucija prirodnog plina među promatranim zemljama na temelju ravnomjerne raspodjele u skladu s potrošnjom prirodnog plina koja nije zadovoljena vlastitom proizvodnjom. U skladu s tim, najznačajniji dio prirodnog plina mogao bi biti isporučen Mađarskoj, koja predstavlja najvećeg potrošača prirodnog plina u regiji, dok bi se redoslijed daljnje distribucije nastavio prema drugim zemljama u regiji.



Slika 4-11. Mogućnost isporuke prirodnog plina s terminala za UPP po zemljama u regiji

5. ZAKLJUČAK

Pad izvoza ruskog plina u Europu, uslijed geopolitičkih napetosti nakon ruske invazije na Ukrajinu 2022. godine, doveo je do značajnog nedostatka prirodnog plina i porasta cijena energenata na europskom kontinentu. Ova energetska kriza naglasila je ranjivost i ovisnost Europe o uvozu energije, posebno iz Rusije, te je potaknula potrebu za hitnom diversifikacijom izvora energije i dobavnih pravaca. U ovom kontekstu, ukapljeni prirodni plin (UPP) postao je ključan u globalnoj energetskej strategiji, s obzirom na njegov rastući značaj i širenje infrastrukture, uključujući izgradnju terminala za uplinjavanje.

Hrvatska je, kao odgovor na energetske krizu, poduzela značajne korake u smislu proširenja vlastitog terminala za UPP na otoku Krku. Ovaj projekt ne samo da simbolizira novu eru energetske sigurnosti i diversifikacije izvora energije, već i pozicionira Hrvatsku kao ključno energetske čvorište u regiji. S povećanjem kapaciteta terminala za UPP na 6,1 mlrd. m³/god., Hrvatska ne samo da osigurava vlastite energetske potrebe, već pruža i podršku susjednim zemljama poput Slovenije, Bosne i Hercegovine te Mađarske, smanjujući njihovu ovisnost o tradicionalnim izvorima i rutama opskrbe.

Tehnološki aspekti projekta, uključujući modernizaciju FSRU broda "LNG Croatia" i dodavanje nove jedinice za uplinjavanje, ključni su za povećanje kapaciteta i efikasnosti terminala. Ove nadogradnje omogućuju veću fleksibilnost i pouzdanost u opskrbi plinom, istovremeno minimizirajući ekološki utjecaj.

Ekonomski, projekt proširenja kapaciteta terminala za UPP u Hrvatskoj predstavlja značajnu investiciju s dugoročnim pozitivnim učincima na nacionalno gospodarstvo. Financijska analiza projekta pokazuje da je projekt isplativ s pozitivnom neto sadašnjom vrijednošću (NPV) i internom stopom rentabilnosti (IRR). Analiza osjetljivosti ukazuje na to da promjene u kapitalnim i operativnim troškovima, kao i promjene u zakupljenosti kapaciteta terminala, mogu značajno utjecati na financijsku održivost projekta. Projekt je posebno osjetljiv na promjene u zakupljenosti kapaciteta, što ukazuje na potrebu za stabilnim i dugoročnim ugovorima o zakupu. Projekt ima potencijal za profitabilnost, posebno uzimajući u obzir povećanu potražnju za UPP-om i dugoročno zakupljene kapacitete. Ovaj projekt ne samo da potiče ekonomski rast kroz investicije u infrastrukturu, tehnologiju i radna mjesta, već i pridonosi stabilnosti i sigurnosti energetskeg tržišta u regiji.

Strateški, proširenje kapaciteta terminala za UPP i povezane infrastrukture ključno je za osiguranje energetske sigurnosti i diversifikacije izvora energije u regiji. Projekt se usko veže uz inicijative poput REPowerEU i nacionalnih planova oporavka i otpornosti, te

predstavlja važan korak prema smanjenju ovisnosti o ruskom plinu. Povećani kapaciteti i poboljšana infrastruktura omogućuju Hrvatskoj da postane regionalni lider u opskrbi prirodnim plinom, potičući suradnju i integraciju s susjednim zemljama.

Projekt proširenja kapaciteta terminala za UPP u Hrvatskoj predstavlja ključni odgovor na energetske izazove s kojima se suočava Europa. Tehnološki napredak, ekonomska isplativost i strateški značaj projekta čine ga vitalnim za regionalnu energetske sigurnost i diversifikaciju izvora energije. U kontekstu globalnih energetske promjena i geopolitičkih napetosti, Hrvatska se pozicionira kao ključni akter u osiguravanju stabilnosti i održivosti energetske sektora u srednjoj i jugoistočnoj Europi. Projekt ne samo da povećava energetske sigurnost Hrvatske, već i potiče ekonomski rast kroz investicije u infrastrukturu i tehnologiju, dok istovremeno pruža podršku susjednim zemljama u smanjenju njihove ovisnosti o tradicionalnim izvorima i rutama opskrbe energijom.

6. LITERATURA

- 1) ĐEDOVIĆ, F., BOŠNJAK, R., SVJETLIČIĆ, M. 2019. Plan razvoja plinskog transportnog sustava u okviru buduće Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050., Nafta i plin, 39(159-160), str. 38-50
- 2) FUGAŠ, I., ČASTEK, M. 2022. Terminal za UPP na otoku Krku – FSRU „LNG Croatia“, Nafta i plin, 42(174-175), str. 62-66
- 3) FUGAŠ, I., FERENČABA, D., ČASTEK, M. 2023. Mogućnosti povećanja maksimalnog kapaciteta Terminala za ukapljeni prirodni plin, Hrvatska Stručna Udruga za Plin, Zbornik radova, str. (125-131)
- 4) GALIĆ, M., HORVAT, T., GALIĆ, I. 2023. Razvoj LNG terminala i njegov utjecaj na plinski transportni sustav Republike Hrvatske, ET²eR, V(1), str. 121-128
- 5) HILLE, E. 2023. Europe's energy crisis: Are geopolitical risks in source countries of fossil fuels accelerating the transition to renewable energy?, Energy Economics, 127(107061)
- 6) PALČIĆ, M., ČASTEK, M., KRHEN, H. 2021. Tehničko-tehnološka koncepcija plutajućeg Terminala za UPP na otoku Krku, Nafta i plin, 41(167.), (str. 87)
- 7) PARAG, Y., FAWCETT, T., HAMPTON, S., EYRE, N. 2023. Energy saving in a hurry: A research agenda and guidelines to study European responses to the 2022–2023 energy crisis, Energy Research & Social Science, 97(102999)
- 8) PASZKOWSKI, M. 2023. Croatia plans to build a regional gas hub, Instytut Europy Środkowej, 829(77/2023)
- 9) PLINACRO, 2020. Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2021. – 2030. godine
- 10) PLINOVODI, 2020. Desetogodišnji plan razvoja plinovodne mreže za razdoblje od 2020. do 2029. godine
- 11) POKKATT, P.P., SRINIVASAN, R. 2019. Effect of Ambient Conditions on Boil Off Gas Generation in LNG regasification terminals, Computer Aided Chemical Engineering, 46, str. (445-450)
- 12) KARASALIHVIĆ SEDLAR, D., SMAJLA, I., BLAŽEVIĆ, M., ŠOŠTARKO, I. 2023. Influence of LNG supply on gas market flexibility: Croatia case study, Sustainable Energy Technologies and Assessments, 60(103480), (str. 11)

Internetski izvori:

- 1) AGENCIJA ZA ENERGIJO, 2023. Slovenian transmission network (URL: <https://www.agen-rs.si/web/en/slovensko-prenosno-omrezje>) (6.12.2023.)
- 2) AGENCIJA ZA STATISTIKU BOSNE I HERCEGOVINE 2023, Statistika energije (URL: <https://bhas.gov.ba/>) (5.12.2023.)
- 3) BLOOMBERG ADRIA, 2023. (URL: <https://ba.bloombergadria.com/>) (5.12.2023.)
- 4) CEENERGY NEWS, 2023. (URL: <https://ceenergynews.com/lng/>) (15.10.2023.)
- 5) ČASTEK, M. 2023. Elektronska pošta Borni Oreč, 30. Studeni 2023.
- 6) ENTSOG, 2023. (URL: <https://www.entsog.eu/>)
- 7) FGSZ, 2023. National Ten-Year Network Development Proposal Public Consultation 2022 (URL: https://fgsz.hu/file/documents/2/2178/20220513_tyndp_public_consultation.pdf) (7.12.2023.)
- 8) FRAMO, 2023. (URL: <https://www.framo.com/>) (30.11.2023.)
- 9) GAZ SYSTEM, 2023. (URL: <https://www.gaz-system.pl/>) (20.11.2023.)
- 10) GIIGNL, 2023. (URL: <https://giignl.org/>) (20.10.2023.)
- 11) KNOWLEDGE MANDIR, 2023. (URL: <https://knowledgemandir.com/how-lng-regasification-terminal-work/>) (20.10.2023.)
- 12) LNG HRVATSKA, 2023. (URL: <https://lng.hr/>) (31.01.2024.)
- 13) OFFSHORE ENERGY, 2023. (URL: <https://www.offshore-energy.biz/hong-kong-lng-terminal-charters-mols-fsru-challenger/>) (20.10.2023.)
- 14) ORAVCOVA, V., 2023. Energy without Russia: Country report Slovakia (URL: <https://library.fes.de/pdf-files/bueros/budapest/20408.pdf>) (9.12.2023.)
- 15) PLINOVODI, 2020. Klaster Hrvatska-Slovenija-Austrija (URL: <https://www.plinovodi.si/>) (7.12.2023)
- 16) SUKAP, 2023 (URL: <https://www.sukap.plinacro.hr/pub/app/app>) (5.12.2023.)
- 17) TANK NEWS INTERNATIONAL, 2020. (URL: <https://tanknewsinternational.com/>) (20.10.2023.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam diplomski rad pod nazivom "Tehnološki, ekonomski i strateški aspekti projekta povećanje kapaciteta terminala za UPP" izradila samostalno na temelju znanja stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu služeći se navedenom literaturom.

Borna Oreč

Borna Oreč



KLASA: 602-01/24-01/28
URBROJ: 251-70-12-24-2
U Zagrebu, 09.02.2024.

Borna Oreč, studentica

RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-01/24-01/28, URBROJ: 251-70-12-24-1 od 08.02.2024. priopćujemo vam temu diplomskog rada koja glasi:

Tehnološki, ekonomski i strateški aspekti projekta povećanje kapaciteta terminala za UPP

Za mentoricu ovog diplomskog rada imenuje se u smislu Pravilnika o izradi i obrani diplomskog rada prof. dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar nastavnik Rudarsko-geološko-naftnog-fakulteta Sveučilišta u Zagrebu.

Mentorica:

(potpis)

prof. dr. sc. Daria Karasalihović
Sedlar

(titula, ime i prezime)

Predsjednica povjerenstva za
završne i diplomske ispite:

(potpis)

izv. prof. dr. sc. Karolina
Novak Mavar

(titula, ime i prezime)

Prodekan za nastavu i studente:

(potpis)

izv. prof. dr. sc. Borivoje
Pašić

(titula, ime i prezime)