

Utjecaj UPP terminala na otoku Krku na opskrbu prirodnim plinom u Republici Hrvatskoj

Markovinović, Luka

Master's thesis / Diplomski rad

2022

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:169:284404>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-11-26**



Repository / Repozitorij:

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



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

**UTJECAJ UPP TERMINALA NA OTOKU KRKU NA OPSKRBU
PRIRODNIM PLINOM U REPUBLICI HRVATSKOJ**

Diplomski rad

Luka Markovinović

N316

Zagreb, 2022.

UTJECAJ UPP TERMINALA NA OTOKU KRKU NA OPSKRBU PRIRODNIM
PLINOM U REPUBLICI HRVATSKOJ

LUKA MARKOVINOVIĆ

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

Sažetak

Energetska neovisnost ključna je u razvoju svake zemlje, a za nju su bitni dostatni izvori energije i opskrba iz što većeg broja dobavnih pravaca. Prirodni plin je fosilno gorivo sa najmanjim ugljičnim otiskom i kao takav je najznačajniji energent u razdoblju prijelaza s izvora energije koji zagađuju okoliš na one koji čuvaju okoliš, odnosno na obnovljive izvore energije. U ovom radu analizirana je energetska potrošnja Republike Hrvatske i Europe s naglaskom na prirodni plin i nove plinovode kojima će prirodni plin biti moguće dovoditi u Republiku Hrvatsku. Opisane su karakteristike UPP terminala na otoku Krku i njegov utjecaj na opskrbljenost prirodnim plinom Republike Hrvatske i potrošnja prirodnog plina u zemaljama okruženja i europski primjeri FSRU terminala.

Ključne riječi: Ukapljeni prirodni plin, FSRU, UPP, terminal za UPP

Diplomski rad sadrži: 55 stranica, 19 slika, 7 tablica i 51 referencu.

Jezik izvornika: Hrvatski

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

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

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

Datum obrane: 24.2.2022., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

THE IMPACT OF LNG TERMINAL ON THE ISLAND OF KRK ON THE
NATURAL GAS SUPPLY IN THE REPUBLIC OF CROATIA

LUKA MARKOVINOVIĆ

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

Energy independence plays a key role in the development of a country, and as such requires sufficient energy resources and as diverse an energy supply as possible. Natural gas is the lowest carbon footprint fossil fuel and thus presents itself as the most significant energy resource for the transition from the polluting energy resources to green i.e renewable energy resources. In this thesis the energy consumption of Europe and the Republic of Croatia is analysed, with an emphasis on natural gas as well as the new natural gas pipelines through which natural gas could be imported into the Republic of Croatia. The characteristics of the island of Krk LNG terminal are described, as well as their effect on the natural gas supply of the Republic of Croatia and its neighbouring countries and their natural gas consumption- Also some examples of European FSRU terminals are provided and described.

Keywords: Liquefied natural gas, FSRU, LNG, LNG terminal

The thesis contains: 55 pages, 19 figures, 7 tables and 51 references.

Original in: Croatian

Thesis deposited at: The Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering,
Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Reviewers: Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD
Associate professor Luka Perković, PhD
Full Professor Tomislav Kurevija, PhD

Defense date: February 24, 2022, Faculty of Mining, Geology and Petroleum
Engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

I. POPIS SLIKA	I
II. POPIS TABLICA	II
III. POPIS KORIŠTENIH KRATICA	III
1. UVOD	1
2. UKAPLJENI PRIRODNI PLIN	3
3. EUROPSKI PRIMJERI FSRU TERMINALA	7
3.1. FSRU terminal u Litvi	11
3.2. Italija: Toscana	12
3.3. Turska	14
4. PRIMARNA POTROŠNJA ENERGIJE U EUROPI	17
4.1. Prirodni plin u Europskoj uniji	19
4.2. Budućnost prirodnog plina u Europi	21
4.3. Potrošnja prirodnog plina u Mađarskoj	22
4.4. Potrošnja prirodnog plina u Sloveniji.....	23
4.5. Potrošnja prirodnog plina u Srbiji	24
4.6. Potrošnja prirodnog plina u BIH	25
5. PRIRODNI PLIN U REPUBLICI HRVATSKOJ	27
5.1. Transport prirodnog plina u Republici Hrvatskoj.....	29
5.2. Skladištenje.....	31
6. TERMINAL NA OTOKU KRKU	33
6.1. Tehničko – tehnološka koncepcija	34
6.2. Tržište ukapljenog prirodnog plina.....	39
6.2.1. <i>Transeuropska prometna mreža</i>	40
6.3. Cijene usluge terminala za UPP na Krku	46
7. NOVI DOBAVNI PRAVCI PRIRODNOG PLINA	47
7.1. Južni plinski koridor	47
8. ZAKLJUČAK	51
9. LITERATURA	52

I. POPIS SLIKA

Slika 3-1. Broj UPP terminala po zemljama u Europi	7
Slika 3-2. Karta europskih UPP terminala	8
Slika 3-3. UPP terminali u Italiji	13
Slika 3-4. UPP terminali u Turskoj	14
Slika 4-1. Proizvodnja primarne energije u Europskoj uniji	18
Slika 4-2. Primarna potrošnja prirodnog plina u državama Europske unije	19
Slika 4-3. Primarna proizvodnja prirodnog plina u državama Europske unije	20
Slika 4-4. Sadašnja plinska mreža BIH i razvojni projekti	25
Slika 5-1. odnos uvoza i domaće proizvodnje prirodnog plina	27
Slika 5-2. Plinovodi u Hrvatskoj	30
Slika 5-3. Promet PSP-a u MWh	32
Slika 6-1. Zakupljenost kapaciteta terminala	34
Slika 6-2. FSRU brod s jednim vezom	36
Slika 6-3. UPP brod „Golar Viking“	37
Slika 6-4. Transeuropska prometna mreža	41
Slika 6-5. Potencijalno tržište UPP-a kao goriva	45
Slika 7-1. Plinovodi za nove dobavne pravce	47
Slika 7-2. Ruta Trans-Jadranskog plinovoda	49
Slika 7-3. Ruta Jonsko-Jadranskog plinovoda	50

II. POPIS TABLICA

Tablica 2-1. Standardna kvaliteta prirodnog plina	3
Tablica 3-1. Najveći svjetski izvoznici UPP-a	10
Tablica 4-1. Potrošnja prirodnog plina u Sloveniji	23
Tablica 5-1. Volumeni proizvodnje, uvoza, izvoza, salda skladišta i ukupne potrošnje u Republici Hrvatskoj	28
Tablica 5-2. Uvoz prirodnog plina u Republiku Hrvatsku u prva tri kvartala 2021. godine	29
Tablica 6-1. Glavne tehničke karakteristike terminala za UPP u Omišlju	38
Tablica 6-2. Tarifne stavke cijena prirodnog plina.....	46

III. POPIS KORIŠTENIH KRATICA

BiH – Bosna i Hercegovina

CEF – Instrument za povezivanje Europe (engl. *Connecting Europe Facility*)

ECA – Područje kontrole emisija (engl. *Emission Control Areas*)

EU – Europska unija

FSRU – Plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina (engl. *Floating Storage Regasification Unit*)

HERA – Hrvatska energetska regulatorna agencija

SAD – Sjedinjene Američke Države

TAP – Trans-Jadranski plinovod (engl. *Trans Adriatic Pipeline*)

TANAP – Transanatolski plinovodom (engl. *Trans-Anatolian gas pipeline*)

TEN-T – Transeuropska prometna mreža (engl. *Trans-European Network-Transport*)

UPP – Ukapljeni prirodni plin

1. UVOD

Proizvodnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj bazirana je na starim poljima čija se proizvodnja bliži svome kraju te se iz njih svake godine proizvode sve manje količine prirodnog plina, a otkrivanje novih plinskih polja nije realno očekivati, barem ne značajnih koja bi svojom proizvodnjom mogla nadomjestiti projekcije pada proizvodnje postojećih plinskih polja. Niti u trenucima kada je domaća proizvodnja prirodnog plina bila na najvišim razinama te količine nisu bile dostatne da pokriju svu potražnju za prirodnim plinom u industriji i općoj potrošnji što znači da je Republika Hrvatska uvoznik prirodnog plina, prema godišnjem energetsom pregledu Republika Hrvatska je 2020. godine uvezla 2,14 milijardi m³ što je premašilo prethodni rekord iz 2019. godine za 7% (EIHP, 2021).

Prirodni plin moguće je uvoziti putem plinovoda i UPP terminala. Republika Hrvatska je do trenutka otvaranja UPP terminala i njegovog puštanja u pogon bila primorana prirodni plin uvoziti putem plinovoda preko interkonekcija sa Slovenijom i Mađarskom, a uvezeni prirodni plin dolazi iz Rusije koja prirodnim plinom snabdijeva velik dio Europe po cijenama koje su do sredine 2021. godine bile niže od cijena za prirodni plin sa UPP terminala. Budući da Rusija proizvodi velike volumene prirodnog plina činilo se da joj prirodni plin sa terminala za ukapljeni prirodni plin nije oštra konkurencija na tržištu, no političke, gospodarske, migrantske i društvene krize mogu uzrokovati nesigurnosti u dobavnim pravcima prirodnog plina koje su se događale u prošlosti, posljednji puta 2009. godine kada je zbog političkih sukoba Ukrajine i Rusije bio smanjen protok prirodnog plina plinovodima koji vode od Rusije do Republike Hrvatske. Nakon rekordno niskih cijena prirodnog plina u 2020. godini od 3,58 €/MWh na TTF spot tržištu većina europskih kupaca ruskog plina odlučila je poslovnu praksu ugovaranja višegodišnjih ugovora otkupa prirodnog plina od Gazproma zamijeniti kupovinom plina na spot tržištima što je rezultiralo smanjenjem isporuke ruskog plina na europsko tržište, tako je nastala nova kriza opskrbe Europe ruskim plinom u 2021. godini. 2009. godine je krizu izravno osjetilo hrvatsko građanstvo u obliku redukcije u opskrbi, a krizu 2021. godine koja se prenosi i na 2022. godinu obilježava znatno povišenje cijena prirodnog plina u industriji i općoj potrošnji.

Zbog sigurnosti i predostrožnosti korisno je imati više dobavnih pravaca prirodnog plina, a kao kvalitetan novi dobavni pravac zamišljen je UPP terminal na otoku Krku koji može primiti metanijere UPP-a iz bilo koje države te kao takav ne ovisi direktno o niti jednom proizvođaču prirodnog plina te zbog nema problema s konstantnošću opskrbe.

Strateški projekt Vlade Republike Hrvatske počeo je sa radom 1.1.2021. nakon dugo godina čekanja i javnih rasprava o njegovoj stvarnoj potrebi. Terminal omogućuje diverzifikaciju dobavnih pravaca prirodnog plina u Republiku Hrvatsku i u zemlje okruženja koje su povezane interkonekcijama sa hrvatskim sustavom plinovoda, ali i otvara mogućnost budućeg izvoza prirodnog plina iz Republike Hrvatske preko novih interkonekcija koje su u planu izrade. Zemlje u okruženju u sličnoj su situaciji kao i Republika Hrvatska: mala ili jako mala domaća proizvodnja prirodnog plina i ovisnost o uvozu ruskog prirodnog plina, a u slučaju Bosne i Hercegovine problem je i slabo razvijena plinska mreža. Republici Hrvatskoj se pruža mogućnost preko interkonekcija izvoziti prirodni plin u Sloveniju i Mađarsku preko postojećih interkonekcija te u BiH kada se dovrše projekti izgradnje plinovoda koji će omogućavati transport plina između te dvije zemlje.

2. UKAPLJENI PRIRODNI PLIN

Prirodni plin fosilno je gorivo koje se u prirodi pronalazi u podzemnim geološkim strukturama. Sastavom prirodnog plina dominira kemijski najjednostavniji ugljikovodik-metan, te se uz metan u prirodnom plinu raznim udjelima nalaze i viši ugljikovodici. Osim ugljikovodika prirodni plin može sadržavati i ostale primjese poput dušika, ugljičnog dioksida, vodene pare, sumporovodika i žive. Izdvajanje tih primjesa iz eksploatiranog plina nužno je provesti kako bi se zadovoljili uvjeti standardne kvalitete propisane Općim uvjetima opskrbe plinom. U tablici 2-1. prikazana je standardna kvaliteta.

Tablica 2-1. Standardna kvaliteta prirodnog plina (Narodne novine, 2021b)

PRIRODNI PLIN		Referentni uvjeti	
		25/0 °C	15/15 °C
A. Kemijski sastav, mol%			
Ugljični dioksid (CO ₂)	maksimalno	2,5	
Kisik (O ₂)	maksimalno	0,001	
B. Sadržaj sumpora, mg/m ³			
Sumpor ukupni (S)	maksimalno	30	
Sumporovodik i karbonil sulfid ukupno (H ₂ S+COS)	maksimalno	5	
Merkaptani (RSH)	maksimalno	6	
C. Gornja ogrjevna vrijednost H _g , kWh/m ³			
	minimalno	10,96	10,40

	maksimalno	12,75	12,09
D. Donja ogrjevna vrijednost Hd, kWh/m ³			
	minimalno	–	9,37
	maksimalno	–	10,89
E. Gornji Wobbe – indeks Wg, kWh/m ³			
	minimalno	13,60	12,90
	maksimalno	15,81	15,00
F. Donji Wobbe – indeks Wd, kWh/m ³			
	minimalno	–	11,62
	maksimalno	–	13,51
G. Relativna gustoća d			
	minimalno	0,555	
	maksimalno	0,70	
H. Točka rosišta, °C pri tlaku od 70 bar			
vode		-8	
ugljikovodika		-2	

I. Metanski broj		
	minimalno	75
J. Plin neodoriziran (osim plina u distribucijskom sustavu), bez mehaničkih primjesa, smola ili spojeva koji tvore smolu		

U usporedbi s izgaranjima ostalih fosilnih goriva, odnosno ugljena i nafte, izgaranjem metana u atmosferu se oslobađa najmanje ugljikovog dioksida i vodene pare (IPCC, 2014). Upravo to je razlog zašto se u nekim literaturama prirodni plin predlaže kao tranzicijski energent (Busch i Gimón, 2014) koji će imati veliku ulogu između vremena u kojima su glavni izvori energije bili veliki zagađivači okoliša u obliku fosilnih goriva i vremena u kojima se teži da izvori energije ne zagađuju okoliš, odnosno energije vode, vjetrova, sunca i geotermalne energije.

Metan je pri uvjetima od 101325 Pa i 15 °C u plinovitom stanju. Transport prirodnog plina je za razliku od transporta naftnih derivata neisplativ putem cisterna ili brodova zbog prevelikog volumena po jedinici energije te je jedini ekonomično isplativ način transporta prirodnog plina u plinovitom stanju putem plinovoda. Mane plinovoda očituju se pri transportu na dugim trasama gdje plinovodi prestaju biti isplativi, a nisu niti u mogućnosti prirodni plin transportirati između kontinenata odvojenih oceanima. Kako bi bilo moguće prirodni plin transportirati na mjesta na kojima izgradnja plinovoda nije tehnološki izvediva, odnosno ekonomski isplativa, on se kondenzira te kao tekućina transportira u brodovima. Prirodni plin se kondenzira u tekućinu hlađenjem na -161 °C, tada nastaje ukapljeni prirodni plin, UPP (engl. *Liquefied natural gas*, LNG), a tim postupkom volumen prirodnog plina za smanjuje 600 puta, UPP je tekućina bez boje i mirisa.

Kvaliteta ukapljenog prirodnog plina kao goriva iskazuje se preko nekoliko pokazatelja, poput metanskog broja, Wobbe – ovog ineksa, te ogrjevnih vrijednosti. Metanski broj prikazuje otpor prirodnog plina prema detonaciji u uvjetima u kojima je prisutan uzročnik paljenja, a ovisi o molarnim udjelima metana, viših ugljikovodika i vodika, vodik ima metanski broj 0, a metan 100. Wobbeov indeks prikazuje zamjenjivost različitih plinskih goriva, izraženu kao omjer donje ogrjevnih vrijednosti plina i drugog korijena njegove

relativne gustoće. Ogrjevna vrijednost UPP-a iznosi između 50 i 55 MJ/m³. Najveća toplinska vrijednost izgaranja UPP-a procijenjena je 24 MJ/L, najniža na 21 MJ/L (Johannesson, 2013).

UPP se transportira posebnim brodovima prilagođenima za prijevoz UPP-a koji se zovu metanijeri. Transportni brod priključuje se na terminal za uplinjavanje UPP-a gdje se ukapljeni plin zagrijava i prevodi u plinovito agregatno stanje i dalje šalje u plinski sustav koji je povezan s terminalom te odlazi u upotrebu u industriju, kućanstva ili se koristi za energetske transformacije. U spremnicima brodova UPP se nalazi pri atmosferskom tlaku i temperaturi od -162 °C i unutar spremnika UPP konstantno ključa.

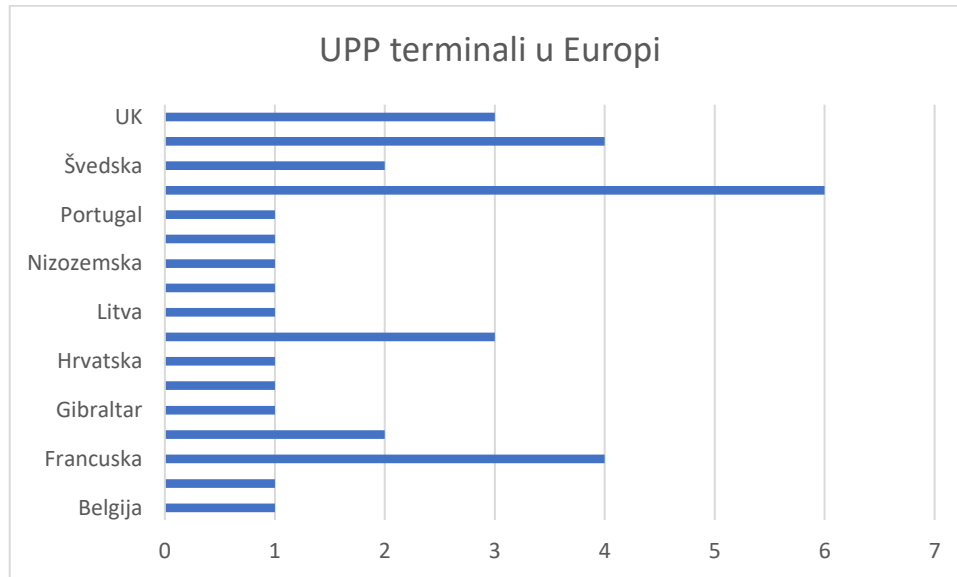
Ukapljeni prirodni plin može se koristiti kao pogonsko gorivo za brodove, kamione i autobuse. Maksimalni domet kamiona koji je pogonjen UPP-a iznosi 1728 kilometara (IVECO, 2018). Više od 4,6 milijuna autobusa i teretnih kamiona radi u prosjeku 340 dana godišnje (World Energy Council, 2011), što UPP čini idealnim izvorom energije za ovo tržište. Osim toga UPP se koristi u pomorskom prometu, a Norveška također razmatra upotrebu UPP-a u željezničkom prometu. Postoji tip punionica prirodnog plina koja može brzo i ekonomično proizvesti veliku količinu SPP-a iz UPP-a za punjenje automobilskih spremnika (punionica UPP-SPP), što može značiti da se UPP može koristiti kao sirovina za ulazak na tržište SPP-a. Punionice UPP-SPP ekonomski su isplativije od punionica SPP u kada se gledaju kapitalna ulaganja i održavanje, a uz to brže pune spremnik goriva vozila, jer je UPP tekućina i ima manji pad tlaka u odnosu na plin po istom masenom protoku (Hagos i Alhgren, 2017).

UPP je relativno sigurno gorivo jer se koristi dugi niz godina bez većih sigurnosnih incidenata. UPP nema boju, netoksičan je i nekancerogen, nije pod tlakom i može eksplodirati samo u kombinaciji s 5% -15% zraka u zatvorenom prostoru. Međutim, potrebne su posebne sigurnosne mjere jer je UPP kriogeno gorivo i može biti opasno ukoliko dođe u kontakt s očima ili kožom, zbog čega se pri upotrebi UPP-a moraju koristiti maske za lice, rukavice i drugi oblici zaštite. U usporedbi s drugim gorivima UPP je u slučaju poštivanja svih mjera i propisa vrlo siguran (Foss, 2012).

3. EUROPSKI PRIMJERI FSRU TERMINALA

Europa je neto uvoznik prirodnog plina koji je transportiran u Europu putem cjevovod ili kao ukapljeni prirodni plin koji je uplinjen na terminalu za uvoz UPP-a. U ovom poglavlju analizirani su ukupni europski kapaciteti uplinjavanja UPP-a i opisani neki europski primjeri terminala za uvoz UPP-a.

Svi su europski UPP terminali uvozna postrojenja, s izuzetkom (izvan EU) Norveške i Rusije koji izvoze UPP. Trenutno postoje 32 velika terminala za uvoz UPP-a u Europi, na slici 3.1 prikazano je koliko je terminala u pojedinim državama, a na slici 3.2 prikazana je europska karta UPP terminala. Postoji i 8 malih postrojenja za uvoz UPP-a u Europi (u Finskoj, Švedskoj, Njemačkoj, Norveškoj i Gibraltaru). Od 33 velika terminala za uvoz UPP-a, 28 su u zemljama EU i 4 su u Turskoj, 24 su kopneni uvozni terminali, a 7 su plutajuće skladište i jedinice za ponovnu uplinjavanje (engl. *Floating Storage Regasification Unit - FSRU*) i jedinica za uvoz na Malti se sastoji od plutajuće jedinice za skladištenje (FSU) i kopnena postrojenja za ponovnu pretvorbu. Na slici 3.1. prikazan je broj UPP terminala u Europi, a na slici 3-2. njihove lokacije.



Slika 3-1. Broj UPP terminala po zemljama u Europi (The National Law Review, 2021)

Europski terminali za uplinjavanje pokazuju uravnoteženu raspodjelu duž europske obale, a većina ih se nalazi na sjeverozapadu i jugozapadne Europe. Trenutno UPP primaju sljedeće zemlje u Europi: Belgija, Francuska, Grčka, Hrvatska, Italija, Litva, Malta, Nizozemska, Poljska, Portugal, Španjolska, Turska i Velika Britanija. Do kraja 2017. ukupni kapacitet za

Alexandroupolis), Italija (koja razmatra ili planira dva dodatna terminala - Porto Empedocle na Siciliji i Gioia Tauro LNG u Kalabrij), Poljska (poljska obala Baltičkog mora FSRU), Turska (dva FSRU) i Velika Britanija (koja planira Port Meridian FSRU LNG projekt i UK Trafigura Teesside LNG). Jedanaest od planiranih terminala biti će prvi terminal za uvoz UPP-a za svaku zemlju: Albanija (Eagle LNG), Cipar (Vassiliko FSRU), Estonija (Muuga (Tallinn) LNG i Padalski LNG), Njemačka (Brunsbüttel LNG), Irska (Shannon LNG i Cork LNG), Latvija (Riga LNG), Rumunjska (Constanta LNG), Rusija (Kalinjingradski LNG) i Ukrajina (Odesa). Osam terminala je tipa FSRU: Albanija, Cipar, Grčka, Irska, Poljska, Rusija, Ukrajina i Ujedinjeno Kraljevstvo. Osim toga, postoje brojni planovi za proširenje postojećih terminala i terminali koji su trenutno u izradi: Belgija, Francuska, Grčka, Italija, Nizozemska, Poljska, Španjolska, Turska i Velika Britaniji (King i Spalding, 2018).

Najveći svjetski izvoznici UPP-a (prikazani u tablici 3-1.) su Katar (107 milijardi m³), Australija (105 milijardi m³) i SAD (45 mlrd m³), dok su najveći izvoznici UPP-a za Europu Katar, Rusija i SAD. U prvim mjesecima pandemije koronavirusa (COVID-19) u Europu je uvezeno više UPP-a nego u istim razdobljima prethodnih godina što je povezano sa smanjenjem uvoza na azijsko tržište koje je uvezilo manje UPP-a zbog odluke o izolaciji stanovništva zbog smanjenja širenja zaraze. Cijene pline tijekom 2020. godine kretale su se prema sve manjima, a u lipnju 2020. godine prirodni plin je u Europi pao na rekordno niske cijene od 1 eura/MMBtu što pogoduje uvozu prirodnog plina preko plinovoda te se potražnja za UPP-om smanjila. Iako je europska potrošnja prirodnog plina u 2021. godini rasla za 5% uvoz UPP-a u Europu pao je za 37%. Tijekom tog razdoblja povećanje Europske potrošnje prirodnog plina odvijalo se preko plinovoda, a tržište UPP-a povećalo se na Azijskom tržištu gdje su cijene plina bile veće od Europskih. (The National Law Review, 2021).

Tablica 3-1. Najveći svjetski izvoznici UPP-a (BP, 2021)

Prirodni plin: izvoz UPP-a														
Milijarda m3	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Stopa rasta	Godišnje	Udio 2020
SAD	1,5	1,8	0,8	0,2	0,4	0,7	4,0	17,1	28,6	47,4	61,4	29,2%	50,1%	12,6%
Peru	1,9	5,2	5,1	5,7	5,7	5,0	5,5	5,5	4,8	5,3	5,0	-4,9%	n/a	1,0%
Trinidad i Tobago	19,6	18,2	18,3	18,4	17,6	16,4	14,3	13,5	16,6	17,1	14,3	-16,3%	-1,3%	2,9%
Ostale Američke zemlje*	-	0,1	0,5	0,1	0,2	†	0,6	0,3	0,1	0,1	0,5	392,3%	n/a	0,1%
Američke zemlje ukupno	22,9	25,2	24,7	24,3	23,9	22,1	24,5	36,5	50,1	69,9	81,3	16,0%	13,2%	16,7%
Rusija	13,5	14,3	14,3	14,5	13,6	14,6	14,6	15,4	24,9	39,1	40,4	3,1%	19,0%	8,3%
Norveška	4,6	4,4	4,6	3,8	4,6	5,6	6,1	5,4	6,8	6,9	4,3	-37,8%	8,2%	0,9%
Ostale zemlje Europe*	0,5	1,7	3,6	5,2	8,4	5,4	4,5	2,5	5,0	1,9	1,3	-29,3%	22,7%	0,3%
Europa i ZND ukupno	18,6	20,4	22,4	23,5	26,6	25,6	25,3	23,4	36,7	47,9	46,0	-4,1%	16,7%	9,4%
Oman	11,7	11,0	11,1	11,5	10,6	10,2	11,0	11,4	13,6	14,1	13,2	-6,3%	1,7%	2,7%
Katar	77,8	100,7	104,0	105,8	103,6	105,6	107,3	103,6	104,9	105,8	106,1	*	7,4%	21,7%
Ujedinjeni Arapski Emirati	8,7	8,3	8,1	7,9	8,6	7,6	7,7	7,3	7,4	7,7	7,6	-1,0%	-0,2%	1,6%
Jemen	5,5	8,8	7,1	9,9	9,4	1,9	-	-	-	-	-	n/a	-100,0%	-
Bliski istok ukupno	103,8	128,7	130,3	135,2	132,2	125,4	126,0	122,3	125,9	127,5	126,9	-0,8%	5,9%	26,0%
Alžir	19,5	16,7	14,9	15,0	17,4	16,6	15,5	16,4	13,1	16,6	15,0	-10,3%	-2,5%	3,1%
Angola	-	-	-	0,4	0,4	-	0,9	5,0	5,2	5,8	6,1	5,4%	n/a	1,2%
Egipat	10,0	9,0	6,9	3,9	0,4	-	0,8	1,2	2,0	4,5	1,8	-60,4%	-10,0%	0,4%
Nigerija	24,1	25,7	27,9	22,5	26,1	26,9	24,6	28,2	27,9	28,8	28,4	-1,5%	6,0%	5,8%
Ostale Afričke zemlje	5,3	5,0	4,6	5,2	5,0	5,0	4,4	4,9	5,5	5,5	5,1	-7,5%	0,2%	1,0%
Afrika ukupno	58,8	56,4	54,2	47,0	49,5	48,5	46,2	55,7	53,6	61,2	56,4	-8,1%	0,9%	11,6%
Australija	25,8	26,0	28,3	30,5	32,0	39,9	60,4	76,6	91,8	104,7	106,2	1,2%	15,3%	21,8%
Brunej	9,0	9,6	9,2	9,5	8,6	8,7	8,6	9,1	8,5	8,8	8,4	-4,2%	-0,3%	1,7%
Indonezija	32,4	28,7	24,4	23,1	21,7	21,6	22,4	21,7	20,8	16,5	16,8	1,6%	-4,8%	3,4%
Malezija	31,0	33,2	31,4	33,6	34,0	34,3	33,6	36,1	33,0	35,2	32,8	-6,9%	1,5%	6,7%
Papua Nova Gvineja	-	-	-	-	5,0	10,1	10,9	11,1	9,5	11,6	11,5	-0,9%	n/a	2,4%
Ostale zemlje Azija-Pacifika*	-	-	-	0,1	0,2	0,8	0,5	0,8	0,6	0,5	1,4	163,9%	n/a	0,3%
Azija-Pacifik ukupno	98,3	97,5	93,3	96,8	101,5	115,5	136,4	155,4	164,3	177,2	177,3	-0,3%	6,8%	36,3%
Ukupni izvoz UPP-a	302,4	328,3	324,9	326,8	333,6	337,1	358,3	393,3	430,6	483,8	487,9	0,6%	6,8%	100,0%

Bruto trgovina UPP-om. Izvor: uključuje IIGNL, IHS Markit.
 *Većinom se sastoji od ponovnog izvoza.
 †Manje od 0.05%.
 ‡Manje od 0.05. n/a nedostupno.
 Napomena: Stope rasta su korigirane za prijestupne godine.

Na ulogu UPP-a u Europi dugoročno će utjecati tijekom energetske tranzicije kako u Europi tako i u svijetu. Očekivana potražnja za prirodnim plinom u Europi do 2040. još uvijek je neizvjesna. Shell predviđa pad europske potražnje za prirodnim plinom od 1% u 2040. u odnosu na sadašnju razinu. Mogućnost UPP-a da dugoročno koegzistira kao siguran i pouzdan partner za opskrbu energijom obnovljivim izvorima energije bit će ključna za njegovo mjesto u energetsom miksu Europe 2040. godine i u daljoj budućnosti. (The National Law Review, 2021).

Potreba Europe za uvozom plina potaknuta je kontinuiranim i brzim padom europske domaće proizvodnje u kombinaciji s kratkoročnim povećanjem potražnje za plinom od 3% na godišnjoj razini. UPP će biti najbrže rastući izvor prirodnog plina u Europi. Predviđa se da će Europa do 2025. pokrivati gotovo 15% globalne potražnje UPP-a. U nastavku poglavlja analizirani su FSRU terminali u Litvi, Turskoj i Italiji, njihovi trenutni i budući kapaciteti kao i odnos uvoza prirodnog plina putem plinovoda i putem UPP terminala.

3.1. FSRU terminal u Litvi

Klaipėda Independence plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina litvanski je terminal pušten u pogon 2014. godine. Luka u Klaipėdi u Litvi je najsjevernije FSRU postrojenje na svijetu. Novoizgrađeno plovilo FSRU Independence izgradio je Hyundai Heavy Industries, investicija izgradnje terminal iznosila je 128 milijuna američkih dolara, a terminal je dug je 294 metra, širok 46 metara i visok 47 metara. Brod se sastoji od četiri skladišna prostora ukupnog kapaciteta 170 000 m³, a godišnji kapacitet skladištenja UPP-a je 3,75 milijardi m³. Terminal osim uplinjavanja i skladištenja nudi i uslugu bunkeringa. Kapacitet je u prvoj godini rada bio ograničen zbog nedovoljnog plinovodnog kapaciteta u Litvi i podzemnog skladišta u Latviji kao i zatvorenog tržišta prirodnog plina u Latviji.

Litvanska kompanija Klaipėdos Nafta (70,63% dionica su u državnom vlasništvu) ima 10-godišnji zakup terminala od norveškog Høegh LNG za upotrebu FSRU-a uz cijenu najma od 189.000 američkih dolara dnevno, uz mogućnost da ga Klaipėdos Nafta otkupi nakon 10 godina najma. 2018. godine litvanska vladina komisija za razvoj gospodarske infrastrukture odobrila je kupnju unajmljenog FSRU terminala Independence nakon 2024. godine. Odluka se temeljila na tehničko-ekonomskoj analizi alternativa i preporukama stranih konzultanata, uzimajući u obzir opcije dugoročnog zakupa i kupnje terminala. Procjenjuje se da će kupnja terminala smanjiti troškove održavanja za 23 milijuna eura u odnosu na 2019. godinu, sa 66 milijuna eura na 43 milijuna eura.

Litvanska vlada vjeruje da terminal donosi ekonomske koristi u smislu jeftinijeg plina i sigurnosti opskrbe, budući da zemlja više ne ovisi o jedinom dobavljaču prirodnog plina u zemlji. Litva nema domaću proizvodnju plina i povijesno se oslanjala na Rusiju za 100% svoje opskrbe prirodnim plinom. U prosincu 2014. prvi komercijalni teret LNG-a je isporučen u Litvi na terminal, taj trenutak označava početak diverzifikacije opskrbe prirodnim plinom u zemlji. U svojoj prvoj punoj operativnoj godini (2015.) Klaipėda UPP terminal djelovao je prvenstveno kao politički alat za osiguravanje sigurnosti opskrbe plinom zemljama koje se tradicionalno oslanjaju na uvozni prirodni plin iz Rusije, a uvezeno je 0,32 milijarde m³ UPP-a. Nakon prve godine rada norveški Statoil ugovorio je da će Litvu opskrbljivati UPP-om pet godina, u početku s 0,54 milijardi m³ godišnje, a nakon toga i sa većim volumenima. Tijekom plinskih godina 2020. i 2021. godine na UPP terminalu prihvaćeno je po 60 metanijera, odnosno godišnje je na terminal stiglo oko 2,5 milijardi m³

UPP-a. Kapacitet terminala dovoljan je da pokrije svu potrošnju prirodnog plina u Litvi, Latviji i Estoniji, a uz dodatan uvoz ruskog plina na litvansko tržište zaključak je da je terminal Klaipėda Independence prekapacitiran što se može vidjeti iz podatka da terminal nikada nije radio punim kapacitetom. Litva prirodni plin sa terminala osim u Baltičke zemlje izvozi i u Finsku gdje je postao konkurencija Gazpromu koji je izgubio trećinu Finskog tržišta plina u 2020. godini. 2022. godine najavljeno je plinovoda GIPL koji spaja Poljsku i Litvu i omogućava pristup prirodnom plinu sa terminala plinovodu kontinentalne Europe koji će omogućiti nova potencijalna tržišta za prirodni plin sa UPP terminala (McCarty, 2021).

3.2. Italija: Toscana

Iako Italija proizvodi značajne količine vlastitog prirodnog plina, ona je jedan od najvećih europskih potrošača prirodnog plina s oko 78 milijardi m³ godišnje i uvozi oko 90% prirodnog plina koji troši.

60% uvezenog talijanskog prirodnog plina dolazi iz dvije države - Alžir i Rusija. Libija, Katar, Nizozemska i Norveška također su značajni izvori uvoza prirodnog plina za Italiju. Većina prirodnog plina se uvozi cjevovodom. UPP, koji se uvozi u talijanska tri postojeća operativna uvozna UPP-a terminala u La Speziji (Panigaglia), Porto Levante (jadranski UPP) i Toscana (prikazani na slici 3-3.), do 2014. činila je samo oko 11% od ukupnih količina prirodnog plina uvezenog u zemlju. U 2015. godini uvoz UPP-a u Italiju povećao se gotovo 32% na oko 4,3 milijarde m³, uglavnom zahvaljujući opskrbi iz Katara do jadranskog terminala za UPP (Porto Levante). 2017. je zabilježen daljnji porast od 32% uvoza UPP-a u Italiju, koja predstavlja 15% ukupnog uvoza UPP-a u EU te godine. Italija planira tri dodatna terminala za uvoz UPP-a - Falconara Marittima, koji će biti FSRU, i dva velika kopnena terminala - Porto Empedocle na Siciliji i Gioia Tauro u Kalabriji.



Slika 3-3. UPP terminali u Italiji (King i Spalding, 2018)

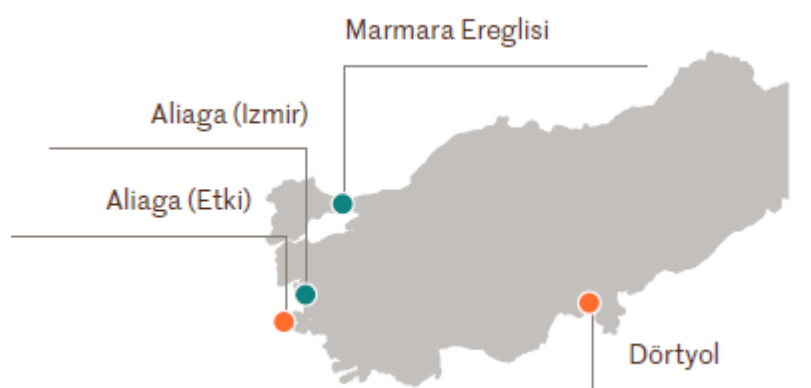
FSRU Toscana je prerađen metanijener za UPP tipa Moss izgrađen 2004. u Hyundai Heavy Industries za Golar LNG. FSRU terminal započeo je s radom 2014. godine kao prvi u svijetu terminal za uplinjavanje UPP-a trajno privezan na otvorenom moru na svom današnjem položaju 22 km od obale Livorna s 120 m dubine mora. Terminal je potpuno samodostatan s istim operativnim značajkama kao i tipični kopneni terminal za ponovno uplinjavanje u Italiji.

Najbitnije kompanije koje su povezane sa FSRU terminalom u Toscani su: Offshore LNG Toscana S.p.A. koji je vlasnik terminala, Saipem koji je sudjelovao u konverziji kao inženjerska tvrtka. Prenamjena je izvedena u Drydock Worlds of Dubai i za izradu modula za ponovno uplinjavanje bila je zadužena kompanija Lamprell. Terminalom upravljaju Exmar i Cosulich (King i Spalding, 2018).

3.3. Turska

Turska proizvodi samo oko 2% od ukupne potrošnje prirodnog plina, dok uvoz prirodnog plina iznosi 98%. U 2020. godini Turska je uvezla 12,86 milijardi m³ UPP-a što je porast od 1,56 milijardi m³ u odnosu na 2019. godinu i postala najveći europski uvoznik UPP-a, u svjetskim razmjerima nalazi se na trećem mjestu, iza Kine i Indije. Turska ima jedno od najbrže rastućih tržišta električne energije u svijetu i koristi prirodni plin za više od 50% proizvodnje električne energije. Državna plinska tvrtka BOTAS predviđa da će turska potražnja prirodnog plina biti gotovo dvostruko veća u periodu od 2012. do 2030. godine, sa 45 milijardi m³ godišnje na 81 milijardu m³ godišnje. Turska se i dalje u velikoj mjeri oslanja na uvoz ruskog prirodnog plina koji dolazi plinovodom, a da ovisnost o ruskom uvozu smanji sagrađena su dva nova terminala za uvoz UPP-a 2017. godine. Na slici 3-4. prikazane su lokacije turskih UPP terminala.

Trenutno Turska upravlja s četiri UPP terminala. Dva od njih su plutajuće terminali za skladištenje i regasifikaciju (FSRU), a preostala dva su kopnena postrojenja. UPP terminal u Marmara Ereğlisi, smješten je 120 kilometara zapadno od Istanbula u sjevernom Mramornom moru, trenutno radi s kapacitetom od 7,8 milijardi m³ prirodnog plina godišnje. Još jedan kopneni terminal nalazi se u industrijskoj četvrti Aliaga u egejskoj provinciji Izmir, kapaciteta 6 milijardi m³.



Slika 3-4. UPP terminali u Turskoj (King i Spalding, 2018)

UPP terminal Aliaga Etki nalazi se u industrijskom području Aliagi, uz selo Cakmaklı, na jugozapadnom dijelu zaljeva Cendarlı. Ovo je prvi turski FSRU terminal (drugi je Dortyol), stigao je pod radnim imenom Neptun. FSRU je u vlasništvu tvrtke Höegh LNG Partneri (50%), MOL (48,5%) i Tokyo LNG Tanker (1,5%). Može uplinjavati i predati prirodni plin izravno u nacionalni plinski sustav, a maksimalni kapacitet mu je 5,3 milijardni m³ godišnje.

U srpnju 2019. izvorni FSRU zamijenjen je novim FSRU-om većeg kapaciteta. Prvi FSRU imao je skladišni kapacitet od 139.000 m³ i opskrbljivao je tursku mrežu sa 14 milijuna m³ prirodnog plina dnevno. Novi FSRU koji je proizveo Hyundai Heavy Industries ima skladišni kapacitet od 170.000 m³ prirodnog plina i svakodnevno u sustav predaje 28 milijuna m³ prirodnog plina. Turska je uvezla 45,21 milijardi m³ prirodnog plina u 2019. godini, a udio UPP-a je 29%.

UPP terminal Etki predstavlja novi neprekinuti izvor opskrbe prirodnim plinom postrojenjima koja će proizvoditi električnu energiju koja se planiraju izgraditi u regiji oko Izmira kako bi se zadovoljile sve veće energetske potrebe. U tom kontekstu, lokacija terminala savršeno je mjesto za slanje uplinjenog UPP-a u nacionalnu mrežu, a Etki LNG terminal pruža dodatnu fleksibilnost u opskrbi prirodnim plinom nacionalnom prometnom sustavu. Etki LNG terminal ima bitnu ulogu u ispunjavanju sezonskih oscilacija u potrošnji prirodnog plina. Osobito je važan u intervalima najveće potrošnje sa glavnom svrhom zaštite profila tlaka u sustavu i pružanja sigurnost opskrbe prirodnim plinom slanjem maksimalne količine prirodnog plina s terminala u sustav.

Terminal Etki LNG je u regiji koja je lako dostupna s otvorenog mora te tako pogon radi bez povećanja prometa tankera u tjesnacima. Cilj terminala je pružiti novi izvor opskrbe prirodnim plinom, dodatno skladište prirodnog plina i kapacitet za ponovnu uplinjavanje plina, omogućuje uvoz prirodnog plina iz različitih izvora opskrbe, stvara dnevnu i satnu dodatnu fleksibilnost opskrbe u sustavu tijekom dijela dana sa najvećom potrošnjom, pruža kontinuiranu opskrbu nacionalne mreže i pridonosi sigurnosti opskrbe kako u stambenoj tako i u industrijskoj potrošnji i u sektoru električne energije .

Na terminalu se skladištiti UPP koji tvrtka BOTAŞ kupuje iz različitih zemalja (najviše iz Katara i Alžira) i uplinjava prirodni plin i distribuira ga u nacionalni sustav plinovoda. Skladištenje i uplinjavanje UPP-a koji uvoze metanijeri osiguravaju se upravljanjem FSRU-om vezanim na pristaništu terminala.. Dnevno u turski sustav prirodnog plina kroz 11 različitih točaka uđe oko 300 milijuna m³ prirodnog plina, a taj će se kapacitet povećati na

400 milijuna m³ do 2023. godine. BOTAS također ima FSRU u okrugu Dörtyol u Hatayu koji ima kapacitet uplinjavanja od 20 m³ kubičnih prirodnog plina dnevno. Ima skladišni kapacitet od 263.000 m³, što je najveći skladišni kapacitet na svijetu. Jačanje UPP infrastrukture i povećanje broja uvoza UPP-a postala je prioritetna energetska politika Turske u posljednjem desetljeću. Kao rezultat velikih napora u jačanju sigurnosti opskrbe Turske i diverzifikaciji opskrbnih lanaca, ovisnost Turske o plinovodu zabilježila je značajan pad na 77,5 posto u 2018. godini s 88 posto u 2017. godini. Udio UPP-a u uvozu prirodnog plina popeo se na 22,5 posto i iznosi 11,3 milijarde m³. Ukupni kapacitet koliko Turska može primiti UPP-a sada iznosi 42,7 milijardi m³ prirodnog plina godišnje.

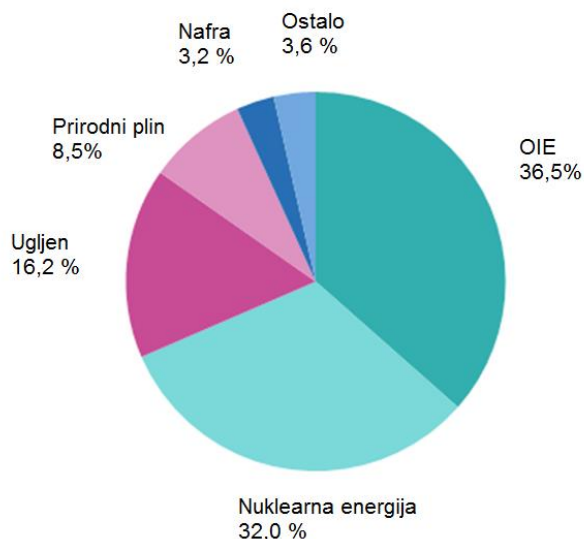
4. PRIMARNA POTROŠNJA ENERGIJE U EUROPI

Proizvodnja primarne energije svih zemalja Europske unije 2019. godine iznosila je 25.788 petadžula (PJ) što je činilo 39,3% ukupno bruto raspoložive energije (Eurostat, 2021a). Ostatak od 60,7% bruto raspoložive energije bio je iz uvoza. Dakle, Europska unija ovisna je o uvozu energenata, poglavito nafte i prirodnog plina što je veliki razlog za političku zabrinutost za sigurnost opskrbe energijom. U ovom poglavlju analizirana je proizvodnja primarne energije sa naglaskom na prirodni plin u Europi i uvoz energije u Europu. Statistički gledano trend u Europi je da postotak energije iz domaće proizvodnje pada u ukupnom energetsom miksu, pa je tako 2019. godine udio domaće proizvodnje za 2,9% manji nego 2018. godine. Takav trend je očit od 2009. godine uz iznimku 2010. godine kada je energetska proizvodnja rasla nakon velikog pada 2009. godine koji je uzrokovan velikom globalnom financijskom i gospodarskom krizom i 2012. gdje se također bilježi rast. Gledajući period od deset godina 2019. godine udio domaće proizvodnje smanjio se za 7,9%. takav znatan pad proizlazi iz činjenice da su rezerve ugljikovodika dobrim dijelom iscrpljene bez da su pronađene velike nove rezerve, uz to proizvođači ne smatraju iskorištavanje ograničenih resursa isplativim. Također, djelomično razlog padu su i naponi EU ka dekarbonizaciji energetske sistema te povećanju energetske učinkovitosti.

U apsolutnim vrijednostima, 16 od 27 država članica EU-a zabilježilo je povećanje proizvodnje primarne energije u razdoblju od 2009. do 2019. Najveće povećanje proizvodnje zabilježeno je u Švedskoj (porast od 340,6 PJ), a slijede je Italija (221,4 PJ), Španjolska (190,8 PJ), Francuska (173,9 PJ) i Finska (126,5 PJ). S druge strane, proizvodnja primarne energije u Nizozemskoj smanjila se za čak 1247 PJ, dok su Njemačka (-985 PJ) i Danska (-482 PJ) isto tako prijavile smanjenja proizvodnje primarne energije veća od 400 PJ (Eurostat, 2021a).

Iz podataka Eurostata, europska primarna energija dobivala se iz velikog broja različitih izvora koji su prikazani na slici 4-1. Najznačajniji izvor energije u Europi su obnovljivi izvori energije koji se posljednjeg desetljeća pokazuju kao brzo rastući oblik izvora energije te se na taj način 2019. godine proizvelo 36,5% ukupne proizvodnje energije u Europskoj uniji. Odmah uz obnovljive izvore energije sa 32 % ukupne proizvodnje energije nalazi se nuklearna proizvodnja energije sa velikim proizvođačima poput Francuske (77,6%), Belgije (71,1%) i Slovačke (58,3%), a osim tri nabrojene još se u deset zemalja Europske unije proizvodi nuklearna energija u manjim udjelima.

Od ostalih izvora energije još tri tipa prelaze 1% proizvodnje od ukupne proizvodnje energije i svi pripadaju pod kategoriju fosilna goriva, a to su: ugljen (16,2%), prirodni plin (8,5%) i nafta sa 3,2% od ukupne proizvodnje primarne energije u Europskoj uniji.



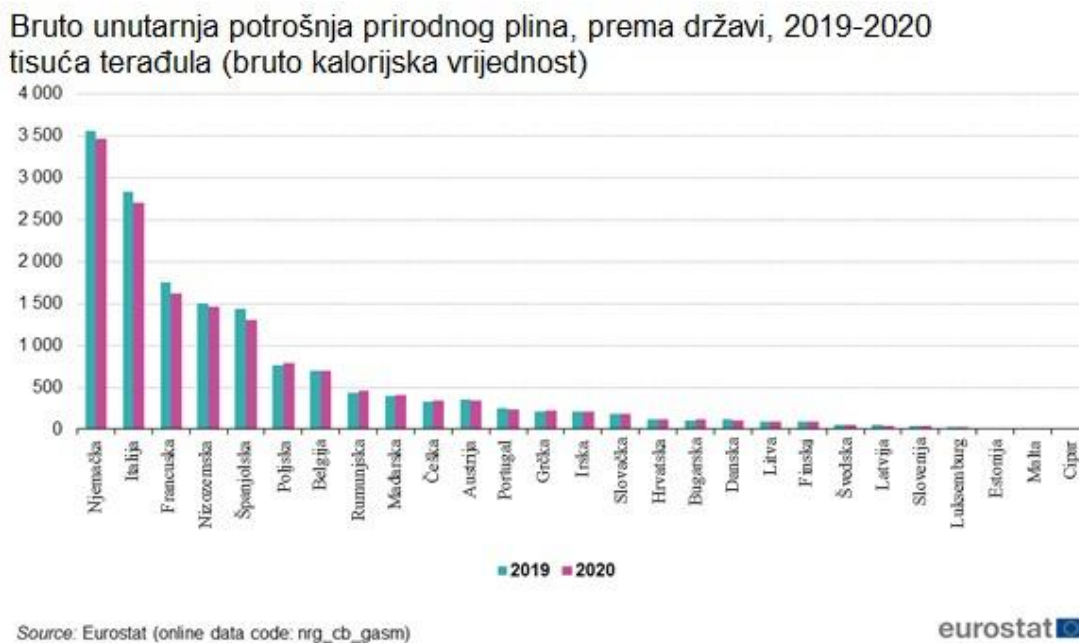
Slika 4-1. Proizvodnja primarne energije u Europskoj uniji (Eurostat, 2021a)

Tijekom razdoblja od 2009. do 2019. godine neto uvoz energije u EU bio je veći od primarne proizvodnje iznoseći 60,7% posljednje promatrane godine. Najviše se uvoze fosilna goriva kojih u Europskim rezervama ima sve manje pa je tako uvoz nafte došao na razinu od 96,8%, nešto niza razina uvoza očituje se kod prirodnog plina gdje uvoz iznosi 89,7%, a značajan uvoz prisutan je i kod energije dobivene iz ugljena čija je razina uvoza na 44%.

U 2020. godini pandemijom koronavirusa (COVID-19) smanjena je potrošnja primarne energije te je došlo do poremećaja na energetsom tržištu. Prvi put ikad zabilježena je negativna cijena barela nafte na američkom tržištu i rekordno niske cijene na europskom. Oporavak i stabilnost cijene uslijedio je nastavkom gospodarskih aktivnosti i oživljavanja gospodarstva. Povratak na vrijednosti prije pandemije došlo je u 2021. godini. Nakon takvog poremećaja tržišta trenutno se odvija upravo suprotna situacija, porasta cijena, gdje je plin na europskom tržištu uslijed raznih političkih čimbenika i smanjenog dotoka (ruskog plina) dosegao vrtoglave cijene. Trenutna situacija uzrokuje nestabilnost cijelog europskog gospodarstva, a pogotovo onog izrazito orijentiranog ka prirodnom plinu. U ovom slučaju prikazuju se izrazite prednosti diverzifikacije dobavnih pravaca.

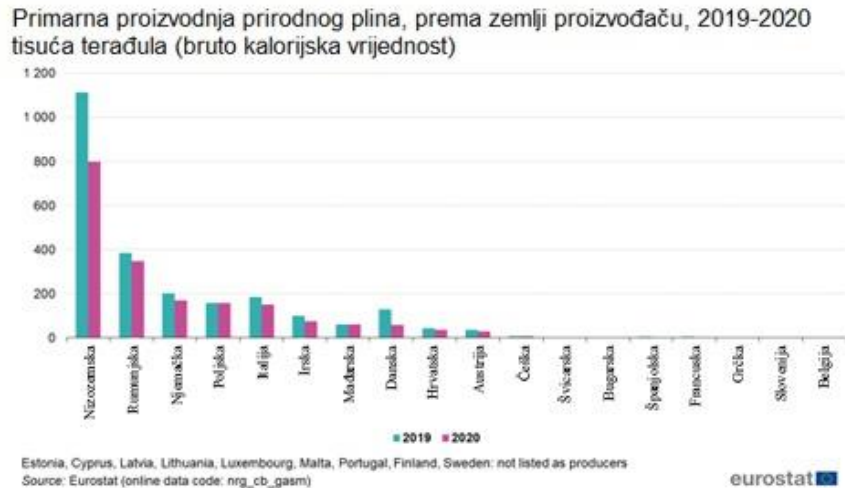
4.1. Prirodni plin u Europskoj uniji

U 2020. bruto unutarnja potrošnja prirodnog plina u EU smanjila se za 4,2% u usporedbi s 2019. godinom, na 15.235 PJ. Najznačajniji porast potrošnje zabilježen je u Švedskoj (11,1%), Grčkoj (9,8%) i Litvi (9,4%), dok je najveći pad zabilježen u Latviji (-17,1%), Španjolskoj (-9,7%) i Estoniji (-8,5%). Na slici 4-2. prikazana je potrošnja prirodnog plina u EU i porast u razdoblju od godinu dana (Eurostat, 2021b).



Slika 4-2. Primarna potrošnja prirodnog plina u državama Europske unije (Eurostat, 2021c)

Proizvodnja prirodnog plina u EU nastavila je trend smanjenja, padajući za 22,1% u 2020. godini u usporedbi s 2019. godinom, na ukupno 1.899 PJ. Za euro područje zabilježen je pad od 17,4%, a proizvodnja je iznosila 1232 PJ. Glavni proizvođač prirodnog plina u EU, Nizozemska, zabilježio je pad proizvodnje od -28,3%. Značajan pad primijećen je i za Dansku (-25,4%), Irsku (-22,2%), Hrvatsku (-16,3%), Italiju (-11,0%), Mađarsku (-9,2%) i Austriju (-9,2%). Suprotno tome, u Poljskoj je zabilježen porast od 0,5% u proizvodnji prirodnog plina. S proizvodnjom prirodnog plina od 799 PJ u 2020. godini, Nizozemska je bila prvi proizvođač prirodnog plina u EU, slijedi Rumunjska čija je proizvodnja bila 349 PJ i Njemačka (171 PJ) (Eurostat, 2021b).



Slika 4-3. Primarna proizvodnja prirodnog plina u državama Europske unije (Eurostat, 2021d)

Ukupni uvoz u EU prirodnog plina smanjio se za 6,4% i dosegao 24633 PJ. Najznačajniji porast u 2020. godini u odnosu na 2019. godinu kod glavnih neto uvoznika, tj. Zemalja koje uvoze najmanje 1000 PJ, zabilježen je u Češkoj (+20,5%). Najveća smanjenja uvoza bila su u Slovačkoj (-18,9%) i Francuskoj (-15,6%) te Španjolskoj (-12,7%) (Eurostat, 2021b)

Važno je zapamtiti da nakon promjene metodologije u izvještavanju o mjesečnoj trgovini prirodnim plinom, uvedenoj od referentnog mjeseca siječnja 2013., mjesečni podaci o uvozu po zemljama podrijetla više nisu u potpunosti usporedivi s podacima iz prethodnih godina ili s detaljnijim godišnjim prikupljenim podacima. Novo mjesečno izvještavanje pruža brojke o uvozu kao unose iz posljednje tranzitne zemlje (uglavnom susjednih zemalja), umjesto po zemljama primarne / autohtone proizvodnje i podatke o izvozu kao izlaze iz zemlje koja izvještava (što uključuje sav prirodni plin koji prolazi kroz njeno nacionalno područje). podrijetlom iz uvoza, Norveška je bila izvor 24,5% prirodnog plina koji ulazi u EU (trgovina unutar EU-a i ulazi iz Švicarske isključeni), zatim Rusija (23,0%), Ukrajina (12,8%) i Bjelorusija (10,3%). Međutim, s obzirom na to da većina prirodnog plina koji u EU ulazi iz Ukrajine i Bjelorusije u početku dolazi iz Rusije, ovisnost o uvozu prirodnog plina iz ove zemlje u praksi je veća nego o prirodnom plinu iz Norveške. Ovisnost o prirodnom plinu u EU smanjila se i dosegla 83,5% u 2020. godini, u odnosu na 89,5% u 2019. godini. Ovisnost Hrvatske o uvozu prirodnog plina manja je od prosjeka EU zbog dijela vlastite proizvodnje prirodnog plina, no i dalje u velikoj mjeri ovisi o prirodnom plinu iz uvoza.

4.2. Budućnost prirodnog plina u Europi

Dinamika potražnje za prirodnim plinom u EU mijenja se posljednjih godina. Na krivulji potražnje primjetni su padovi zbog utjecaja gospodarsko-političkih kriza poput ekonomske krize 2009. godine i Ukrajinske krize 2014. godine, također primjetan je pad zbog pandemije koronavirusa te trenutne krize koju uzrokuje nestabilnost u Ukrajini i smanjeni kapaciteti dobave prirodnog plina u Europu. No, najbitniji čimbenik, dugoročno, je politika Europske unije kojom se želi postići prvi CO₂ neutralan kontinent do 2050. godine uz pomoć energetske efikasnosti i obnovljivih izvora energije.

To je stvorilo nesigurnost u pogledu buduće potražnje za prirodnim plinom u EU, što se odražava u sukcesivnom smanjenju projekcija potražnje za prirodnim plinom za 2030. godinu koje su napravile Europska komisija i Međunarodna energetska agencija (IEA) u svojim izračunima za godišnju Svjetsku energetske perspektivu. Pad koji je uslijedio nakon najveće potražnje za prirodnim plinom od 544 milijarde kubika postignut u 2010. djelomično se preokrenuo od 2014. godišnjim porastom potrošnje prirodnog plina u EU od 4-7%. To je, međutim, možda djelomično rezultat niza izoliranih događaja, zbog čega nije jasno je li to povezano s temeljnom promjenom tržišnih osnova (IEA, 2018).

Većina projekcija za sljedeće desetljeće predviđa povećanu potražnju za prirodnim plinom i povećanje uvoza prirodnog plina plinovodima i preko UPP terminala u Europu, zbog smanjenja domaće proizvodnje prirodnog plina. U Njemačkoj se očekuje da će kao rezultat obustave rada nuklearnih elektrana i ugljena do 2030. godine prirodni plin povećati svoj udio u elektroenergetskom sektoru. Brojne druge europske zemlje također su najavile svoje planove za uklanjanje ugljena kao energenta tijekom sljedećeg desetljeća. Kao rezultat toga, značajan kapacitet za proizvodnju ugljena u Europi treba zamijeniti drugim izvorima energije. U usporedbi s ugljenom, izgaranjem prirodnog plina stvara se 40% manje emisija CO₂ po jedinici energije i manje emisija glavnih onečišćivača zraka, poput sumpornog dioksida (SO₂) i dušikovog dioksida (NO₂) (Agora Energiewende, 2018).

Analize budućih kretanja na tržištu prirodnog plina također trebaju bolje uključiti izazove povezane s emisijama metana što predstavlja glavnu brigu za klimatske promjene. Emisije se mogu dogoditi kroz čitav lanac opskrbe plinom, a izvori mogu biti i nenamjerni (na primjer u sustavima distribucije s niskim tlakom koji još uvijek koriste cijevi od lijevanog željeza). Procjenjuje se da eksploatacija, prerada i transport na velike udaljenosti prirodnog

plina čine približno 60-80% trenutnih emisija metana. Prema međunarodnoj agenciji za energiju na taj se način izgubi do 1,7% ukupnog prirodnog plina.

Prirodni plin može pružiti fleksibilnost za elektroenergetski sektor zbog mogućnosti skladištenja velikih količina energije. Dio kolebanja potrošnje prirodnog plina pripisuje sezonskoj varijabilnosti obnovljivih izvora u elektroenergetskom sektoru jer su obnovljivi izvori energije nestabilni izvori, odnosno ne mogu konstanto davati jednaku količinu energije ili je povećavati i smanjivati ovisno o potrebi već ovisi o vremenskim uvjetima.

4.3. Potrošnja prirodnog plina u Mađarskoj

U primarnoj potrošnji energije Mađarske prirodni plin zauzima vodeću poziciju, ponajviše zbog činjenice da je stalno dostupan, prilagođavajući se nastalim potrebama. Premda se njegova prednost smanjivala s napretkom razvoja obnovljivih izvora energije, i dalje je najznačajniji energent u domaćoj potrošnji energije.

Domaću potrošnju prirodnog plina u najvećoj mjeri određuje zimsko vrijeme, štoviše, na nju uvelike utječe i njegovo korištenje u električne i industrijske svrhe. Potrošnja prirodnog plina dugoročno pokazuje trend pada, ali je tijekom proteklih godina stagnirala oko 10 milijardi kubika (FGSZ, 2021).

Proizvodnja prirodnog plina pojavila se u Mađarskoj među prvima u Europi, s procvatom u 70-im-80-im godinama. Međutim, proizvodnja već godinama pokazuje opadajući trend: 2019. godine proizvedeno je 1,57 milijardi m³ plina, što pokriva manje od jedne petine domaće potrošnje. Iako, gledajući u budućnost, ova proizvodnja sve manjeg volumena i dalje je važan kamen temeljac sigurne i pristupačne opskrbe energijom (FGSZ, 2021)

Mađarska se oslanjala na Rusiju za većinu svog uvoza prirodnog plina koji se isporučuje plinovodom kroz Ukrajinu, ali je posljednjih godina diverzificirala uvoz plina, otvarajući prekogranične interkonekcije s većinom svojih susjeda i osiguravajući opskrbu od kompanije Royal Dutch Shell putem ukapljenog terminala za prirodni plin u Hrvatskoj.

Mađarska vlada objavila je krajem kolovoza da je s Moskvom dogovorila sve uvjete za novi dugoročni sporazum o opskrbi plinom koji bi stupio na snagu od 1. listopada. Ugovor s Gazpromom bi trajao 15 godina, uz klauzulu da se otkupljene količine mijenjaju nakon 10

godina, kazala je Budimpešta i dodala da je dogovorena i cijena. Prema sporazumu, Gazprom bi u Mađarsku isporučivao 4,5 milijardi kubičnih metara prirodnog plina godišnje, dopuštajući opskrbu oko polovice godišnje potrošnje plina u Mađarskoj. Koristit će se dvije rute -- 3,5 milijardi kubnih metara će doći preko Srbije, a milijarda kubika preko Austrije. Dugoročnim ugovorima predviđajući političke zavrslame između Rusije i Ukrajine tj. transporta prirodnog plina preko Ukrajine, Mađarska je osigurala sigurnost opskrbe i stabilnost gospodarstva kupujući prirodni plin pet puta jeftinije od trenutnih tržišnih cijena u Europi. Drugu polovicu ostvaruje proizvodnjom i uvozom iz drugih zemalja, a djelom i hrvatskim UPP terminalom (TASS, 2022).

4.4. Potrošnja prirodnog plina u Sloveniji

Distribucija prirodnog plina u Sloveniji nastavlja trend rasta koji je, unatoč prošlogodišnjoj pandemiji, dosegao 3.621 GWh, što je 1,9 posto više nego u prethodnoj godini i najviše do sada. Podaci koje je objavila Agencija za energiju o potrošnji električne energije i prirodnog plina u prošloj godini pokazuju da je distribucija prirodnog plina dosegla 3.621 GWh. Rast je zabilježio 1% potrošnje izvan kućanstva i 3,6% potrošnje kućanstva. U tablici 4-2. prikazana je potrošnja prirodnog plina u Sloveniji od 2006. godine do 2020. godine.

Tablica 4-1. Potrošnja prirodnog plina u Sloveniji (Agencija za energiju, 2021)

Godina	Potrošnja prirodnog plina GWh
2006	2.996
2007	2.829
2008	3.188
2009	3.105
2010	3.395
2011	3.195
2012	3.077
2013	3.171
2014	2.806
2015	3.255
2016	3.412
2017	3.535
2018	3.523
2019	3.555
2020	3.621

U Sloveniji se distribucija odvija putem distribucijske plinske mreže u 82 općine, gdje je više od 136.000 kupaca opskrbljeno prirodnim plinom, od čega je 1.328 priključeno na distribucijske sustave 2020. Ukupna potrošnja kupaca priključenih na distribucijsku plinsku mrežu u 2020. iznosi 3.621 GWh, od čega 1.175 GWh za potrošače u kućanstvu i 2.446 GWh za korisnike izvan kućanstva. Operatori distribucijskog sustava izgradili su više od 59,3 kilometra novih plinovoda, ukupna duljina distribucijske mreže povećala se za 1,6 % i na kraju godine iznosila je 4.953 kilometra (uključujući zatvorene distribucijske sustave). U narednom razdoblju bit će velikih promjena na području opskrbe prirodnim plinom. Za nekoliko godina u plinsku mrežu bit će dodani obnovljivi plinovi. U distribuciji prirodnog plina to će vjerojatno najprije biti biometan (Zemeljski plin, 2021).

Slovenija je 100% ovisna o uvozu prirodnog plina, plin dolazi većinom iz Austrije i Italije, no postoji nova mogućnost uvoza preko interkonekcije s Hrvatskom. U planu je i interkonekcija sa Mađarskom.

4.5. Potrošnja prirodnog plina u Srbiji

Prema procjenama Srbija je u 2021. godini proizvodila 394,75 milijuna m³ prirodnog plina, dok su uvezene količine iznosile 2163,4 milijuna m³ što dovodi do ukupne potrošnje od 2458,15 milijuna m³ prirodnog plina (Paragraf.rs, 2022).

Jedini proizvođač prirodnog plina u Srbiji je NIS a.d. Prirodni gas se proizvodi iz 78 bušotina, a najznačajnija plinska polja su: Međa, Martonoš, Itebej, Torda plitko, Miloševo. Nakon eksploatacije 97,5% prirodnog plina odlazi u transportni sustav, a 2,5% u distributivni sustav. Srbija ima mali volumen konvencionalnih resursa, relativno visoku razinu istraženosti i ograničenost istražnog područja (Ivezić, 2021).

Uvoz plina u Srbiju najvećim dijelom odvijao se preko interkonekcije sa Mađarskom odakle je pristizao ruski plin preko Ukrajine. Trenutno je uvoz plina u Srbiju moguć i preko Bugarske koja novim plinovodom (Turski tok) uvozi ruski plin. Zbog učestalih političkih i sigurnosnih tenzija između Rusije i Ukrajine u posljednjem desetljeću, a koje su povećane i sada, došlo je do zaobilaženja Ukrajine kao tranzitne zemlje za plin. Novi plinski sustav prilika je za Srbiju da postane tranzitna zemlja u regiji, što može biti slučaj kod već planirane interkonekcije sa Hrvatskom (PMI lista – projekti uzajamnog interesa), no može biti i šansa

za uvoz hrvatskog LNG i tako diverzifikaciju svojih dobavnih pravaca. Srbija također izvozi plin u Bosnu i Hercegovinu.

4.6. Potrošnja prirodnog plina u BiH

U Bosni i Hercegovini plinska mreža nije dovoljno razvijena. Čak ni veliki gradovi i industrija nemaju mogućnost spajanja na sustav (osim Sarajeva i Zenice) Prema dokumentu Energetska statistika za prirodni plin, koji je objavila Agencija za statistiku BiH, u 2018. godini u BiH je uvezeno ili potrošeno 245 milijuna m³ plina. Potrošnja u kućanstvima iznosila je 44 milijuna m³, a u sustavima daljinskog grijanja 54 milijuna m³, što dovodi do postotka od 40 % plina koji se koristi za grijanje. Usporedbe radi, specifična potrošnja plina po stanovniku u svijetu iznosi 502 m³ po stanovniku godišnje, na europskoj razini iznosi 722 m³ po stanovniku godišnje, dok je u BiH oko 70 m³ po stanovniku godišnje, iz čega je jasno da BiH je zemlja vrlo niske specifične potrošnje plina (Al Jazeera, 2020).



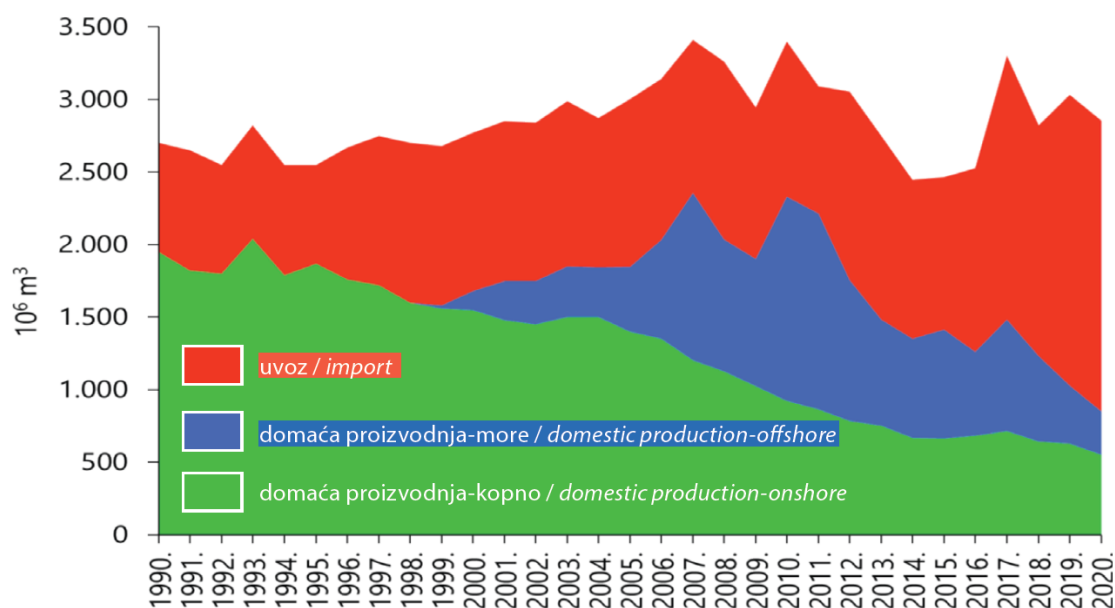
Slika 4-4. Sadašnja plinska mreža BiH i razvojni projekti (BH-GAS, 2020)

H-Plin je započeo provedbu projekta Južne interkonekcije kojim će se spojiti transportni cjevovodi Hrvatske (Split-Zagvozd-BiH) i BiH (Posušje - Novi Travnik s odvojkom prema Mostaru) (Slika 4-4.). Taj projekt je od velikog značaja za plinski sustav u BiH iz dva razloga. Prvi je sigurnost opskrbe, jer realizacija projekta Južne interkonekcije daje novi smjer opskrbe i diverzifikacije izvora opskrbe, a drugi je povećanje kapaciteta opskrbe. Naime, u ENTSOG-ovom izvješću za zimu 2019./2020. jedan od sedam glavnih zaključaka navedenih u Sažetku je da postojeća infrastruktura Bosne i Hercegovine u slučaju vršnog

opterećenja tijekom hladnih dana ne može isporučiti dovoljno plina svojim potrošačima. Također u planu su i sjeverna te zapadna interkonekcija sa hrvatskom plinskom mrežom te proširenja mreže unutar same BIH.

5. PRIRODNI PLIN U REPUBLICI HRVATSKOJ

Prema HERA-inom godišnjem izvješću (2021) u hrvatski plinski transportni sustav ukupno je ušlo 3,040 milijardi m³ prirodnog plina što je povećanje od 5,4% u odnosu na 2019. godinu. Od ukupno volumena volumen domaće proizvodnje iznosi 0,849 milijardi m³, odnosno 17,5% manje u odnosu na 2019. godinu i 52,3% u odnosu na 2015. godinu. Domaća proizvodnja prirodnog plina u kontinuiranom je padu kao što je prikazano na slici 5-1. u odnosu proizvodnje i uvoza prirodnog plina u tridesetogodišnjem razdoblju od 1990. do 2020. Ostatak prirodnog plina u hrvatski transportni sustav stigao je iz uvoza. Uvoz prirodnog plina u Republiku Hrvatsku 2020. godine iznosio je 2,143 milijardi m³ što je povećanje od 7,1% u odnosu na 2019. godinu i 104,1% u odnosu na 2015. godinu. U tablici 5-1. prikazani su volumeni proizvodnje, uvoza, izvoza, salda skladišta i ukupne potrošnje u Republici Hrvatskoj u razdoblju od 2016. do 2020. godine.



Slika 5-1. odnos uvoza i domaće proizvodnje prirodnog plina (HUSP, 2020)

Tablica 5-1. Volumeni proizvodnje, uvoza, izvoza, salda skladišta i ukupne potrošnje u Republici Hrvatskoj (EIHP, 2021)

Milijuna m ³	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Proizvodnja	1780,5	1647,2	1483,5	1230,1	1028,9	849,0
Uvoz	1050,1	1264,7	1818,3	1589,2	2003,4	2143,7
Izvoz	367,4	389,4	199,7	113,3	72,3	52,5
Saldo skladišta	56,0	88,9	-93,8	64,5	-52,0	100,5
Ukupna potrošnja	2519,2	2611,4	3008,3	2770,5	2908,0	3040,7

Kapacitet uplinjavanja UPP terminala na otoku Krku je 2,6 milijardi m³ prirodnog plina godišnje, odnosno prirodni plin s terminala mogao bi pokriti 86% potrošnje u Republici Hrvatskoj ako se za podatak potrošnje koristi rekordna potrošnja prirodnog plina u 2020. godini. Zbroj kapaciteta UPP terminala sa proizvodnjom prirodnog plina i uvozom putem plinovoda na razini 2020. godine prelazi volumen potrošnje prirodnog plina u Republici Hrvatskoj i omogućuje izvoz prirodnog plina u slučaju da se uvoz putem plinovoda ne smanji ili smanji za volumen koji ne pokriva razliku između potrošnje i ukupnog volumena koji ulazi u hrvatski plinski sustav.

Republika Hrvatska je 2021. godine počela uvoziti UPP, u prvoj operativnoj godinu na terminal na otoku Krku stiglo je 19 metanijera, u drugoj operativnoj godini zaključno s 4.2.2022. na terminal stigla su 22 metanijera.

Prema kvartalnom izvješću Europske komisije (2021) uvoz UPP-a u Republiku Hrvatsku u prvome kvartalu iznosio je 0,283 milijardi m³ u prvom kvartalu, 0,470 milijardi m³ u drugom kvartalu i 0,450 milijardi m³ u trećem kvartalu 2021. godine. UPP je na terminal stigao preko 13 metanijera iz Katara, SAD-a, Nigerije i Rusije, a u tablici 5-2. prikazano je koliko je UPP-a stiglo iz pojedine države po kvartalu. U prva tri kvartala 2021. na UPP terminal na otoku Krku najviše je dolazio plin iz SAD-a.

Tablica 5-2. Uvoz prirodnog plina u Republiku Hrvatsku u prva tri kvartala 2021. godine (Europska komisija, 2021)

	Kvartal 1 (mil. m³)	Kvartal 2 (mil. m³)	Kvartal 3 (mil. m³)
Katar	0	0	153
SAD	189,61	385,4	198
Rusija	93,39	0	0
Nigerija	0	86,6	99

5.1. Transport prirodnog plina u Republici Hrvatskoj

U 2018. godini transportirano je 29 541 TWh prirodnog plina sa dnevnim maksimumom od 157 GWh. Transport prirodnog plina u Republici Hrvatskoj regulirana je djelatnost, a vlasnik i operator plinskog transportnog sustava je PLINACRO, plinovodi na teritoriju Republike Hrvatske prikazani su na slici 5-2. U Republici Hrvatskoj se nalazi ukupno 2963 km cjevovoda, u transportni sustav prirodni plin ulazi preko jednog od devet priključaka (6 sa proizvodnih polja, 2 međunarodna priključka i priključak sa PSP-a Okoli). Transportni sustav predaje prirodni plin u 19 županija preko 194 priključka od čega su 36 industrijski kupci, a 158 priključaka predaje prirodni plin prema distribucijskim potrošačima.

Uvoz prirodnog plina u Hrvatsku dolazi iz Rusije i dugi niz godina ruski Gazprom diktira cijene prirodnog plina ne samo za Republiku Hrvatsku već za gotovo cijelu Europsku uniju. Smanjenjem hrvatske proizvodnje prirodnog plina zbog starosti i iscrpljenosti domaćih polja ovisnost o uvozu postaje sve veća te se razmatraju novi dobavni pravci za uvoz prirodnog plina. Novi dobavni pravci koji će osigurati energetska neovisnost Republike Hrvatske i regije odnose se na nove plinovode i hrvatski UPP terminal na otoku Krku.

Novi veliki plinovodi uvoziti će prirodni plin iz Kaspijske regije, bliskog istoka i novootkrivenih velikih polja koja se nalaze na području istočnog Mediterana no te velike projekte nije moguće brzo izraditi jer u njima sudjeluje velik broj država kroz koje plinovodi prolaze. Zajedničko potreba novih plinovoda i UPP terminala da bi osigurali neometan uvoz prirodnog plina je izrada novih interkonekcija između državnih plinovoda. Republika

Hrvatska trenutno ima dvije interkonekcije: jednu sa Slovenijom (Rogatec) i jednu sa Mađarskom (Dravaszerdahely). Iz tog razloga Plinacro planira nove interkonekcije sa Bosnom i Hercegovinom, Slovenijom i Srbijom.

Bosna i Hercegovina trenutno ima samo jednu interkonekciju (Zvornik) preko koje uvozi prirodni plin iz Srbije te je njen kapacitet 18 GWh po danu. U planu Plinacra je napraviti još tri interkonekcije sa BiH (kod Slavanskog Broda, Imotskog i Rakovice). Trenutno ne postoje interkonekcije Republike Hrvatske s BiH, sa hrvatskim sustavom nije povezana buduća interkonekcija kod Imotskog, a interkonekcijske točke kod Slavanskog broda i Rakovice nisu povezane sa plinskim sustavom BiH i u trenutnim uvjetima ne bi služile svrsi dovođenja prirodnog plina za opću i industrijsku proizvodnju Bosne i Hercegovine.



Slika 5-2. Plinovodi u Hrvatskoj (Plinacro, 2021)

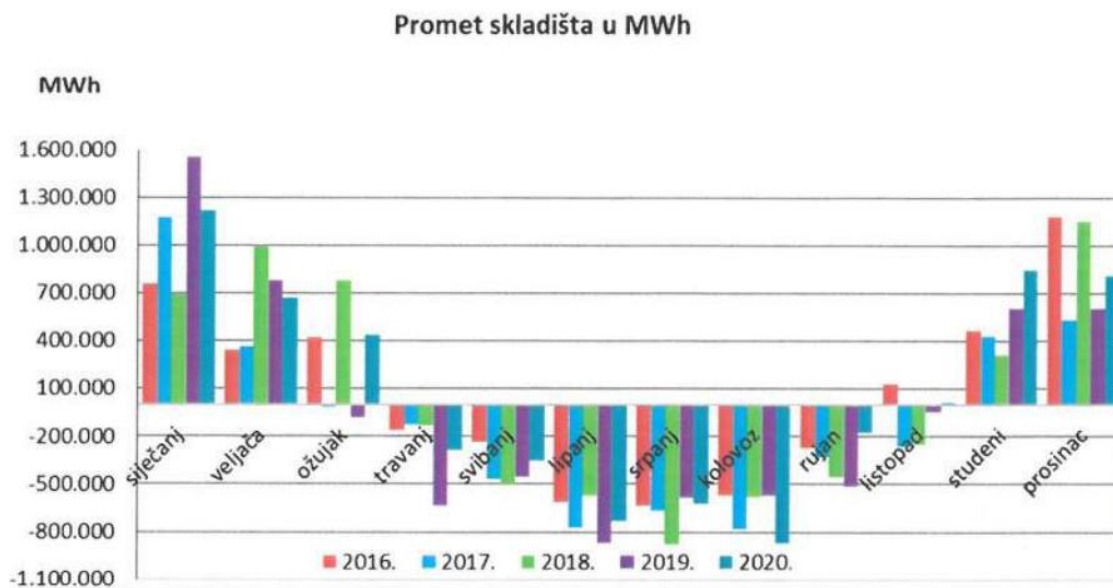
Srbija također ima dvije interkonekcije (sa Bosnom i Hercegovinom i Mađarskom), a u planu je Plinacra izrada nove interkonekcije kod Sotina preko koje bi se prirodni plin izvezio u Srbiju i spajao na već postojeći plinski transportni sustav koji prolazi blizu interkonekcije. Ponovno se javlja problem povezanosti interkonekcije sa hrvatskim plinskim sustavom jer je potrebno izgraditi plinovod od Slobotnice do Sotina.

Od trenutka početka rada UPP terminala upotrebljava se i novoizgrađeni plinovod Omišalj-Zlobin koji prenosi prirodnog plin sa terminala u već postojeći sustav plinovoda. Također uz taj novi plinovod potrebno je i izgraditi novi plinovod Zlobin-Bosiljevo koji bi uz već postojeći plinovod povećao volumen prirodnog plina koji može teći tom trasom.

Europa nije bogata ugljikovodicima (uz izuzetak Norveške i Rusije) u dovoljnoj mjeri da pokrije vlastite potrebe za naftom i prirodnim plinom te se iz tog razloga potreba za energentima pokriva uvozom sa brojnih dobavnih pravaca i povećanjem proizvodnje obnovljivih izvora energije. Republika Hrvatska se po vlastitoj proizvodnji ugljikovodika nalazi upravo u prosjeku europske unije, s proizvodnjom u 2019. godini koja je pokrila 35,38% domaće potražnje za prirodnim plinom, što je pad u odnosu na 2018. godinu kada je proizvela 44,4% domaće potrebe za prirodnim plinom. U hrvatskoj se prirodni plin eksploatira iz 18 polja Panona i 3 eksploatacijska područja sa sjevernog Jadrana. Proizvodnja prirodnog plina u panonskom dijelu gotovo je duplo veća od proizvodnje sa sjevernog Jadrana.

5.2. Skladištenje

Republika Hrvatska ima jedno podzemno skladište prirodnog plina „PSP Okoli“ koje je smješteno na području općine Velika Ludina u Sisačko -moslavačkoj županiji i u vlasništvu je PLINACRO-a. Radni volumen skladišta iznosi 553 milijuna m³ prirodnog plina uz maksimalni satni kapacitet povlačenja od 240000 m³, a kapacitet utiskivanja 180000 m³/h. Skladište se sastoji od ukupno 37 bušotina (26 radnih, 9 mjernih i 2 za povratno utiskivanje ležišne vode). Na slici 5-3. prikazan je promet skladišta u MWh po mjesecima od 2016. do 2020. godine. (PSP, 2021).



Slika 5-3. Promet PSP-a u MWh (PSP, 2021)

6. TERMINAL NA OTOKU KRKU

Izgradnja terminala za ukapljeni prirodni plin na otoku Krku povećava sigurnost opskrbe prirodnim plinom, povećava diversifikaciju opskrbe prirodnim plinom za područje Republike Hrvatske te za područja jugoistočne i srednjoistočne Europe, povećava konkurentnost na tržištu na istim područjima te se uklapa u velike infrastrukturne projekte na europskom tržištu plina.

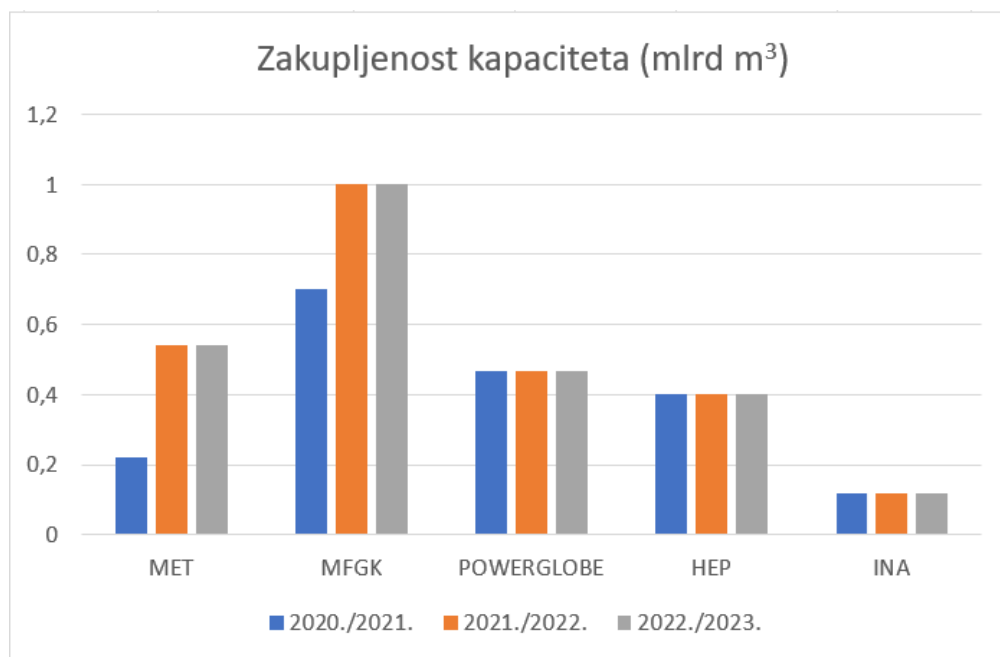
Rad terminala je u reguliranom režimu prema pravilima unutarnjeg tržišta Europske unije, odnosno postoje pravila prema kojima se dodjeljuju kapaciteti za korištenje terminala. Pristup terminalu, tarife i model regulacije energetske djelatnosti operiranja terminalom za UPP određuje Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA). Operater terminala je je LNG Hrvatska d.o.o. koji ima obavezu primjenjivati Metodologiju utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za prihvat i otpremu ukapljenog prirodnog plina.

Sukladno Pravilima korištenja terminala za ukapljeni prirodni plin (UPP), svake godine do 15. lipnja zainteresirani korisnici terminala mogu dugoročno zakupiti slobodne kapacitete uplinjavanja UPP-a na terminalu (Narodne novine, 2021a).

Početak svibnja 2020. godine MET Croatia Energy Trade je za prvu plinsku godinu 2020./2021. zakupio 0,22 milijarde m³, a za iduće dvije plinske godine po 0,54 milijarde m³. Tvrtka MFGK Croatia je za prvu plinsku godinu zakupila gotovo 0,7 milijardi m³, a idućih šest plinskih godina po nešto više od milijardu kubika.

Po podacima iz objave tvrtke LNG Hrvatska, Powerglobe Qatar LLC je za prvih pet plinskih godina (od 2020./2021. do 2024./2025.) zakupila po 0,468 milijardi m³, dok je u plinskim godinama od 2025./2026. do 2029./2030. zakupila po 0,624 milijarde m³, a potom u idućih pet godina (od 2030./2031. do 2034./2035.) po 0,936 milijardi m³. Na slici 6-1. prikazane su kompanije za količinama zakupljenih kapaciteta na UPP terminalu u prve tri plinske godine (LNG Hrvatska, 2021a).

Svi kapaciteti zakupljeni su za prve tri godine rada, a za sljedeće tri godine, do 2027. zakupljeno je 80 posto kapaciteta, zakupljenost kapaciteta do 2035. godine iznosi blizu 50% kapaciteta. (LNG Hrvatska, 2021a).



Slika 6-1. Zakupljenost kapaciteta terminala (LNG Hrvatska, 2021b)

6.1. Tehničko – tehnološka koncepcija

Terminali za uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina primarno se dijele na kopnene i odobalne. Iako su kopneni terminali dugovječniji i imaju manje operativne troškove, kapitalni troškovi iznose znatno više u odnosu na odobalne terminale.

Odobalni se terminali dijele na fiksne i plutajuće. Terminal na otoku Krku pripada skupini plutajućih terminala prirodnog plina, točnije to je plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje prirodnog plina.

Plutajući terminali za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina (FSRU) su ili izvedeni iz preuređenih metanijera (terminal FSRU na otoku Krku prije pretvorbe prevozio je UPP pod imenom Golar Viking) ili su izgrađeni izravno za tu svrhu. FSRU terminal ima ugrađenu oprema za uplinjavanje, usidrena su, a UPP preuzimaju sidrenjem paralelno s metanijerom. FSRU se nalaze blizu točaka potrošnje UPP-a ili tamo gdje se već nalaze postojeće mreže cjevovoda na kopnu.

FSRU-i su se pojavili kao atraktivna opcija jer se vrijeme izvršenja projekta znatno smanjilo zbog pretvorbe brodova u plutajuće skladišne jedinice, a posljedično su i kapitalni troškovi obično niži. Plutajuće rješenje u mnogim slučajevima nudi veću fleksibilnost kada na kopnu

nema odgovarajućeg prostora. Međutim, postoje i ograničenja u pogledu kapaciteta skladištenja i količine uplinjavanja. Tipično, kopneni terminal zahtijeva do pet godina od koncepta do puštanja u rad, dok se FSRU-ovi mogu od početka projekta dizajnirati i naručiti u roku od 12 do 24 mjeseca. FSRU-i se uglavnom temelje na tehnologijama uplinjavanja otvorenog tipa za što se koristi morska voda (ORV) stoga se s perspektive ponovnog uplinjavanja LNG-a tehnologija ne razlikuje, jedina razlika je u tome što se proces odvija na moru, a ne na kopnu.

Plutajući terminal za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina (FSRU) su višenamjenski terminali koji kombiniraju sustave za skladištenje LNG-a i ugrađene sustave za ponovnu pohranu na brodu ili barži. FSRU-ovi mogu primiti UPP izravno s konvencionalnih i velikih brodova za UPP, spremajući ga u izolirane spremnike i mogu ga ponovno pretvoriti u prirodni plin po potrebi. Izgradnja FSRU obično košta manje od 300 milijuna američkih dolara (cijeli projekt LNG terminala na otoku Krku koštao je 322 mil. Eura) i može ponuditi jeftiniju, bržu i fleksibilniju opciju u odnosu na kopneni terminal. Prednost FSRU-u je i u tome što cijeli proces od inicijalne ideje traje kraće i time brže donosi prednosti UPP i prirodnog plina na mjesta gdje je to potrebno.

FSRU-ovi se mogu vezati uz obalu, blizu obale ili u moru, s mogućnostima jednog ili više veza, kako bi se maksimaliziralo vrijeme rada i pomoglo minimizirati obalni utjecaj. Uplinjeni UPP iz FSRU-a može odmah ići u lokalnu opskrbnu mrežu ili se transportirati cjevovodom. FSRU se također može koristiti za stvaranje regionalnog čvorišta za LNG. FSRU također može biti korišten kao bunkering za manje brodove koji prolaze tim područjem. FSRU prima UPP sa tankera koji dolaze sa velikih udaljenosti, a zatim ga ponovno utovara na manje LNG brodove koji mogu pristupiti uskim lukama ili mjestima koja su možda nedostupna mreži plinovoda.

U Omišlju je odabrano sidrenje tipa FSRU-gat- LNG tankeri se mogu privezati uz FSRU i iskrcati UPP radi ponovnog uplinjavanja, a zatim prirodni plin ide izravno u cjevovod za opskrbu. Ova jeftina opcija najbolje djeluje u zaštićenim lukama ili blizu obale s dubinom vode od 15-30 m i blagim vremenskim uvjetima. Primjeri ovakvog tipa sidrenja su:

Nusantara Regas Satu, Salvador Brazil, Dubai. Na slici 6-2. prikazan je način sidrenja FSRU broda s jednim vezom.



Slika 6-2. FSRU brod s jednim vezom (Novi List, 2022)

Kapacitet spremnika na odabranom FSRU brodu koji je korišten u Omišlju je kapaciteta 140.000 m³, s nominalnim kapacitetom uplinjavanja UPP-a od 300.000 m³ prirodnog plina/satno, što na godišnjem nivou daje kapacitet od 2,6 milijardi m³ prirodnog plina, a koji je u skladu s tehničkim kapacitetom plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske.

Golar je ponudio konverziju postojećeg UPP tankera u FSRU brod u vrijednosti od 159,6 milijuna eura. Riječ je o UPP tankeru koji je proizveden 2005. godine i koji je plovio pod imenom „Golar Viking“ (prikazan na slici 6-3.). U trenutku isporuke brod će na lokaciju UPP terminala biti dopremljen iz brodogradilišta kao konverzija FSRU broda u skladu s najvišim tehničkim standardima i standardima zaštite okoliša i prirode. Isporuka FSRU broda, odnosno dolazak FSRU broda na lokaciju terminala za UPP na otoku Krku ostvaren je tijekom listopada 2020. godine.



Slika 6-3. UPP brod „Golar Viking“ (Auke Visser's Renewed Historical Tankers Site, 2011)

Odabrano tehničko rješenje uplinjavanja UPP-a (pretvorbe prirodnog plina iz tekućeg u plinovito stanje) radi u tzv. otvorenom sustavu (prikazano na slici 5.3) prilikom kojeg se za zagrijavanje UPP-a koristi toplina morske vode, ali na način da prilikom zahvaćanja i ispuštanja morske vode neće koristiti elektroklorinaciju (izdvajanje klora iz mora) za potrebe sprječavanja obraštanja sustava kroz koji prolazi morska voda, već će raditi na principu mehaničkog čišćenja cjelokupnog sustava u sklopu redovnog godišnjeg održavanja FSRU broda.

Uz odabrani FSRU brod mogu pristati svi LNG tankeri zapremnine od 3.500 m³ do 265.000 m³, što predstavlja globalnu flotu metanijera koji prevoze UPP. Prema Izvješću o UPP-u Međunarodne plinske unije za 2018., globalna flota UPP metanijera sastoji se od 413 plovila, od kojih 327 imaju kapacitet do 170.000 m³, a 124 njih imaju kapacitet do 140.000 kubičnih metara. Količina tereta prebačenog prirodnog plina s UPP metanijera na terminal UPP-a iznosi najmanje 8.000 m³ po satu. Dopušteno vrijeme zadržavanja za standardno punjenje je

30 sati, ako količina prenesenog UPP-a nije standardno volumena, operater UPP terminala i korisnik UPP terminala pristaju na dulje ili kraće dopušteno vrijeme zadržavanja, ovisno o volumenu.

Navedene tehničke karakteristike sažeto su prikazane u tablici 6-1.

Tablica 6-1. Glavne tehničke karakteristike terminala za UPP u Omišlju (LNG Hrvatska, 2021a)

Kapacitet brodova za prijevoz UPP-a koji mogu pristati na terminal	Od 3.500 m ³ do 265.000 m ³
Ukupni skladišni kapacitet UPP-a	140.206 m ³
Maksimalni kapacitet pretovara s broda za prijevoz UPP-a	8.000 m ³ /h
Nominalni kapacitet pretovara s terminala na brod za prijevoz UPP-a	1.500 m ³ /h
Maksimalni kapacitet uplinjavanja UPP-a (ograničen kapacitetom plinskog transportnog sustava)	300.000 m ³ /h 2,6 milijardi m ³ /god

Za vrijeme prekrcaja tereta cijelo vrijeme se vrši uplinjavanje, pa se prekrvani UPP odmah uplinjava i šalje u plinsku transportnu mrežu. Detaljni dizajn FSRU broda projektira tvrtka Wärtsilä te je početkom kolovoza 2019. godine završen plan rasporeda opreme FSRU broda. (LNG Hrvatska, 2021a)

Sva oprema koja se ugrađuje tijekom konverzije LNG tankera u FSRU brod proizvedena je, testirana i prihvaćena početkom 2020. godine te dopremljena u brodogradilište Hudong. U trenutku isporuke u brodogradilište, sama konverzija LNG tankera u FSRU brod traje oko 6 mjeseci. Tijekom konverzije neovisna klasifikacijska kuća DNV vršila je inspekcije ugradnje svakog pojedinog sustava, postrojenja i opreme. Po završetku konverzije izvršen je finalni pregled FSRU broda od strane neovisne klasifikacijske kuće, a nakon čega je FSRU brod krenuo prema lokaciji UPP terminala na otoku Krku.

6.2. Tržište ukapljenog prirodnog plina

U proteklom desetljeću došlo je do značajnijih promjena u djelovanju tržišta ukapljenog prirodnog plina. Prvenstveno se to očituje u porastu udjela kratkoročnih ugovora o isporuci, kao i većem udjelu trgovanja UPP-om na „spot“ tržištima (Hartley, 2015) , dok su se u prošlosti isporuke UPP-a ugovarale na duži period godina, tipično 20 godina (Tusiani i Shearer, 2007). Duljina trajanja novopotpisanih dugoročnih ugovora također se smanjila u odnosu na prijašnje godine. Nadalje, ugovori sklopljeni u današnje vrijeme sadrže poprilično prilagodljive uvjete što se tiče ugovorenih kapaciteta, mjesta i vremena isporuke.

Povećani udio kratkotrajnih obveza i „spot“ tržišta na kraju doprinose jazu u cijenama između Europskog i Istočnoazijskog tržišta. Naime, kako na „spot“ tržištu izvoznika UPP – a nastoji svoj volumen UPP – a preusmjeriti u područja najviše cijene, a kako je istočna Azija više ovisna o uvozu ukapljenog prirodnog plina zbog nedostatka značajnije plinovodne infrastrukture, poput one u Europi, cijene u UPP -a više na Azijskom tržištu. Tako je razvoj tržišta UPP -a u Europi ograničeno za period izrazitog jaza u cijenama. Nedavni primjer značajnog jaza u cijenama je nagli rast cijena UPP – a na Istočnoazijskom tržištu na kraju 2020. godine, uzrokovan bržim ekonomskim oporavkom istočne Azije od posljedica globalne pandemije, izvanredno hladnog zima, te povišenim troškovima transportnog sustava (Meliksetian, 2021).

Kako Europa ima razvijenu transportnu mrežu plinovoda, do sada su razine zakupljenosti kapaciteta njezinih terminala bile niske. U periodu od 2012. godine do 2017. godine prosječni udio zakupljenih kapaciteta iznosio je svega 20-ak posto. Ne, povećanje dostupnosti UPP-a pri konkurentnim cijenama, taj udio značajno je porastao, s ukupnim porastom na 27% iskorištenosti kapaciteta u 2018. godini, te čak 48% iskorištenosti kapaciteta u 2019. godini (Yafimava, 2020). Prema podacima (LNG Hrvatska, 2020b), zakupljeni su svi slobodni kapaciteti terminala za UPP na Krku za plinske godine od 2020./2021. do 2023./2024. plinske godine.

Većina UPP-a dostavljena terminalima u Europi uplinjava se na terminalu za uplinjavanje i šalje se dalje u sustav plinovoda u plinovitom stanju. Dio UPP-a koji se nije uplinio ima u svojoj tekućoj fazi primjenu u tzv. „small-scale LNG“ aktivnostima. Terminal za UPP na Krku nudi usluge ponovnog pretovara UPP-a (engl. *re-loading*) s FSRU broda LNG Croatia na manje brodove za prijevoz UPP-a (LNG Hrvatska, 2020a).

UPP u tekućoj fazi također mogu u terminalima preuzeti kamioni za prijevoz UPP-a. Takav plin isporučuje se industrijskim potrošačima koji nisu spojeni na mrežu plinovoda, proizvođačima električne energije u izdvojenim područjima, drugim terminalima za uplinjavanje UPP-a koji taj plin utiskuju u lokalnu mrežu plinovoda, te punionicama UPP-a za pomorski i kopneni promet (EPA Project Team, 2020). U Hrvatskoj su trenutno u pogonu dvije punionice UPP-a za kopneni promet: na Radničkoj cesti u Zagrebu, te na Kukuljanovu, naselju pored Škrljeva.

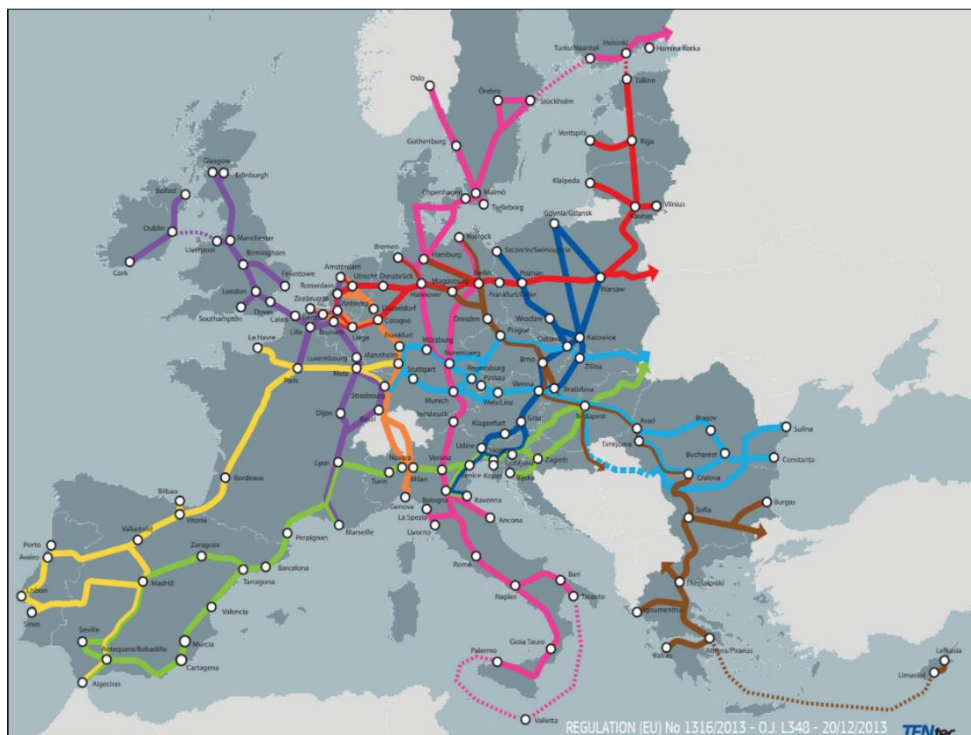
6.2.1. Transeuropska prometna mreža

Europska komisija na čelu sa ministrima prometa zemalja članica europske unije 2012. godine započela je inicijativu za stvaranje Uredbe za razvijanje Transeuropske prometne mreže. 2013. godine donesena je uredba EU 1315/2013 koja kao posljedicu ima temeljitu reformu infrastrukture prometnica. Uredbom se želi stvoriti jedinstvena transeuropska prometna mreža (engl. *Trans – European Network – Transport*, TEN-T) kojom bi se povezala postojeća mreža prometnica koja se može smatrati rascjepkanom, a mreža se odnosi na sve vrste prometnica – željeznica, cesta, zračne luke, morske luke, riječne luke i unutarnji plovni putevi. TEN-T-om bi se uklonila sva uska grla europskog prometa te bi promet postao multi modalan.

Transeuropska mreža definirana je sa devet koridora osnovne prometne mreže Europske Unije koji spajaju 94 europske luke i 38 zračnih luka sa cestama i željeznicama. Za ostvarivanje provedbu uredbe potrebno je izgraditi 15 000 kilometara željeznica 35 graničnih prijelaza, nove željeznice trebaju biti dovoljnih kapaciteta za postizanje optimalnih brzina teretnih i putničkih vlakova. Za devet ključnih koridora, budući da su prioritet prometne politike, Europska unija osigurala je investicijski fond od 26 milijardi eura (*Connecting Europe Facility – CEF*), fond iz kojega članice Europske unije mogu povlačiti sredstva za financiranje izgradnje infrastrukture, uz CEF države članice mogu povlačiti sredstva iz strukturnih i kohezijskih fondova za izgradnju prometnih infrastrukture.

Devet osnovnih koridora koji su prikazani na slici (Slika) su: Baltičko-jadranski, Mediteranski, Sjeverno more – Baltik, Bliski istok – istočni Mediteran, Rajnsko – alpski, Skandinavsko – mediteranski, Atlantski, Rajna – Dunav i Sjeverno more – Mediteran. Svaki koridor mora imati tri vrste infrastrukture i prolaziti kroz minimalno tri države članice. Koridori ne prolaze kroz države koje nisu dio Europske unije, osim u posebnim okolnostima

kada se usko grlo prometne povezanosti nalazi u državi koja nije članica Europske unije (Dunav u Srbiji i Švicarska).



Slika 6-4. Transeuropska prometna mreža (Europska komisija, 2013)

Od devet koridora osnovne prometne mreže koji su prikazani na slici 6-4. dva prolaze kroz Republiku Hrvatsku – Mediteranski i Rajna – Dunav. Mediteranski koridor prolazi jugom Pirinejskog poluotoka preko Francuske i Alpa na sjeveru Italije, dolazi do Slovenije te se grana na dio Hrvatski i Mađarski dio koji se ponovno spajaju u Mađarskoj te nastavljaju prema Ukrajini. Sastavni dio koridora je pravac Rijeka – Zagreb – Budimpešta i Zagreb – Ljubljana. Preko Mediteranskog koridora Republika Hrvatska spojena je Baltičko – jadranski koridor, čiji je početak na sjeveru Poljske i prolazi kroz Beč i Bratislavu, a završava u sjevernoj Italiji. Hrvatski dio koridora Rajna – Dunav omogućuje povezanost riječnim pravcem putem Dunava do Crnog mora prema istoku, te povezanost sa Frankfurtom, Bečom i Bratislavom prema zapadu.

Osnovna prometna mreža u potpunosti bi trebala biti izvedena do 2030. godine, a osim nje postoji i Sveobuhvatna mreža koja bi trebala biti izvedena do 2050. godine. Hrvatska Vlada za Osnovnu prometnu mrežu definirala je prometnice od granice sa Mađarskom do granice

sa Bosnom i Hercegovinom koja prolazi Osijekom, prometnice Metković – Ploče, Rijeka – Ploče, te cesta duž jadranske obale.

Prema analizi regionalnog tržišta Energetskog instituta Hrvoje Požar ustanovljen je volumen tržišta UPP-a koji će prirodni plin kupovati sa UPP terminala na otoku Krku. Tržište se odnosi na Republiku Hrvatsku i zemlje regije s naglaskom na Mađarsku, Sloveniju i Italiju. U nastavku je detaljno analizirano tržište UPP-a za područja cestovnog, pomorskog, riječnog i željezničkog prometa na spomenutim područjima.

Pomorski Promet

Prema direktivi 2012/33/EU obaveza operatera brodova kojima se ruta nalaze unutar europskih teritorijalnih mora i ekskluzivnih gospodarskih zona je koristiti gorivo koje sadrži manje od 0,5% sumpora što je u skladu s MARPOL međunarodnom konvencijom o sprječavanju onečišćenja mora s brodova što za rezultat daje najveće potencijalno tržište za UPP sa terminala na otoku Krku je u pomorskom prometu. Uz konvenciju MARPOL moguće je dodatno uvođenje restrikcija za primjenu ECA (engl. *Emission Control Areas*), u tom slučaju pogonska goriva za brodove maksimalno bi mogla imati udio sumpora od 0,1%. Prema opisanome u poglavlju 2 UPP donosi najmanje štetnosti za okoliš od svih fosilnih goriva te odgovara zahtjevima MARPOL konvencije. Prema odrednicama konvencija UPP najviše odgovora za izvor energije za brodske motore u usporedbi sa ostalim gorivima.

Tankeri su prema tehničkim karakteristikama najoptimalniji za prelazak na pogon UPP-om budući da im je poznato upravljanje tekućim ugljikovodicima te imaju dovoljni volumen prostora za pohranu UPP-a. Problem s kojim se suočavaju operateri tankera koji za gorivo koriste UPP je u tome što putuju različitim rutama i pristaju u različitim lukama što izaziva problem u opskrbi UPP-om. Povećanjem broja punionica ili punjenjem sa broda na brod taj bi se problem umanjio i stvorili bi se svi preduvjeti za prelazak velikog broja tankera na UPP kao pogonsko gorivo.

Za svaki tip broda prelazak na UPP kao pogonsko gorivo odvijati će se različitim tempom, za razliku od tankera mogućnost lakšeg prijelaza na novo pogonsko gorivo imaju brodovi koji putuju stalnim rutama i kratkim udaljenostima, takvi su opskrbeni brodovi i trajekti. Kontejnerski brodovi putuju stalnim rutama što je velika prednosti u prelasku na UPP kao pogonsko gorivo, ali imaju i male spremnike koji nemaju mogućnost pohranjivanja dostatnih količina UPP-a za duge plovidbe. Prema analizama prednosti i manja za očekivati je

postepeni prelazak sa konvencionalnih pogonskih goriva na UPP kao pogonsko gorivo, očekivano je da će prvi UPP kao pogonsko gorivo prihvatiti manji brodovi, odnosno Ro-ro brodovi koji bi punili spremnike prilikom svakog trećeg pristanka, zatim trajekti i manji kruzери, manji tankeri i manji teretnim brodovi.

Prema analizi instituta Hrvoje Požar do 2030. godine svi brodovi koji bi koristili UPP kao pogonsko gorivo u Republici Hrvatskoj bi u lukama punili svoje spremike sa 388 000 m³ godišnje. Uz taj podatak očekuje se i punionice UPP-a u lukama sjevernog Jadrana (Trst 48 300 m³, Venecija 350 000 m³, Kopar 24 000 m³)

Cestovni promet

Prirodni plin kao pogonsko gorivo za cestovni promet je u široj primjeni kod vozila kao što su autobusi za gradski prijevoz i kamioni za prikupljanje otpada. Nabrojena vozila voze se na stlačeni prirodni plin. Karakteristika vozila koja voze na stlačeni prirodni plin je da voze prema standardnim rutama i rasporedu. Teški teretni kamioni ne ne koriste stlačeni prirodni plin kao pogonsko gorivo zbog velike potrošnje i nedovoljnih volumena spremnika za pogonsko gorivo za vožnju na duljim rutama dok mreža punionica nije dovoljno razgranata. U usporedbi sa stlačenim prirodnim plinom UPP jedna litra UPP je ekvivalent 2,8 litara stlačenog prirodnog plina što donosi veću autonomiju u vožnji, mogućnost prelazaka duljih relacija sa jednim punjenjem i manji broj potrebnih punionica.

Prema scenariju Nacionalnog okvira politike za uspostavu infrastrukture i razvoja tržišta alternativnih goriva u prometu do 2030. godine u Republici Hrvatskoj očekuje se da će na prometnicama biti ukupno 1000 vozila koja kao pogonsko gorivo koriste UPP. Ključne argumenti za procjenu je mogućnost prometovanja na duljim relacijama teških vozila, razgranatost hrvatske mreže cestovnih prometnica koje su dio osnovne TEN-T mreže. Procjena primjene UPP-a kao pogonskog goriva za cestovni promet u Republici Hrvatskoj za 2030. godinu je 42 500 m³, u Mađarskoj 269 000 m³ te u Sloveniji 128 000 m³.

Prema direktivi 2014/94 EU o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva Europska unija dala je obaveze uspostave punionica za opskrbu UPP-a državama članicama Europske unije prema TEN-T-u. Definirano je da je na svakoj dionici od 400-600 kilometara potrebna dostupnost odgovarajućeg broja punionica UPP-a za pomorski i kopneni promet do 2025. godine, a za riječni promet do 2030. godine. Osim punionica države članice imaju obavezu

osiguranja odgovarajućeg distribucijskog sustava između punionica UPP-a i skladišnih lokacija.

Republika Hrvatska nastavno na direktivu i u skladu s njom donijela je Zakon o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva kojemu se utvrđuju minimalni zahtjevi izgradnje infrastrukture za alternativna goriva. Odluke donesene zakonom implementiraju se preko Nacionalnog okvira politike za uspostavu infrastrukture i razvoja tržišta alternativnih goriva u prometu (Narodne novine, 2017). Preko nacionalnog okvira politike procijenjeno je trenutno stanje i budućnost razvoja UPP-a koji se koristi kao alternativno gorivo. U izračun ulazi i potrošnja UPP-a kao goriva za promet u zemljama okruženja. Nacionalni okvir politike odredio je i lokacije javno dostupnih punionica za UPP.

Riječni promet

Republika Hrvatska luke na tri rijeke: Dunav, Sava, Drava. Na glavnim prometnim koridorima TEN-T-a nalaze se luke Vukovar i Slavonski Brod, luke u Sisku i Osijeku su dio sveobuhvatne mreže TEN-T-a. Duljina riječnih plovih puteva u Republici Hrvatskoj je 1 016 km, a od toga je 600 km dio TEN-T-ovih glavnih koridora koji ima ukupnu duljinu od 37 000 km u koje je uključeno 75 riječnih luka.

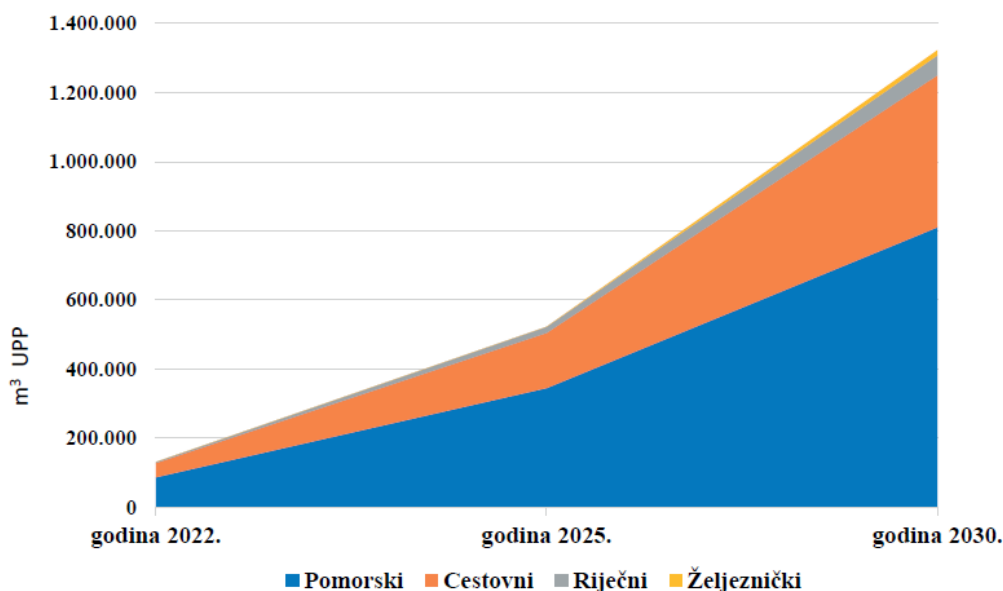
Riječni je promet siguran, tih i energetski učinkovit, no sa velikim zagađenjima. UPP kao pogonsko gorivo za riječne brodove ima veliko tržište u slučaju da uspije istisnuti standardne energente za pogon brodova. Procjena primjene UPP-a kao pogonskog goriva za riječni promet u Republici Hrvatskoj za 2030. godinu je 2800 m³, a u Mađarskoj 55000 m³.

Željeznički promet

Pogonsko gorivo željezničkih vozila uglavnom je dizelsko gorivo čiji su troškovi u usporedbi sa UPP-om dvostruko veći. Uz manji cijenu prednost UPP-a je i viša razina ekološke prihvatljivosti u odnosu na dizelsko gorivo, odnosno UPP ima znatno manje emisije CO₂ i ostalih štetnih plinova.

U odnosu na cestovni promet željeznički promet zbog svojih standardnih trasa ima prednost u transportu na duge relacije uz to Republika Hrvatska je putem željeznica povezana sa četiri susjedne države: Bosna i Hercegovina, Mađarska, Slovenija, Srbija što željezničkom prometu daje potencijal da postane znatno bitniji način transporta nego što to jest trenutno. Nedostatak hrvatskih željeznica je starost i dotrajalost infrastrukture. 70%

vlakova je prestaro i trebalo bi zamjeno sa novim, modernim vozilima koji mogu u kontinuitetu ostvarivati predviđene brzine. Očekuje se da će Slovenija i Mađarska kao pogonsko gorivo u željezničkom prometu početi koristiti UPP koji se kao mali zagađivač podudara sa strategijom Europske unije smanjenja zagađenja. Hrvatska željeznica je dio Mediteranskog koridora TEN-T-a te se tu pruža mogućnost unapređenja željeznice i stvaranja veće konkurentnosti. Procjena je da će se 2030. za željeznički promet koristiti 4300 m³ UPP za hrvatske željeznice, 2200 m³ za slovenske i 8500 m³ za mađarske željeznice (Lopac, 2021).



Slika 6-5. Potencijalno tržište UPP-a kao goriva (Lopac, 2021)

Na slici 6-5. prikazano je koliki je potencijal tržišta za promet UPP-om do 2030. godine. Za analizu su korištene procijenjene potrošnje UPP-a u četiri vrste prometa (pomorski, cestovni, riječni, željeznički) prometa u Republici Hrvatskoj, Mađarskoj i Sloveniji, odnosno državama kojima je najbliže dostupni UPP na terminalnu na otoku Krku.

6.3. Cijene usluge terminala za UPP na Krku

Hrvatsko tržište prirodnog plina dijeli se na regulirane i tržišne djelatnosti. Regulirane djelatnosti su transport, distribucija, organiziranje tržišta prirodnog plina, skladištenje prirodnog plina i upravljanje UPP terminala dok su tržišne djelatnosti proizvodnja, trgovina i opskrba krajnjih kupaca. Metodologiju utvrđivanja tarifnih stavki za regulirane djelatnosti provodi Hrvatska energetska regulatorna agencija. Cijena prirodnog plina za kućanstva koja se koriste javnom uslugom opskrbe je regulirana.

Hrvatska energetska regulatorna agencija 17. ožujka 2021. donijela je novu Odluku o iznosu tarifnih stavki za javnu uslugu opskrbe plinom za razdoblje od 1. travnja do 31. prosinca 2021. kojom je određena cijena plina za krajnje kupce kategorije kućanstvo koji koriste javnu uslugu opskrbe plinom, za 32 distribucijska područja u Republici Hrvatskoj. U tablici 6-2. su prikazani troškovi nabave, distribucije i opskrbe prirodnog plina i fiksna mjesečna naknada

Sukladno propisanoj metodologiji sastoji se od: Tarifne stavke za isporučenu količinu prirodnog plina - T_{S1} (kn/kWh) koja obuhvaća tarifne stavke: za nabavu prirodnog plina, za distribuciju prirodnog plina ovisno o tarifnom modelu i opskrbnu maržu i od fiksne mjesečne naknade – T_{S2} (kn) za uslugu distribucije prirodnog plina i uslugu opskrbe plinom ovisno o tarifnome modelu (bez obzira na isporučenu količinu prirodnog plina).

Tablica 6-2. Tarifne stavke cijena prirodnog plina (HEP, 2021)

Tarifni model (godišnja potrošnja plina)	Trošak nabave plina	Trošak distribucije plinom	Trošak opskrbe plinom	Ukupna krajnja cijena (bez PDV-a)	Fiksna mjeseč. naknada (kn/mjesec)
TM1 – do 5.000 kWh	0,1422	0,0402	0,0705	0,2529	10,00
TM2 – preko 5.000 do 25.000 kWh	0,1422	0,0402	0,0705	0,2529	10,00
TM3 – preko 25.000 do 50.000 kWh	0,1422	0,0402	0,0705	0,2529	20,00
TM4 – preko 50.000 do 100.000 kWh	0,1422	0,0362	0,0705	0,2489	30,00

7. NOVI DOBAVNI PRAVCI PRIRODNOG PLINA

Kako bi se Republici Hrvatskoj osigurala energentska neovisnost osnovna je potreba imati dovoljno energenta iz različitih izvora, odnosno diverzificirati dobavne pravce energenata. Dobava prirodnog plina u Republiku Hrvatsku do trenutka početka rada terminala na otoku Krku odnosila se isključivo na ruski prirodni plin. Uz postojeću domaću proizvodnju, ruski prirodni plin, i UPP sa terminala u budućnosti će se moći računati i na prirodni plin iz novih europskih plinovoda koji će se boriti na tržištu za svoje mjesto u općoj i industrijskoj potrošnji. U nastavku su opisani novi dobavni pravci u Europi koji će svojim dovršetkom transportirati prirodni plin do Republike Hrvatske. Na slici 7-1. prikazani su plinovodi preko koji će biti povezani sa novim dobavnim pravcima prirodnog plina.



Slika 7-1. Plinovodi za nove dobavne pravce (Plinacro, 2021)

7.1. Južni plinski koridor

Južni plinski koridor (engl. *Southern Gas Corridor*) je infrastrukturni projekt kojem je cilj poboljšati raznolikost i sigurnost opskrbe energijom za Europsku uniju dovođenjem kaspijskog prirodnog plina. Budući da plinovodi već povezuju europska tržišta s izvorima u Rusiji, Africi i Sjevernom moru, novi energetska koridor koji je povezan sa Kaspijskim izvorima prirodnog plina osigurat će raznolikost opskrbe prirodnim plinom i smanjiti rizik od prekomjernog oslanjanja na jedan izvor energije. To će pomoći u otvaranju novog

prometnog puta i osigurati novi izvor prirodnog plina za Europu. Uviđajući njegov ključni doprinos strateškom cilju povećanja europske energetske sigurnosti i raznolikosti, Europska komisija i vlada Sjedinjenih Država podržavaju izgradnju TAP-a. Međutim, integracija i diverzifikacija opskrbe prirodnim plinom nije samo strateški cilj politike. Poboljšavanjem likvidnosti i konkurentnosti europskih energetske tržišta, TAP bi također mogao osigurati bolji dogovor i za proizvođače energije i za potrošače.

Južni plinski koridor jedan je od najkompleksnijih lanaca transporta prirodnog plina u svijetu. Njegova duljina je 3500 kilometara gdje će prolaziti kroz sedam zemalja, a u projekt je uključeno više desetaka velikih energetske tvrtki. Cijeli energetske projekt sastoji se od nekoliko zasebnih projekata, a to su razvoj plinskog polja Shah Deniz 2, proizvodnja prirodnog plina u Kaspijskom jezeru, projekt razvoja terminala Sangachal za preradu prirodnog plina, te tri projekta plinovoda: Trans-jadranski plinovod, Trans Anatolijski plinovod i plinovod Južni Kavkaz, u projekt je uključeno i proširenje talijanskog plinskog sustava sa mogućnošću priključenja na plinske sustave u srednjoj, zapadnoj i jugoistočnoj Europi. Planirani kapacitet je isporuka 60-120 milijardi m^3 plina/godišnje, a trenutne rezerve projekta su 1,2 bilijuna m^3 prirodnog plina. (TAP, 2020a)

Transportiranje kaspijskog prirodnog plina u Europu cilj je projekta plinovoda Trans-Jadranski plinovod (engl. *Trans Adriatic Pipeline*, TAP). Plan je da se spoji s transanatolskim plinovodom (engl. *Trans-Anatolian gas pipeline*, TANAP) na granici Grčke i Turske. Ruta TAP-a (prikazana na slici 7-2.) je preko Grčke i Albanije do jadranskog mora nakon kojega se povezuje s talijanski plinskim sustavom. Trenutno traje gradnja TAP-a koja je započela 2016. godine, a plinovod je dug 878 kilometara, odnosno 550 kilometara kroz Grčku, 215 kilometara kroz Albaniju, 108 kilometara kroz Jadransko more i 8 kilometara kroz Italiju. Početni kapacitet prirodnog plina od 10 milijardi m^3 /godišnje, a u budućnosti se predviđa udvostručenje propusnosti na više od 20 milijardi m^3 /godišnje. Plinovod će također imati i mogućnost promjene smjera toka, odnosno prirodni plin će moći ići iz Italije prema jugu Europe i prema Turskoj u slučaju da se opskrbe energijom poremete ili će biti potrebno povećati kapacitet plinovoda da dovede prirodni plin u određene regije južne Europe. (TAP, 2020a)



Slika 7-2. Ruta Trans-Jadranskog plinovoda (TAP, 2020b)

Jonsko-Jadranski cjevovod projekt je kojim bi se plinski tokovi jugoistočne Europe (Republika Hrvatska, Crna Gora, Albanija) spojili na projekt TAP kao dio većeg projekta Južnog plinskog koridora. Prirodni plin bi tim plinovodima u Hrvatsku dovodio azerbajdžanski prirodni plin. Republici Hrvatskoj kaspijski prirodni plin otvara mogućnost da postane energetska čvorište što bi omogućilo povoljne cijene prirodnog plina za hrvatske potrošače, a za Bosnu i Hercegovinu otvara još jednu mogućnost da ojača svoj plinski sustav jer joj se pruža nada da u budućnosti ima izvore prirodnog plina i sa terminala na Krku i iz Kaspijske regije. Hrvatski dio jonsko-Jadranskog plinovoda planiran je od Crne Gore do Dugopolja u ukupnoj dužini od 250 kilometara.

Kapacitet od 5 milijardi m^3 godišnje osigurava opskrbu prirodnim plinom Albanije (1 milijarda m^3), Crne Gore (0,5 milijardi m^3), juga Bosne i Hercegovine (1 milijarda m^3) i Republike Hrvatske (2,5 milijardi m^3). Karakteristika plinovoda je biti će dvosmjernan tok što u teoriji omogućuje opskrbu prirodnim plinom jugoistočne Europe i iz drugih smjerova gdje svoju postotak protoka prirodnog plina može očekivati i prirodni plin sa terminala na Krku. Puštanje plinovoda u pogon planirano je za 2023. godinu, a ruta plinovoda prikazana je na slici 7-3. (Energy community, 2019).



Slika 7-3. Ruta Jonsko-Jadranskog plinovoda (Turčalo, 2020)

8. ZAKLJUČAK

Europa ne obiluje rezervama bilo koje vrste fosilnih goriva uključujući prirodni plin čija je proizvodnja dostatna za 40% europske potrošnje dok se ostatak uvozi. Uvoz prirodnog plina odvija se najviše preko plinovoda, a najveći dobavljač prirodnog plina za Europsku uniju je Rusija koja brojnim postojećim plinovodima ima razgranatu mrežu zemalja u koje izvozi prirodni plin, a puštanjem u pogon Sjevernog toka 2 očekuje se i povećanje izvoza prirodnog plina na europsko tržište. Kako Rusija ne bi bila dominantni uvoznik prirodnog plina 13 europskih zemalja sagradilo je UPP terminale na koje se može uvoziti ukapljeni prirodni plin iz cijeloga svijeta. Širom Europe sagrađena su 33 UPP terminala (najviše u Španjolskoj: 7). UPP terminali osiguravaju diversifikaciju uvoza i sigurnost opskrbe kao i povećanje konkurencije na tržištu.

Otvaranjem hrvatskog UPP terminala u Omišlju na Krku Republika Hrvatska ima novi dobavni pravac prirodnog plina čiji je godišnji kapacitet od 2,6 milijardi m³ gotovo na razini rekordne godišnje potrošnje od 3,04 milijardi m³ prirodnog plina Republike Hrvatske i uz domaću proizvodnju i uvoz ruskog prirodnog plina osigurava dostatnost prirodnog plina na teritoriju Republike Hrvatske i sigurnost opskrbe, ali i omogućuje izvoz prirodnog plina u Mađarsku, Sloveniju i Bosnu i Hercegovinu. Republika Hrvatska je sa dvije interkonekcije povezana sa Mađarskom i Slovenijom, a u planu je povećanje broja interkonekcija kojima bi se povezanost sa susjednim zemljama digla na višu razinu i omogućila izvoz prirodnog plina koji stiže sa UPP terminala. Dodatno uz UPP terminal u budućnosti će se u Republiku Hrvatsku uvoziti i prirodni plin preko Jonsko-Jadranskog plinovoda koji se na svom južnom kraju spaja na niz sustava plinovoda koji prirodni plin dopremaju iz kaspijske regije i istočnog Sredozemlja, a čijim bi uvozom Republika Hrvatska osigurala još jedan dobavni pravac i postala plinsko čvorište.

9. LITERATURA

1. BRITISH PETROLEUM (BP), 2021. Statistical Review of World Energy.
2. BUSCH, C., GIMON, E., 2014. Natural gas versus coal: is natural gas better for the climate? *The Electricity Journal*, Svezak 27(7), pp. 97–111.
3. EPA PROJECT TEAM, 2020. Report on Liquefied Natural Gas (LNG) Terminals Accessible for BiH and Their Development Progress, s.l.: UNITED STATES AGENCY FOR INTERNATIONAL DEVELOPMENT.
4. FOSS, M. M., 2012. An overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, the LNG industry, and safety considerations.
5. HAGOS, D. A., ALHGREN, E. 2017. A state-of-the art review on the development of CNG/LNG infrastructure and natural gas vehicles (NGVs). Chalmers University of Technology.
6. IPCC, 2014. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.
7. JOHANNESSON, S., 2013. LNG Blue Corridors Gas Quality. Studija. Brussels: European Commission: FP7 LNG Blue Corridors, LNG BC D3.2.
8. KING, A., SPALDING, J. 2018. An Overview of LNG Import Terminals in Europe.
9. LNG HRVATSKA, 2020a. Izvješće o sigurnosti: Terminal za ukapljeni prirodni plin.
10. LOPAC, A. A., 2021. Potencijal tržišta UPP-a kao goriva te uloga terminala na Krku kao opskrbnog mjesta. *Nafta i Plin*, 41(167), pp. 73-80.
11. NARODNE NOVINE 34/2017, 2017. Odluka o donošenju Nacionalnog okvira politike za uspostavu infrastrukture i razvoj tržišta alternativnih goriva u prometu.
12. NARODNE NOVINE 87/2021, 2021a. Pravila korištenja terminala za ukapljeni prirodni plin.
13. TURČALO, A., 2020. Energy geopolitics in the Balkans
14. TUSIANI, M. D., SHEARER, G., 2007. LNG: a nontechnical guide. Tulsa: PennWell.
15. WORLD ENERGY COUNCIL, 2011. *Global transport scenarios 2050*, London: WEC.
16. YAFIMAVA, K., 2020. Finding a Home for Global LNG in Europe: understanding the complexity of access rules for EU import terminals. OIES Paper: NG.

Web izvori:

17. AGENCIJA ZA ENERGIJO, 2021.
URL: <https://www.agen-rs.si/gospodinjski/plin> (23.9.2021.)
18. AGORA ENERGIEWENDE, 2018.
URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/EU-Jahresauswertung_2019/Agora-Energiewende_European-Power-Sector-2018_WEB.pdf (27.9.2021.)
19. AL JAZEERA, 2020.
URL: <https://balkans.aljazeera.net teme/2020/1/31/nerazvijenost-gasne-mreze-u-regiji> (31.1.2022.)
20. AUKE VISSER'S RENEWED HISTORICAL TANKERS
URL: <http://www.aukevisser.nl/supertankers/gas-1/id575.htm>
21. BH-GAS, 2020.
URL: <http://www.bh-gas.ba/mapa-gasovoda/> (31.1.2022.)
22. ENERGETSKI INSTITUT HRVOJE POŽAR (EIHP), 2021. Energija u Hrvatskoj
URL: http://www.eihp.hr/wpcontent/uploads/2022/01/Velika_EIHP_Energija_2020.pdf (2.2.2022.)
23. ENERGY COMMUNITY, 2019.
URL: <https://www.turkstream.info/project/> (23.9.2021.)
24. EUROPSKA KOMISIJA, 2013.
URL: https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html (15.9.2021.)
25. EUROPSKA KOMISIJA, 2019.
URL: https://transport.ec.europa.eu/transport-themes/infrastructure-and-investment/trans-european-transport-network-ten-t_en (15.9.2021.)
26. EUROPSKA KOMISIJA, 2021.
URL: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-01/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets%20Q3_2021_FINAL.pdf (1.2.2022.)
27. EUROSTAT, 2021a.
URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:Proizvodnja_i_uvoz_energije (15.9.2021.)
28. EUROSTAT, 2021b.

- URL:https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports/sl&oldid=365700
(2.2.2021.)
29. EUROSTAT, 2021c.
URL:https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Provisional_natural_gas_balance_sheet_by_country_2018_-_table_1.png (15.9.2021.)
30. EUROSTAT, 2021d.
URL:https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Primary_production_of_natural_gas_by_producing_country_2018.png (2.2.2022.)
31. FGSZ, 2021.
URL:<https://fgsz.hu/en/about-natural-gas/the-role-of-natural-gas/statistical-data>
(2.2.2022.)
32. HRVATSKA ELEKTROPRIVREDA D.O.O. (HEP), 2021.
URL:<https://www.hep.hr/plin/cijene-plina-i-usluga/cijene-plina/cijene-plina-zakucanstva/1620> (31.1.2022.)
33. HRVATSKA UDRUGA STRUČNJAKA ZA PLIN (HUSP), 2020.
URL:https://hsup.hr/wp-content/uploads/2021/09/PGH_2020-tisak.pdf (17.9.2021.)
34. IEA, 2018.
URL: <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/july/iea-sees-> (7.9.2021.)
35. IVECO, 2018. Press releases.
URL:<https://www.iveco.com/en-us/press-room/release/pages/iveco-stralis-np-achieves-record-breaking-distance-on-a-single-fill-of-lng.aspx> (2.2.2022.)
36. IVEZIĆ, D. D., 2021. Prirodni gas gorivo energetske tranzicije
URL: <http://savezenergeticara.org/images/prezentacije/05-Ivezic.pdf> (25.9.2022.)
37. LNG HRVATSKA, 2020b.
URL:<https://lng.hr/2020/06/15/popunjen-je-sav-slobodni-kapacitet-terminala/>
(2.2.2022.)
38. LNG HRVATSKA, 2021a.
URL: <https://lng.hr/> (15.9.2021.)
39. LNG HRVATSKA, 2021b.
URL:<https://lng.hr/2021/06/01/prvi-small-scale-lng-pretovar-na-mediteranu-obavljen-na-krckom-terminalu/> (2.2.2022.)

40. MELIKSETIAN, V., 2021. OilPrice.com.
URL:<https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Why-Asian-LNG-Prices-Are-Going-Through-The-Roof.html> (2.2.2022.)
41. NARODNE NOVINE, 2021b.
URL:https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2018_06_50_1003.html
(6.9.2021.)
42. NOVI LIST, 2022.
URL:<https://www.novilist.hr/novosti/gospodarstvo/lng-terminal-u-prvoj-godini-rada-pokrio-gotovo-polovinu-domace-potrosnje-plina/> (2.2.2022.)
43. MCCARTY, M. 2021. PIPELINE & GAS JURNAL,
URL:<https://pgjonline.com/news/2021/november/gas-interconnection-poland-lithuania-construction-nearing-completion> (2.2.2022.)
44. PARAGRAF.RS, 2022
URL:http://demo.paragraf.rs/demo/combined/Old/t/t2020_12/SG_156_2020_009.htm (2.2.2022.)
45. PLINACRO, 2021. URL: <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=394> (31.9.2021.)
46. PODZEMNO SKLADIŠTE PLINA D.O.O., 2021.
URL:https://www.psp.hr/UserDocsImages/fin_pokazatelj/Godi%20A1nje%20izvje%20C4%87e%20o%20stanju%20dru%20A1tva%20za%202020.g_compressed.pdf?vel=10367656 (2.2.2022.)
47. TAP, 2020a.
URL: <https://www.tap-ag.com/infrastructure-operation/tap-route-and-infrastructure>
48. TAP, 2020b.
URL: <https://www.tap-ag.com/about-tap/the-big-picture>
49. TASS, 2022.
URL: <https://tass.com/economy/1395971> (31.1.2021.)
50. THE NATIONAL LAW REVIEW, 2021.
URL:<https://www.natlawreview.com/article/lng-europe-2021-current-trends-european-lng-landscape-and-country-focus> (2.2.2022.)
51. ZEMELJSKI PLIN, 2021.
URL:<https://www.zemeljski-plin.si/za-medije/v-letu-pandemije-najvecja-poraba-zemeljskega-plina-do-zdaj> (23.9.2021.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj diplomski rad izradio samostalno na temelju znanja stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu služeći se navedenom literaturom.



Luka Markovinović



KLASA: 602-01/22-01/28
URBROJ: 251-70-12-22-2
U Zagrebu, 21.02.2022.

Luka Markovinić, student

RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-01/22-01/28, URBROJ: 251-70-12-22-1 od 16.02.2022. priopćujemo vam temu diplomskog rada koja glasi:

UTJECAJ UPP TERMINALA NA OTOKU KRKU NA OPSKRBU PRIRODNIM PLINOM U REPUBLICI HRVATSKOJ

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)

Predsjednik povjerenstva za
završne i diplomske ispite:

(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Luka Perković

(titula, ime i prezime)

Prodekan za nastavu i studente:

(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Borivoje
Pašić

(titula, ime i prezime)