

Planirani dobavni pravci prirodnog plina za Jugoistočnu Europu

Nikolić, Kristian

Undergraduate thesis / Završni rad

2017

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Chemical Engineering and Technology / Sveučilište u Zagrebu, Fakultet kemijskog inženjerstva i tehnologije**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:149:724831>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-18**



Repository / Repozitorij:

[Repository of Faculty of Chemical Engineering and Technology University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET KEMIJSKOG INŽENJERSTVA I TEHNOLOGIJE
SVEUČILIŠNI PREDDIPLOMSKI STUDIJ

Kristian Nikolić

ZAVRŠNI RAD

Zagreb, rujan 2017.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET KEMIJSKOG INŽENJERSTVA I TEHNOLOGIJE
SVEUČILIŠNI PREDDIPLOMSKI STUDIJ

Kristian Nikolić

PLANIRANI DOBAVNI PRAVCI PRIRODNOG PLINA ZA JUGOISTOČNU
EUROPU

ZAVRŠNI RAD

Voditelj rada: Prof.dr.sc. Igor Sutlović

Članovi ispitnog povjerenstva:

Dr.sc. Igor Sutlović, prof

Dr.sc. Veljko Filipan, prof

Dr.sc. Vladimir Dananić, izv. prof

Zagreb, rujan 2017.

PLANIRANI DOBAVNI PRAVCI PRIRODNOG PLINA ZA JUGOISTOČNU EUROPU

SAŽETAK

Cilj ovog rada je otkriti nove dobavne pravce prirodnog plina za Jugoistočnu Europu. Na početku rada prikazane su opće karakteristike regije za prirodni plin što uključuje energetske-ekonomsku sliku regije, postojeću plinsku infrastrukturu za transport i skladištenje prirodnog plina, dobavne pravce, sigurnost opskrbe kao i osnove trgovanja prirodnim plinom u plinskim čvorištima. Podaci pokazuju da je regija JI Europe neravnomjerno razvijena u plinskom sektoru jer neke zemlje niti ne koriste prirodni plin. I one najrazvijenije kao što su Bugarska, Rumunjska i Srbija imaju puno prostora za napredak kako bi dostigle zemlje Zapadne Europe u razvijenosti plinskog sektora. Nakon toga razmotrene su nove rute opskrbljivanja JI Europe prirodnim plinom. U tu svrhu su prikazani projekti koji dovode prirodni plin iz Rusije, Kaspijskog bazena kao i potencijalni projekti iz Sjeverne Afrike, Bliskog Istoka, Istočnog Mediterana te LNG. Turski tok iz Rusije i Južni plinski koridor iz Azerbajdžana su jedini novi plinovodi koji su u fazi gradnje. Zaključak je da će ključni faktor u realizaciji novih plinskih projekata u regiji biti investicije, s obzirom da je BDP zemalja regije srednje velik, dok tržište potrošača nije dovoljno veliko da opravda izgradnju svih projekata.

Ključne riječi: Jugoistočna Europa, prirodni plin, Rusija, Turski tok, Južni plinski koridor, dobavni pravci, LNG

SUMMARY

Aim of this final thesis is to discover possible new routes for supply of natural gas to South-East Europe. First there are shown some basic characteristics of region regarding natural gas such as: economy, consumption of energy, existing gas transmission and storage infrastructure, security of supply as well as some basics of gas trading in gas hubs. Data shows that there is big inequality regarding development of gas sectors in region because some countries don't use natural gas. Even most developed countries such as Bulgaria, Romania and Serbia need to invest much more in gas sector to reach development level that is in Western Europe. After that, thesis considers new routes for supply of natural gas to region which include Russia and Caspian region as well as other regions that are rich in this resource as Middle East, North Africa, Eastern Mediterranean and LNG option. Turkish stream from Russia and Southern Gas Corridor from Azerbaijan are only new gas projects in construction phase. Conclusion is that investments will be key factor for developing new gas projects because region has is medium big and overall market size isn't sufficient for all the projects to be finished.

Key words: South-East Europe, natural gas, Russia, Turkish stream, Southern Gas Corridor, gas routes, LNG

| | | |
|----|--|---------|
| 1. | UVOD..... | 1. |
| 2. | OPĆI POKAZATELJI REGIJE JI EUROPE VEZANI ZA PRIRODNI PLIN..... | 2. |
| | 2.1 Ekonomsko-energetski pokazatelji JI Europe..... | 2.-6. |
| | 2.2 Projekcije potražnje..... | 7. |
| | 2.3 Podzemna skladišta prirodnog plina u JI Europu..... | 8.-9. |
| | 2.4 Plinska infrastruktura i postojeći dobavni pravci prirodnog plina u JI Europi... | 9.-11. |
| | 2.5 CEGH I Baumgarten..... | 11.-13. |
| | 2.6 Sigurnost opskrbe prirodnim plinom..... | 13.-14. |
| 3. | PLANIRANI DOBAVNI PRAVCI PRIRODNOG PLINA ZA JI EUROPU..... | 14. |
| | 3.1 Plin iz Rusije..... | 14.-16. |
| | 3.2 Plin iz Kaspijskog bazena..... | 17.-18. |
| | 3.3 Potencijalni priključci na plinovode iz Rusije i Kaspijskog bazena..... | 18.-19. |
| | 3.3.1 IAP..... | 19.-20. |
| | 3.3.2 EASTRING..... | 20.-21. |
| | 3.4 Plin iz Sjeverne Afrike..... | 21.-22. |
| | 3.5 Plin s Bliskog istoka..... | 22.-23. |
| | 3.6 Plin iz Istočnog Mediterana..... | 23. |
| | 3.6.1 Plinovod Istočni Mediteran (Eastmed pipeline)..... | 23.-24. |
| | 3.7 LNG..... | 24.-26. |
| 4. | SAŽETAK AKTUALNIH PLINSKIH PROJEKATA..... | 26.-27. |
| 5. | BUDUĆNOST PLINSKOG SEKTORA REGIJE..... | 27. |
| | 5.1 Budućnost opskrbe ruskim plinom..... | 27.-28. |
| | 5.2 Balkansko plinsko čvorište..... | 28.-29. |
| 6. | ZAKLJUČAK..... | 30. |
| 7. | POPIS LITERATURE..... | 31. |
| 8. | ŽIVOTOPIS..... | 32. |

POPIS SLIKA

| | |
|---|-----|
| Slika 1.-BDP zemalja regije između u 2017.godini..... | 2. |
| Slika 2.-Potrošnja prirodnog plina po sektoru- Rumunjska..... | 4. |
| Slika 3.-Potrošnja prirodnog plina po sektoru –Makedonija..... | 4. |
| Slika 4.-Potrošnja prirodnog plina po sektoru-Bugarska..... | 4. |
| Slika 5.-Potrošnja prirodnog plina po sektoru-BIH..... | 5. |
| Slika 6.-Potrošnja prirodnog plina po sektoru-Srbija..... | 5. |
| Slika 7.-Potrošnja prirodnog plina po sektoru-Hrvatska..... | 5. |
| Slika 8.- Projekcije potrebne količine prirodnog plina za rad elektrana u tri scenarija..... | 7. |
| Slika 9.-Prikaz postojećih plinovoda i podzemnih skladišta plina u regiji..... | 9. |
| Slika 10.-Prikaz postojećih i planiranih interkonektora u regiji..... | 11. |
| Slika 11.-Prikaz mreže plinovoda u Austriji..... | 12. |
| Slika 12.- Transportirane i ukupno trgovane količine prirodnog plina u Baumgartenu na početku 2017. godine..... | 12. |
| Slika 13.-Rezultati STRESS testa u kooperativnom scenariju..... | 13. |
| Slika 14.-Rezultati STRESS testa u nekooperativnom scenariju..... | 13. |
| Slika 15.-Cijene ruskog plina za države Europe..... | 15. |
| Slika 16.- Predviđena ruta Turskog toka..... | 16. |
| Slika 17.- Ruta Južnog plinskog koridora..... | 18. |
| Slika 18.-Ruta IAP-a..... | 20. |
| Slika 19.-Ruta EASTRING-a..... | 21. |
| Slika 20.-Ruta plinovoda EASTMED..... | 24. |
| Slika 21.-LNG terminal na Krku..... | 25. |
| Slika 22.-LNG terminal u Constanti..... | 26. |

..

.

Popis tablica

| | |
|---|-----|
| Tablica 1.-Cijene električne energije i prirodnog plina u zemljama regije JI Europe za kućanstva i industriju..... | 3. |
| Tablica 2.-Proizvodnja i potrošnja prirodnog plina u zemljama regije..... | 4. |
| Tablica 3.-Maksimalni kapaciteti interkonektora na granicama zemalja regije JI Europe i operateri koji na njima trguju..... | 10. |
| Tablica 4.-Aktualni plinski projekti u zemljama regije JI Europe..... | 26. |

1.UVOD

Opskrba energijom je jedan od glavnih izazova današnjice. Način na koji država upravlja energijom govori o stupnju njene razvijenosti. Države koje imaju višak izvora energije ju u pravilu izvoze, dok ju one koje imaju manjak, uvoze. Gotovo sve države na svijetu raspolažu obnovljivim izvorima energije, međutim zbog svoje praktičnosti i cijene, fosilna goriva i dalje čine najveći udio potrošnje energije u svijetu.

Fosilno gorivo kojim će se baviti ovaj rad, je prirodni plin. Prirodni plin je smjesa ugljikovodika, sumporovodika i ostalih spojeva koji se mogu naći u njegovim ležištima. Zbog svoje velike moći izgaranja te manje količine CO₂ kojeg stvara izgaranjem, naspram drugih fosilnih goriva kao što je ugljen, njegova upotreba se čini sve više privlačna mnogim državama.

Države bivšeg Sovjetskog Saveza su najbogatije prirodnim plinom pa ih slijedi područje Bliskog istoka i Sjeverne Afrike. Te regije su ujedno najveći izvoznici prirodnog plina u svijetu putem plinovoda, dok su SAD, Australija i Katar najveći LNG izvoznici.

Razvijene države imaju diversificiranu dobavu prirodnog plina što znači da plin kupuju od više izvora te u slučaju da jedan izvor prestane prodavati plin, one imaju mehanizme i infrastrukturu da njeni sektori ovisni o plinu, to ne osjete. S druge strane, postoje države koje nabavljaju plin samo od jednog izvora te u slučaju poremećaja jedinog dobavnog pravca, sektori ovisni o plinu tih država, zeteći će se u krizi.

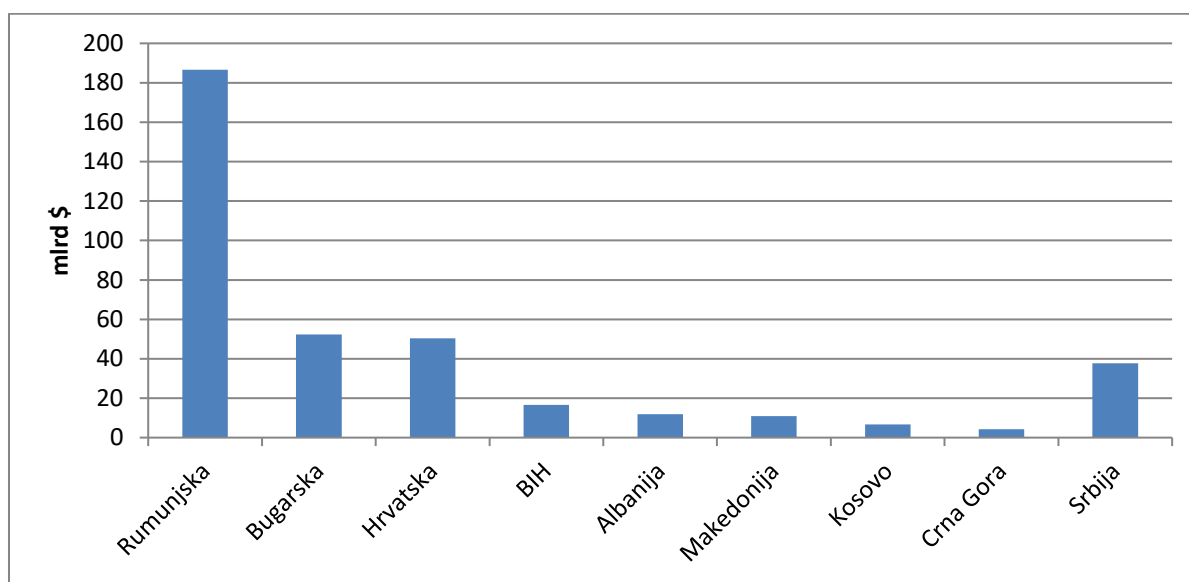
U nastavku će biti prikazano stanje JI Europe po pitanju prirodnog plina

2. OPĆI POKAZATELJI REGIJE JI EUROPE VEZANI ZA PRIRODNI PLIN

2.1 Ekonomsko- energetska pokazatelji Jugoistočne Europe

Jugoistočna Europa obuhvaća države bivše Jugoslavije, Rumunjsku, Bugarsku, Kosovo. Tri zemlje (Hrvatska, Bugarska, Rumunjska) su članice Europske unije dok su Makedonija, Srbija i Albanija, zemlje kandidati za ulazak u Europsku uniju.

Zemlje regije spadaju u srednje razvijene ekonomije. Najveće tržište je Rumunjska koja ima 19,5 milijuna stanovnika, a najmanje Crna Gora s 0,6 milijuna stanovnika¹. Četiri najveće ekonomije (Rumunjska, Srbija, Bugarska i Hrvatska) su zaslužne za više od $\frac{3}{4}$ ukupnog BDP-a regije. Na slici 1. su dani iznosi BDP-a u milijardama (mlrd.) \$ u 2017. godini.



Slika 1.-BDP zemalja regije u 2016.godini (.Izradio autor prema podacima Svjetske banke¹)

Ova regija stvara velike emisije CO₂ po jedinici iskorištene energije i ima visok udio primarnih oblika energije u ukupnoj potrošnji.² U 2013.godini ugljen je imao udio od 32% kao izvor energije, prirodni plin 26%, nafta 24%, nuklearna energija 3%, hidroenergija 3% i obnovljivi izvori energije 5%³.

U tablici 1. dane su cijene električne energije i prirodnog plina u eurima (€) po kWh za industriju i kućanstva u zemljama regije JI Europe. S obzirom da Rumunjska ima znatno veću proizvodnju prirodnog plina naspram drugih zemalja u regiji, ne čudi što je njegova cijena najmanja.

Tablica 1.-Cijene električne energije i prirodnog plina u zemljama regije (Izradio autor prema podacima s EUROSTATATA⁴)

| :nema podataka | Cijene električne energije | | | | Cijene prirodnog plina | | | |
|---------------------|----------------------------|--------|------------|--------|------------------------|-------|------------|-------|
| | Kućanstva | | Industrija | | Kućanstva | | Industrija | |
| | 2014 | 2015 | 2014 | 2015 | 2014 | 2015 | 2014 | 2015 |
| Rumunjska | 0,1248 | 0,1319 | 0,0807 | 0,0802 | 0,0319 | 0,034 | 0,0308 | 0,029 |
| Bugarska | 0,09 | 0,096 | 0,076 | 0,078 | 0,048 | 0,039 | 0,034 | 0,027 |
| Hrvatska | 0,132 | 0,131 | 0,092 | 0,093 | 0,048 | 0,046 | 0,04 | 0,035 |
| Crna Gora | 0,099 | 0,099 | 0,075 | 0,076 | – | – | – | – |
| Makedonija | 0,082 | 0,084 | 0,078 | 0,081 | : | : | 0,042 | 0,027 |
| Albania | 0,116 | 0,082 | : | : | – | – | – | – |
| Srbija | 0,06 | 0,065 | 0,067 | 0,068 | 0,045 | 0,04 | 0,038 | 0,036 |
| Bosna i Hercegovina | 0,081 | 0,083 | 0,062 | 0,061 | 0,051 | 0,051 | 0,053 | 0,053 |
| Kosovo | 0,059 | 0,061 | 0,079 | 0,081 | – | – | – | – |

Zemlje JI Europe su u raznim fazama razvoja plinskog tržišta, stoga ih je Svjetska banka svrstala u 3 kategorije⁵ :

1. Zrela tržišta plina - Bugarska,Rumunjska,Srbija
 - Ubrzana privatizacija
 - Praćenje razvoja plinskog tržišta
 - Promoviranje novih plinskih projekata
2. Ubrzano rastuća plinska tržišta - Hrvatska,Makedonija
 - Privođenje kraju sekundarnih legislativa
 - Otvaranje tržišta (Liberalizacija)
 - Promoviranje novih plinskih projekata
3. Mala i/ili nerazvijena tržišta plina -Albanija,Bosna i Hercegovina,Kosovo,Crna Gora
 - Privođenje kraju primarnih legislativa (plinski akti)
 - Razvijanje sekundarnih legislativa
 - Promoviranje novih plinskih projekata

U tablici 2. prikazane su procijenjene količine proizvedenog i potrošenog prirodnog plina za zemlje JI Europe. O uvozu prirodnog plina najmanje ovise Rumunjska i Hrvatska. Rumunjska ima najveće rezerve (0.68 tril. m³) na ovom području koje su ipak male s obzirom na svjetske standarde te i njoj vremenom slijedi sve veća potreba za uvoznim plinom, budući da se očekuje da će se njene zalihe potrošiti u narednih 10 godina. Hrvatska proizvodnju plina duguje nalazištima koja se nalaze na području Podravine (Molve) i sjevernog

Jadrana.⁶Trenutno regija II Europe više od 50% potrošnje plina namiruje vlastitom proizvodnjom, no ukoliko se ne otkriju nove zalihe, taj će udio biti sve manji.

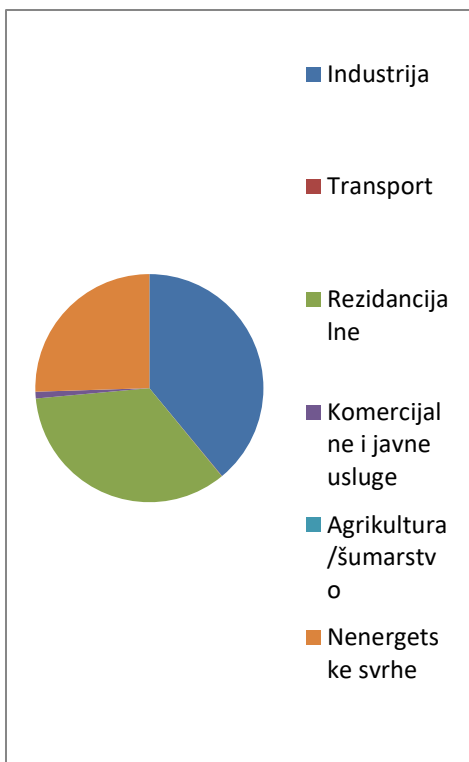
Tablica 2.-Potrošnja i proizvodnja prirodnog plina u mlrd m³ u državama regije (IENE³)

| DRŽAVA | PROIZVODNJA PLINA(10 ⁹ m ³ /god) | POTROŠNJA PLINA(10 ⁹ m ³ /god) |
|---------------------|---|--|
| ALBANIJA | 0.00 | 0.00 |
| BOSNA I HERCEGOVINA | 0.00 | 0.25 |
| BUGARSKA | 0.20 | 2.9 |
| HRVATSKA | 1.86 | 2.75 |
| MAKEDONIJA | 0.00 | 0.15 |
| CRNA GORA | 0.00 | 0.00 |
| RUMUNJSKA | 11.2 | 12.1 |
| SRBIJA | 0.48 | 2.82 |
| KOSOVO | 0.00 | 0.00 |
| UKUPNO | 13.54 | 20.97 |

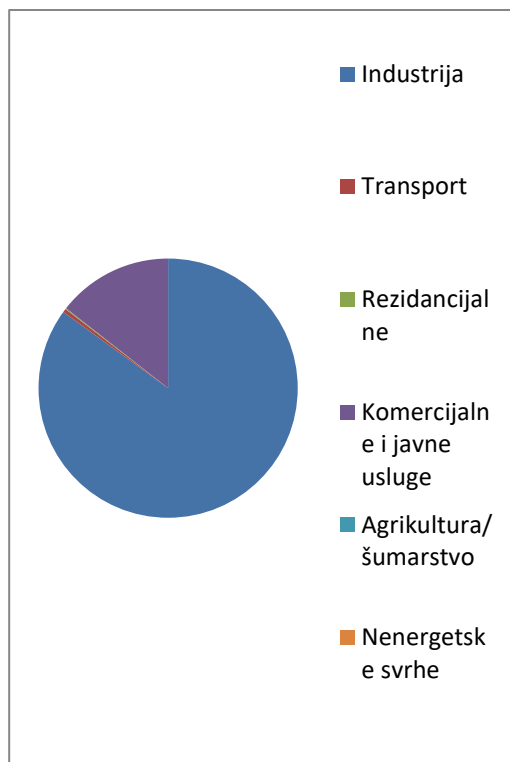
Na slikama 2.-7. prikazani su udjeli potrošnje prirodnog plina po sektorima država. Podaci su uzeti od Međunarodne asocijacije za energiju (IEA)⁷. Najvećim dijelom prirodni plin u svim državama, osim Makedonije, troši se u industriji i na grijanje domaćinstava.

Ti sektori u budućnosti mogu biti nositelji još veće potrošnje (više domaćinstava prelazi na plin, grade se nove tvornice koje ga koriste), dok je s druge strane moguć i suprotan učinak ukoliko tvornice budu propadale, a građani zbog neimaštine ne budu mogli ugrađivati nove sustave grijanja na plin.

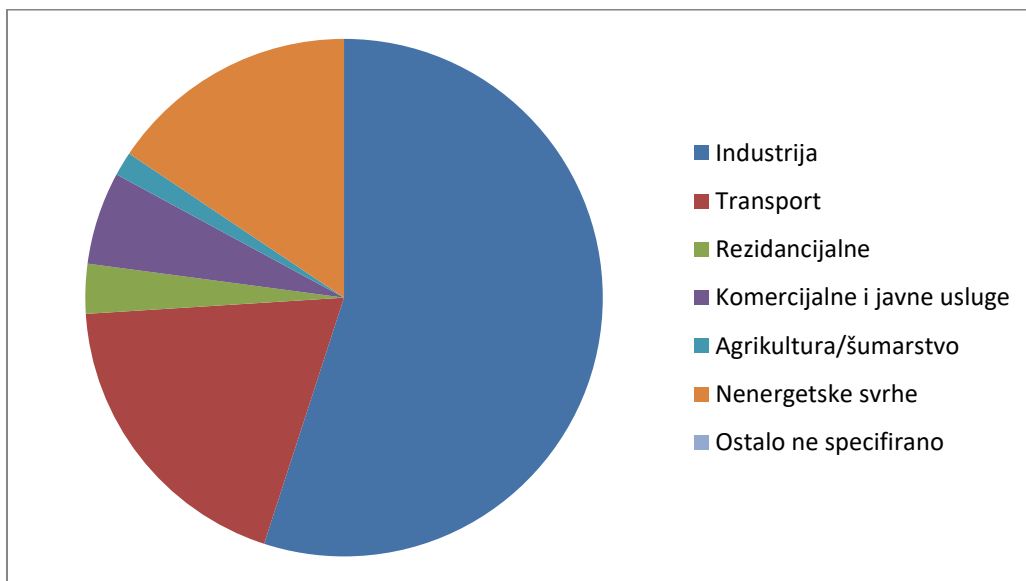
Također, u mnogim zemljama regije značajan udio plina se troši u neenergetske svrhe..Najveću primjenu u ovom sektoru ima u proizvodnji gnojiva jer prirodni plin sadrži metan iz kojeg se dobiva vodik za sintezu amonijaka Haberovim postupkom.



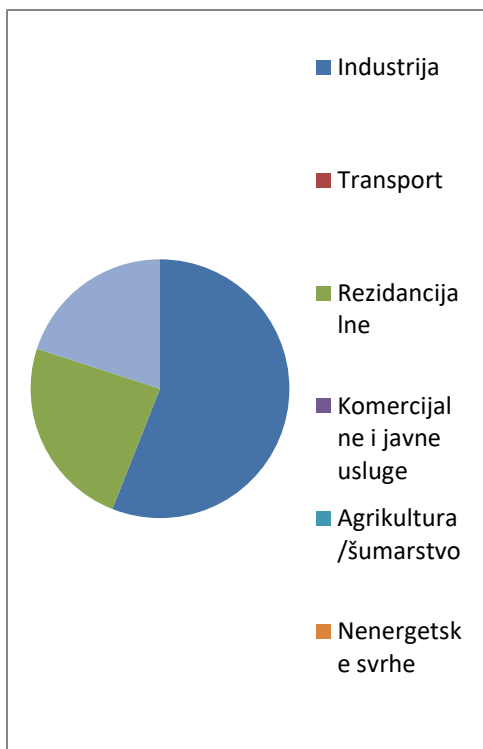
Slika 2.-Potrošnja plina po sektoru-RUM



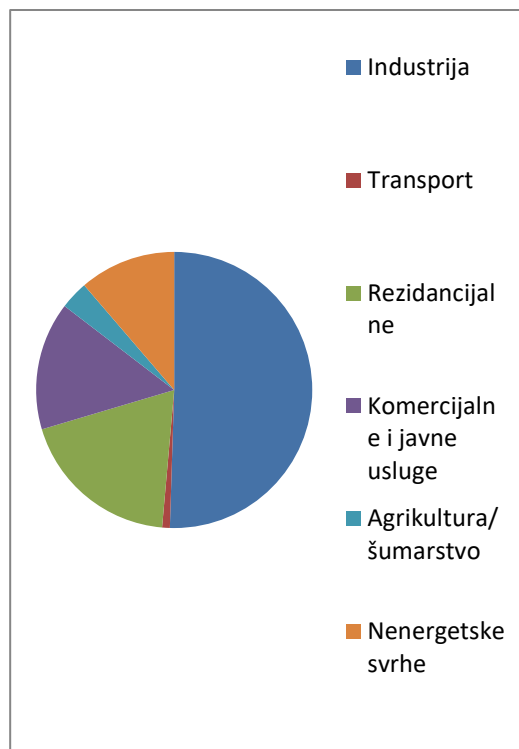
Slika 3.-Potrošnja plina po sektoru-MK



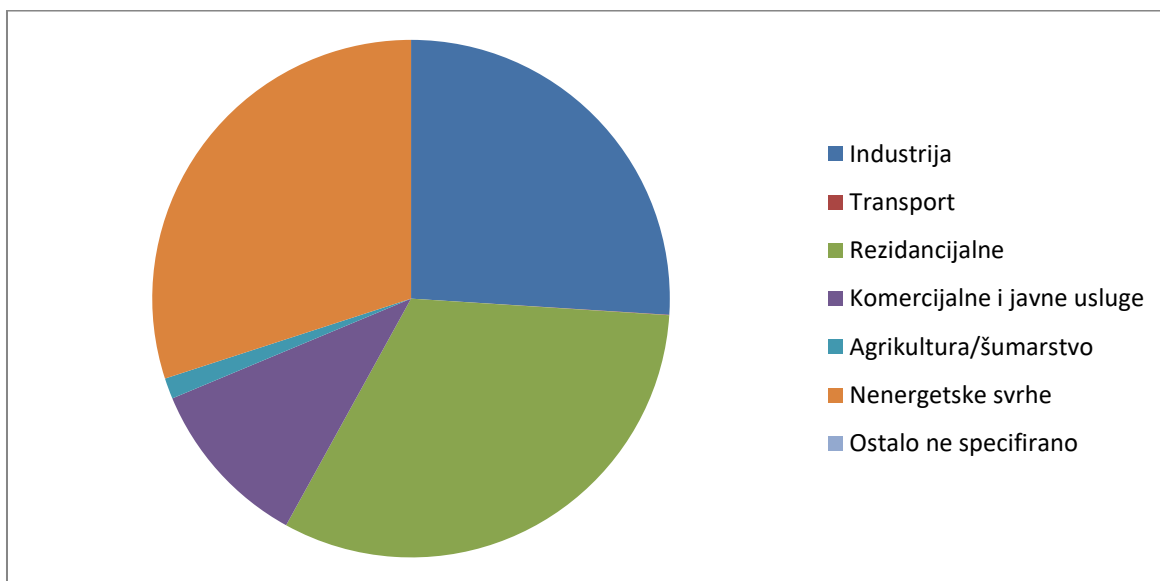
Slika 4.-Potrošnja plina po sektoru-BG



Slika 5.-Petrošnja plina po sektoru-BIH



Slika 6.-Petrošnja plina po sektoru-SR



Slika 7.-Petrošnja plina po sektoru-HRV

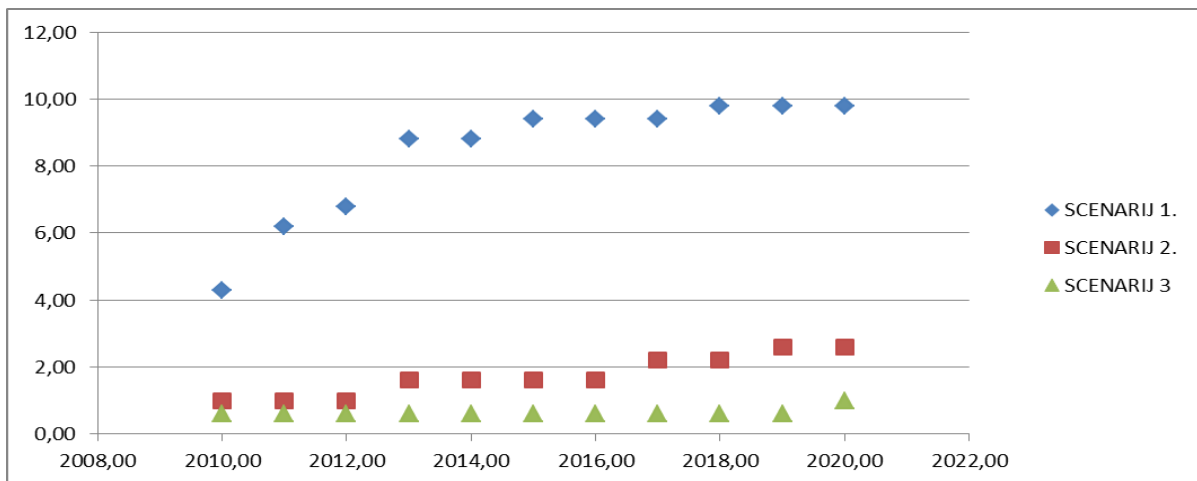
2.2 Projekcije potražnje

Prilikom planiranja novih plinskih projekata u određenoj regiji, potrebno je provesti analizu buduće potražnje plina za tu regiju kako bi se ustvrdilo treba li se izgraditi nova infrastruktura (novi dobavni pravci) i je li to financijski isplativo.

Svjetska banka je napravila projekciju kapaciteta proizvodnje električne energije u 3 scenarija za područje JI Europe za razdoblje od 2010.-2020. godine te potrebne količine prirodnog plina da zadovolji te kapacitete⁵ :

1. Scenarij-US\$20/tCO₂
2. Scenarij-Niske cijene plina
3. Scenarij-Visoke cijene plina

Za svaki scenarij pretpostavljena je efikasnost elektrana od 53% te da rade između 6.300-7.000 sati godišnje punim kapacitetom. Na slici 8. date su predviđene potrebne količine prirodnog plina da omogući rad elektrana.



Slika 8.-Projekcije potrebne količine prirodnog plina za rad elektrana u tri scenarija (izradio autor prema podacima Svjetske banke⁵)

Iz slike 8. se vidi da se najviše plina troši u scenariju 1.koji predstavlja najmanje penale za emitirani CO₂ dok se najmanje plina troši za scenarij 3. u kojem su predviđene visoke cijene plina jer se u tom slučaju za proizvodnju električne energije koriste jeftiniji energenti .

Pri proračunima buduće potražnje, jedno od glavnih pitanja je u kojoj će mjeri dostupnost prirodnog plina potisnuti druga goriva u sektorima kao što su industrija,transport energije, domaćinstva itd. Tu će ključnu razliku učiniti cijene međusobno konkurentnih izvora energije kao i potrebe za korištenjem čistih izvora energije koja proizlazi iz raznih protokola, zakona o okolišu.

2.3. Podzemna skladišta prirodnog plina u regiji

Kako bi zemlja mogla akumulirati zalihe prirodnog plina onda kada joj nije potreban, da bi ga kasnije koristila ili prodala, potrebna su joj podzemna skladišta plina (u daljnjem tekstu PSP). Veliki volumeni plina trebaju veliki spremnik, a kao takvi najčešće poslužuju iscrpljena polja nafte, prirodnog plina ili rudnici.

Ulaganja u PSP su skupa, a i nemaju sve zemlje geološke predispozicije za njihovu gradnju.

Trenutno na području JI Europe postoji 10 podzemnih skladišta plina s ukupnim radnim volumenom od 3.78 mlrd. m³, kapacitetom izvlačenja od 12 mil. st³ i dnevnim kapacitetom unošenja od 10 mil. m³. 3.20 mlrd. m³ kapaciteta se nalazi u Rumunjskoj i Bugarskoj dok se 0.58 mlrd. m³ nalazi u Hrvatskoj⁵. (Slika 9.)

Kako će se plinifikacija regije povećavati, rast će potreba za novim skladištima plina. Svjetska banka je identificirala potencijalna nova skladišta prirodnog plina te ih je poredala po vjerojatnosti njihove realizacije od najveće prema najmanjoj⁵:

- Banatski Dvor, napušteno polje plina, Srbija
- Beničanci, napušteno polje nafte, Hrvatska
- Tuzla-Tetima, rudnici soli, Bosna i Hercegovina
- Dumrea, nerazvijena formacija soli, Albanija
- Okoli 2b, napušteno polje nafte, Hrvatska
- Divjaka, napušteno polje plina, Albanija

Banatski dvor je plinsko polje koje je potrošeno tijekom 90ih godina. Trenutno je u fazi ponovnog punjenja minimalnim količinama plina potrebnim za održavanje tlaka da bi izvlačenje bilo moguće (engl Cushion gas). Kada se završi imat će kapacitet od 800 mil. m³, kapacitet unošenja 5-7 mil. m³/d, a kapacitet izvlačenja 7-11 mil. m³/d. Procjena ukupne investicije je 100 mil. €. ⁸

Albanija je negasificirana i kao takva nema podzemna skladišta plina, međutim Tirana promovira gradnju PSP kako bi ojačala svoju ulogu kao tranzitna zemlja za neke buduće plinovode. Albanija ima pogodne geološke strukture za skladištenje plina u središnjim i zapadnim dijelovima zemlje. Najpoznatiji je rudnik soli u Dumarei s radnim kapacitetom od 1 mlrd. m³. Također je u razmatranju napušteno polje Divjaka s predviđenim kapacitetom od 60 mil. m³, kapacitetom unošenja od 0,35 mil. m³/d i kapacitetom izvlačenja od 0,5 mil. m³/d. ⁸

Bosna i Hercegovina također nema razvijene PSP, ali bi ih mogla sagraditi budući da ima geološkog potencijala kao što su rudnici soli u Tuzli-Tetimi. Ovi rudnici bi se mogli pretvoriti u PSP s radnim kapacitetom 60 mil. m³, kapacitetom unošenja 0,5 mil. m³/d i kapacitetom izvlačenja 1,6 mil. m³ /d. Procijenjena cijena investicije je između 35 i 45 milijuna Eura, međutim to ne uključuje gradnju infrastrukture da se poveže s postojećim plinovodima. Kapacitet od 60 mil m³ je mali s obzirom na međunarodne standarde, ali će svakako osigurati Bosni i Hercegovini sigurnost opskrbe. ⁸

Hrvatska trenutno ima jedno PSP u Okolima kojim upravlja poduzeće Podzemno skladište plina. U PSP Okoli ima kapacitet 553 mil m³ prirodnog plina. Na ovoj lokaciji se nalazi i drugi rezervoar s radnim kapacitetom od 400 mil. m³, minimalnom količinom plina 350 mil m³, maksimalnim izvlačenjem od 4 mil. m³/d. Za ovu nadogradnju je procijenjena investicija od 155 mil €.U planu su još i nova PSP u Beničancima i Grubišnom Polju. Kapacitet PSP u Beničancima bit će 2 mlrd. m³, unosom 4 mil. m³/d,izlazom 6.2 mil. m³/d, a Grubišno Polje bi trebalo imati kapacitet od 550 mil. m³.⁸

Bugarska ima operativno PSP u Chirenu te ima mogućnost za izgradnju novih. Bulgartransgaz je vlasnik PSP u Chirenu te njime upravlja. Kapacitet ovog PSP.a je 450 mil. m³,a po danu se može izvaditi 4,3 mil. m³. Bugarska ima u planu nadograditi PSP Ciren i uz to razviti novi u Galati s kapacitetom 1.8 mlrd. m³.⁸



Slika 9.-Prikaz postojećih plinovoda i podzemnih skladišta plina⁸

2.4 Plinska infrakstrutura i postojeći dobavni pravci

Tri su glavna pravca kojima se ruski plin trenutno prenosi do zemalja JI Europe (Slika 9.) te svi idu preko Ukrajine:

- Rusija-Ukrajina-Rumunjska-Bugarska-Grčka-Makedonija
- Rusija-Ukrajina-Mađarska-Srbija-Bosna i Hercegovina
- Rusija-Ukrajina-Slovačka-Austrija-Slovenija-Hrvatska

Ključne stanice za ulazak plina iz tih plinovoda na tržište JI Europe su⁵:

- Baumgarten (Ključna burza za trgovinu prirodnim plinom za središnju i JI Europu)-u Austriji na granici sa Slovačkom
- Velka Kapusany-granica Ukrajine i Slovačke
- Beregdarock-granica Ukrajine i Mađarske
- Mediesu Aurit-granica Ukrajine i Rumunjske

Zemlje JI Europe su povezane međusobno na sljedećim interkonektorima:

- Rogatec -na granici Slovenije i Hrvatske
- Kiskundorozma -na granici Mađarske i Srbije
- Dravaszerdahely -na granici Mađarske i Hrvatske
- Zvornik -na granici Srbije i Bosne i Hercegovine
- Negru Voda I,II,II -na granici Rumunjske i Bugarske
- Kyustendil(BG)/Zidilovo(MK)-na granici Makedonije i Bugarske

U tablici 3. su dani podaci za maksimalne tehničke kapacitete u GWh/d te nazivi operatora koji trguju na nekim od spomenutih interkonektora⁹

Tablica 3.-Kapaciteti interkonektora izraženi u GWh/d na granicama država regije te operatori koji u istima trguju(izradio autor prema podacima s ENTSOG-a⁹)

| Ulazna točka | Operater(prodaje)-Operater(kupuje) | Kapacitet u GWh/d |
|------------------------------|-------------------------------------|-------------------|
| Rogatec | Plinovodi(SLO)-Plinacro d.o.o(HRV) | 53,7 |
| Kiskundorozma | FGSZ(MAĐ)-Srbijagas(SR) | 142,1 |
| Isaccea | Uktransgaz(UKR)-Transgaz(RUM) | 288,7 |
| Zvornik | Srbijagas(SR)-BH gas(BIH) | 14,2 |
| Dravaszerdahely | FGSZ(HU)-Plinacro d.o.o(HRV) | 76,7 |
| Kyustendil(BG)/Zidilovo(MK)) | Bulgartransgaz(BG)-GA-MA-Skopje(MK) | 20,5 |
| Baumgarten | TAG(AU)-Eustream(SK) | 247,5 |
| | Gasconnectaustria(AU)-Eustream(SK) | 247,5 |
| | Eustream(SK)-Gasconnectaustria(AU) | 1.539,2 |
| | Eustream(SK)-TAG(AU) | 1.539,2 |
| Negru Voda I | Transgaz(RO)-Bulgartransgaz(BG) | 151,4 |
| Negru Voda II | Transgaz(RO)-Bulgartransgaz(BG) | 563,3 |
| Negru Voda III | Transgaz(RO)-Bulgartransgaz(BG) | 563,3 |



Slika 10.-Postojeći i planirani interkonektori u regiji

2.5 CEGH i Baumgarten

CEGH(engl. *Central European Gas Hub*)

Tgovinsko čvorište plina (engl. *trading gas hub*) je platforma na kojoj se obavlja fizička i/ili virtualna transakcija plina što u svakom slučaju predstavlja promjenu vlasnika plina. Prema tom kriteriju postoje dvije vrste središta¹⁰

- Fizičko čvorište (engl. *Physical Hub*)
Fizičko spoj na kojem se spajaju razni plinovodi i na kojem se trguje plinom, ali isto tako tu se može i skladištiti plin.
- Virtualno čvorište (engl. *Virtual Hub*)

To je platforma za trgovanje plinom u cijeloj zamlji. Za razliku od prethodne vrste ovdje se može trgovati bilo kojim plinom koji plati ulazak dok se u fizičkim može trgovati samo plinom koji dođe na specifičnu lokaciju

Neke od usluga koje plinsko čvorište nudi su:

- Prodaja/kupnja plina
- Praćenje prava vlasništva
- Pričuvu plina
- Usluge miješanja plina različite kvalitete

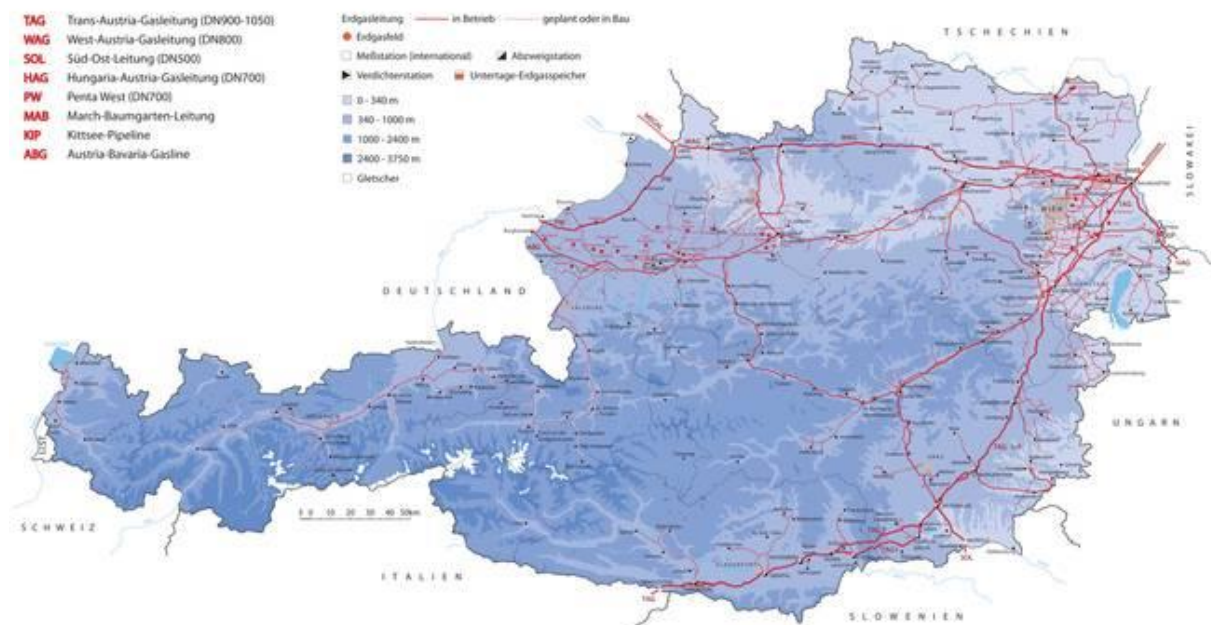
Trgovinsko čvorište plina omogućuje participantima pristup kratkoročnim, srednjeročnim i dugoročnim isporukama kao i pristup velikom broju kupaca i prodavača. To omogućuje veću fleksibilnost trgovine plinom jer kupac ima pristup raznim prodavačima te će istu uslugu platiti jednako kao i bilo koji drugi kupac.

CEGH je osnovan 2002.godine od strane OMW Gas International GmbH koji je ujedno ima udio od 100%.CEGH je fizičko čvorište s tehničkom infrastrukturom velikih kapaciteta.

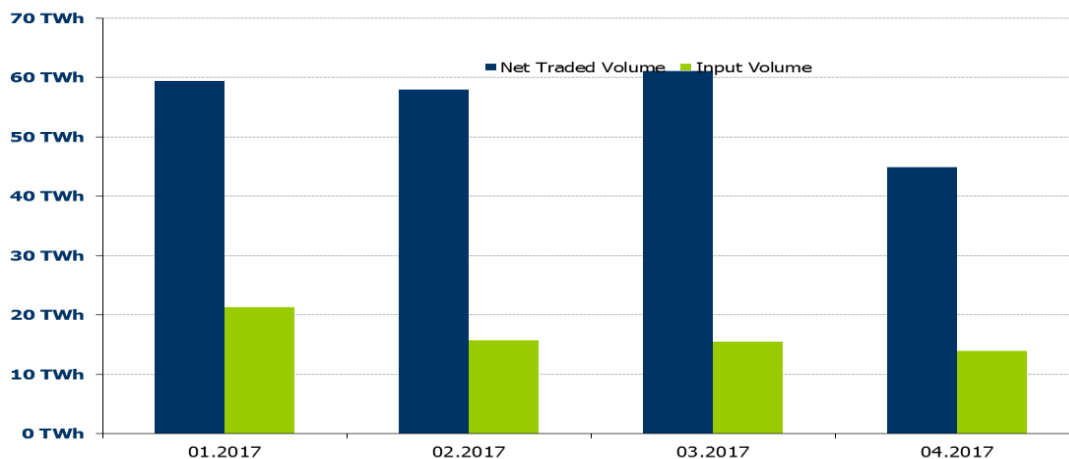
Temelj za nastanak CEGH-a bio je Baumgarten (Austrija). Za podzemno skladište prirodnog plina je poslužilo napušteno polje prirodnog plina Zwerndorf. U Baumgarten se dovode ruski i norveški plin, ali se trguje i plinom iz drugih izvora. Čvorište se sastoji od 4 stanice u koje se plin zaprima, mjeri, kontrolira i tlači za daljnji transport¹¹

Značaj ovog čvorišta vidi se na slici 11. Iz Baumgartena prema jugu ide TAG (*Trans Austria Gas Pipeline*), prema zapadu WAG (*West Austria Gas Pipeline*), a prema jugoistoku se protežu HAG (*Hungaria-Austria Pipeline*) i KIP (*Kittsee-Petrzalka-Gas Pipeline*). Na plinovod WAG se nadovezuje plinovod PW (*Penta West Pipeline*), dok se na plinovod TAG nadovezuje plinovod SOL (*Süd-Ost gas pipeline*).

Erdgasleitungen & Erdgaslagerstätten in Österreich



Slika 11.-Mreža plinovoda u Austriji



Sika 12.-Transportirane i ukupno trgovane količine prirodnog plina u Baumgartenu (izvor CEGH)

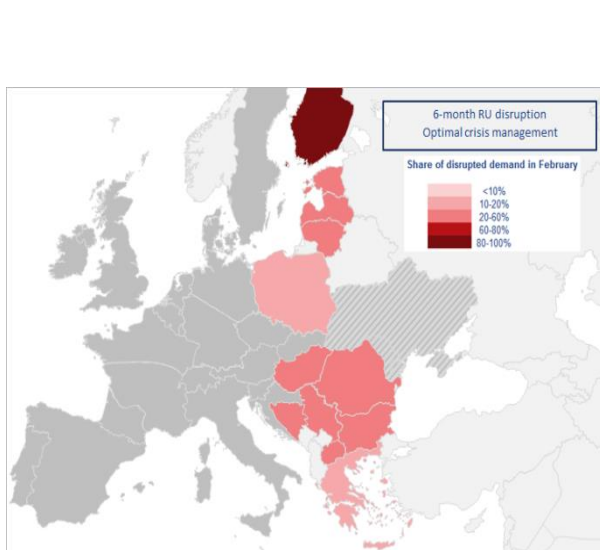
Usluge CEGH-a trenutno koristi 28 sudionika od 34 registriranih. Zbog modernog načina trgovanja i moderne tehnologije ovo čvorište će i budućnosti rasti te dobivati na sve većoj važnosti pogotovo kada se izgrade novi plinovodi o kojima će biti riječi kasnije. Razlika ukupno prodane količine plina i plina koji je fizički došao u Baumgarten ukazuje da ovo čvorište sve više poprima karakteristike virtualnog čvorišta.

2.6. Sigurnost dobave

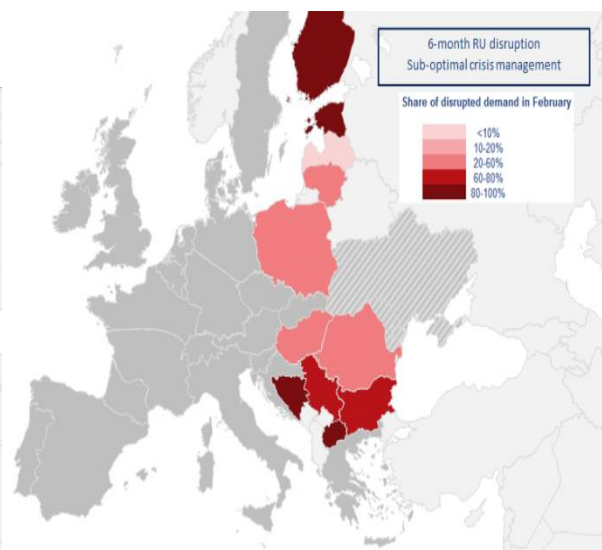
Zbog neadekvatne diversifikacije dobave i slabog iskorištenja energije u sektorima ključnim za dobrobit nacije (grijanje, proizvodnja hrane, proizvodnja gnojiva) ova je regija podložna vanjskim šokovima. Energetska sigurnost je neadekvatna dok su mjere za održavanje sigurnosti skupe jer vlade nisu donijele reforme koje bi poboljšale energetska sliku. Velike količine električne energije bi se moglo dobiti iz vodenih izvora, ali se to ne čini jer izgrađena infrastruktura nije dostatna da iskoristi niti 10% potencijala.

Nakon Rusko-Ukrajinskog spora (2009.) i konačno Ukrajinskog sukoba (2014.) Europa je imala poremećaje u sustavu dobave plina što je oštetilo plinski sektor te ukazalo na realne prijetnje. Zbog toga je Europska komisija zatražila stres test za sigurnost opskrbe.

ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) je proveo test za slučaj prestanka opskrbe ruskim plinom preko Ukrajine te su razmotreni kooperativni i nekooperativni scenarij .U kooperativnom scenariju ukupni manjak dostupnog plina se podjednako razdjeli među svim članicama tako da oni koji imaju manji manjak pošalju plin onima koji imaju veći. U nekooperativnom scenariju svaka država se snalazi sama kako joj mogućnosti dopuštaju.¹²



Slika 13.-rezultati testa u KS



Slika 14.-rezultati testa u NKS

Rezultati testa su prikazani na slici 13. i slici 14. Test pokazuje da bi za oba scenarija plinski sektori zemalja regije, izuzev Hrvatske, najviše nastradali.

Sukladno rezultatu testa svaka država je donijela mjere koje bi spriječile ili barem umanjile negativne ishode takvih situacija. Zaključeno je da se u sličnim situacijama treba poboljšati međudržavna razmjena tako da se smanje barijere, poboljšaju kapaciteti skladištenja te diversificiraju dobavu ili zamijene dobivanje energije iz plina nekim drugim izvorima uključujući i obnovljive izvore.

3. Planirani dobavni pravci

S obzirom na geografski položaj, potrošnju i potražnju prirodnog plina, zemlje JI Europe imaju nekoliko potencijalnih izvora prirodnog plina:

- Plin iz Rusije
- Plin iz Kaspijske regije
- Plin s Bliskog istoka i Sjeverne Afrike
- LNG

Ove opcije proizlaze iz činjenice da navedene regije posjeduju velike dokazane rezerve prirodnog plina dok isplativost LNG-a raste s novijim tehnologijama. Za JI Europu se može zanemariti mogućnost nabave plina iz Sjevernog mora budući da kapacitet proizvodnje tog područja ne može premašiti potrebe Zapadne Europe.

S obzirom na zalihe prirodnog plina u regiji Bliskog istoka i Sjeverne Afrike te zbog udaljenosti te regije od JI Europe, uvijek postoji mogućnost za plinske poslove između dvije regije. Međutim, u većini tih zemalja trenutno se vode sukobi većeg ili manjeg inteziteta dok je politička situacija nestabilna vjerojatnost novih plinskih projekata je jako mala.

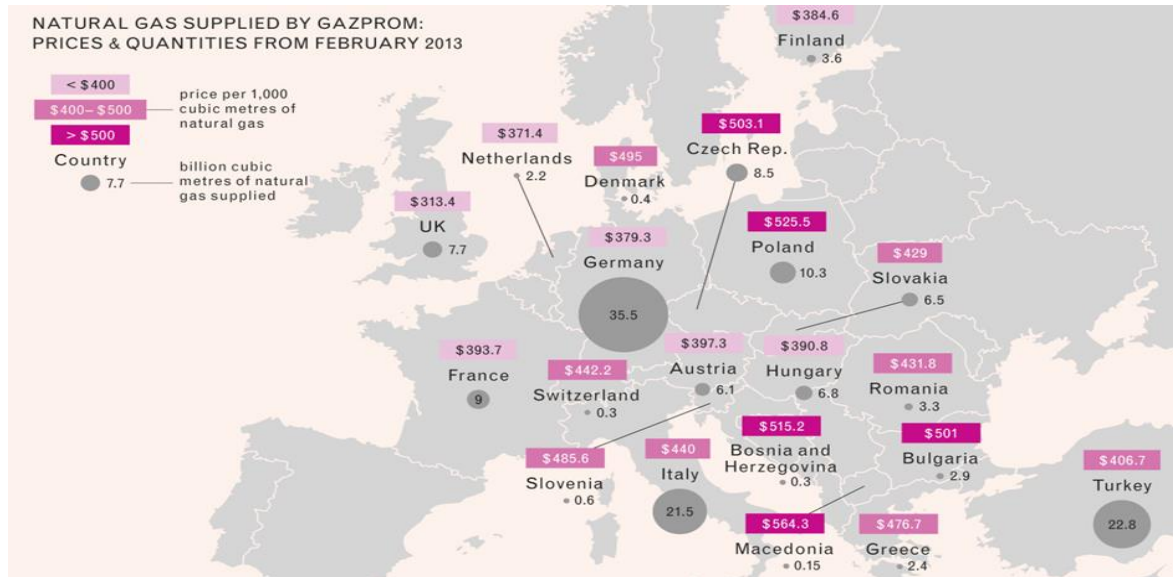
U sljedećim poglavljima bit će predstavljeni neki od projekata značajnih za regiju JI Europe s najnovijim informacijama o fazi njihove realizacije kao i informacije o regijama koje bi u budućnosti mogle biti od interesa Jugoistočnoj Europi.

3.1 Plin iz Rusije

Rusija je sa svojim enormnim zalihama (47,8 trilijuna m³) tradiconalni opskrivač JI Europe.

Na slici 15. dane su cijene za ruski plin u \$/10³ m³. Iz slike je vidljivo da tržišta JI Europe plaćaju najviše u usporedbi s ostalim državama Europe, a neki od razloga su:

- Ruski plin gotovo i da nema konkurenciju na ovom području te time ima monopolistički položaj te može diktirati visoke cijene
- Potrošnja plina je manja nego u zemljama s niskim cijenama (više plina-manja cijena)
- Plinski sustav slabije učinkovitosti



Slika 15.-Cijene ruskog plina za države Europe

Ruski plin se kupuje ili direktno od Gazproma ili preko posrednika. Na tržište JI Europe Gazprom je 2016.godine isporučio 7,22 mlrd. m³ prirodnog plina ¹³

Da bi Rusija zadržala poziciju koju sada ima morat će krenuti u realizaciju novih projekata iz dva razloga:

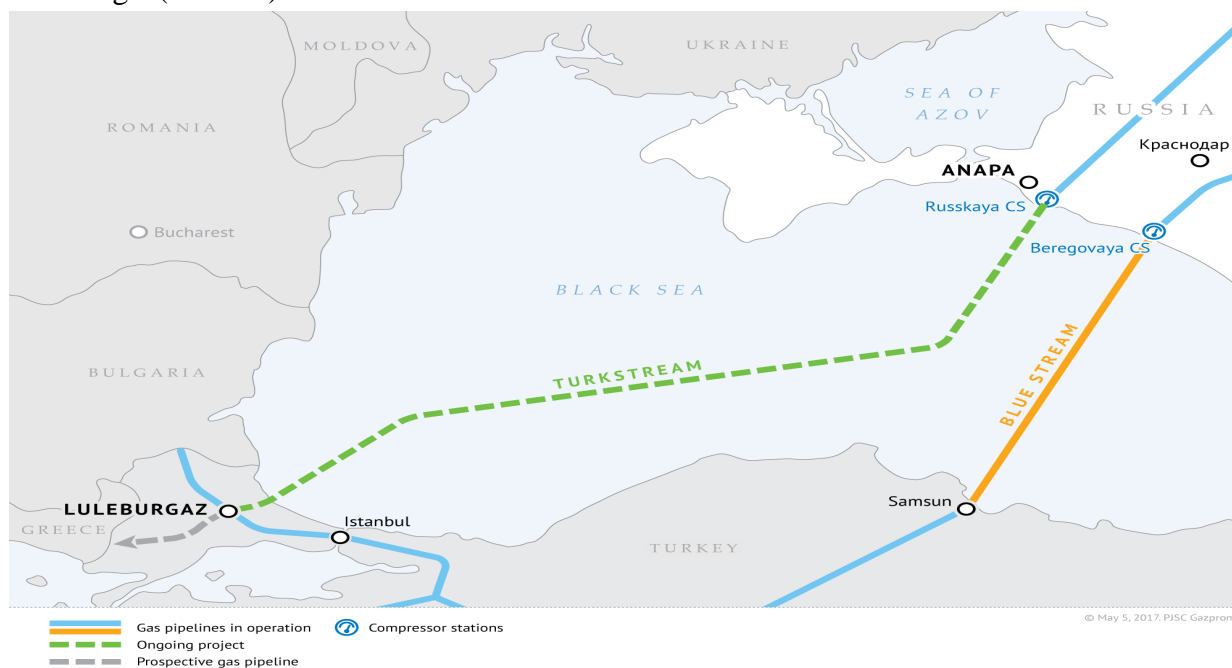
- Odnosi između Rusije i Ukrajine
Ukrajina je uz Bjelorusiju prva stanica ruskom plinu prema Europi. I prije 2014.godine dogodilo se nekoliko sporova između Ukrajine i Rusije u svezi prirodnog plina, od kojih je za Europu najznačajniji bio spor iz sezone grijanja 2008./2009. Situacija između dvije zemlje eskalira državnim udarom u Ukrajini 2014. godine. Događaji koji su uslijedili nepovratno su oštetili odnose dviju zemalja te će se njihova energetska suradnja odvijati sve teže, stoga će Rusija pokušati smanjiti što je više moguće ulogu Ukrajine kao prenositelja ruskog plina prema europskom tržištu.
- Konkurentni projekti
Cilj svih zemalja je osigurati energetska neovisnost i sigurnost, što se postiže vlastitom proizvodnjom i/ili uvozom iz različitih izvora kako bi se osigurala neovisnost opskrbe, čak i u slučaju spora s nekim od dobavljača. Kao što će kasnije biti prikazano rusku dominaciju mogu umanjiti neki projekti koji su već u fazi gradnje, a isto tako pojavljuje se i mogućnost LNG-a ukoliko budu zadovoljeni uvjeti.

Najnoviji plinovod koji će povezivati Rusiju s JI Europom je Turski tok.

Iako ovaj plinovod završava u Turskoj, on će svakako imati utjecaja na zemlje JI Europe jer će se plin iz tog pravca jednim dijelom nastaviti prema zemljama regije.

Memorandum o gradnji plinovoda potpisan je 1.12.2014. godine između Gazproma (RU) i Botas Petroleum Pipeline Corporation (TU). Turskim rušenjem ruskog bombardera u Siriji (Sukhoi SU-24) u studenom 2015. godine odnosi između dvije zemlje su se pogoršali te je projekt Turski tok zamrznut. Ipak odnosi dviju zemalja su zatoplili te je 8.5.2017 glavni direktor Gazproma izjavio da su se prve cijevi počele postavljati na dno Crnog mora.¹⁴

Podvodna (*Offshore*)dionica plinovoda bit će dugačka preko 900 km te će ići od kompresorske stanice Ruskaya na ruskoj obali Crnog mora, a završit će u turskom selu Kiyikoy gdje će se nastaviti *onshore* dionica koja će završiti u Turskom gradu Luluburgaz(slika16.)¹⁵



Slika 16. - Predviđena ruta Turskog toka

Dva cjevovoda će biti napravljena od individualnih cijevnih priključaka duljine 12 metara. Promjer cijevi je 32 inča i bit će postavljene na dubinu od 2,200 metara te će svaka moći transportirati 31,5 mlrd m³ plina godišnje¹⁵.

Zanimljivost ovog projekta je da je prilikom istraživanja najbolje rute za postavljanje cijevi na dno Crnog mora pronađen niz objekata od kulturološke važnosti. Naime, u Crnom moru nema kisika na dubinama većim od 100-200 m zbog velike koncentracije sumporovodika, te su zbog toga pronađene mnoge stvari, poput olupina brodova, koji datiraju i do 11 stoljeća.¹⁵

3.2. Plin iz Kaspijske regije

Kao što je već napomenuto cilj EU je diversifikacija izvora plina što bi imalo za posljedicu smanjenje ovisnosti o ruskom plinu. Stoga Europska komisija u legislativama iz 2008.godine donosi akcijski plan koji identificira Južni koridor plina kao projekt od neizmjerne važnosti u postizanju veće energetske sigurnosti.

Trenutno će Europi plin iz navedene regije isporučivati samo Azerbajdžan dok bi u budućnosti, ako se projekti budu realizirali, to isto mogli raditi i Turkmenistan (17,5 tril. m³), Iran (29,6 tril. m³), Kazakhstan (1,9 tril. m³) i Uzbekistan (1,841 tril. m³)

Plin iz Kaspijske regije, konkurentan ruskom plinu, dolazio bi iz Azerbajdžana. Polazna točka svih budućih plinovoda bila bi plinsko polje Shah Deniz (Shah Deniz I i Shah Deniz II). To polje otkriveno 1999.godine nalazi se 70 km jugoistočno od glavnog grada Azerbajdžana (Baku), a procijenjeno je da u njemu ima trilijun metara kubnih zaliha prirodnog plina. Nalazište je zajednički projekt više plinskih giganta među kojima su: britanski BP (*British Petroleum*), azerbajdžanski SOCAR (*State Oil Company of Azerbaijan Republic*), norveški Statoil, ruski Lukoil i turski TPAO (*Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı*).

Južni koridor nije jedinstven plinovod već se sastoji od više plinovoda. Plinovodi koji ulaze u veći projekt Južni Koridor su sljedeći:

- SCP (*South Caucasus Pipeline*)-Azerbajdžan-Gruzija-Turska
- TANAP (*Trans Anatolian Pipeline*)
- TAP (*Trans Adriatic Pipeline*)

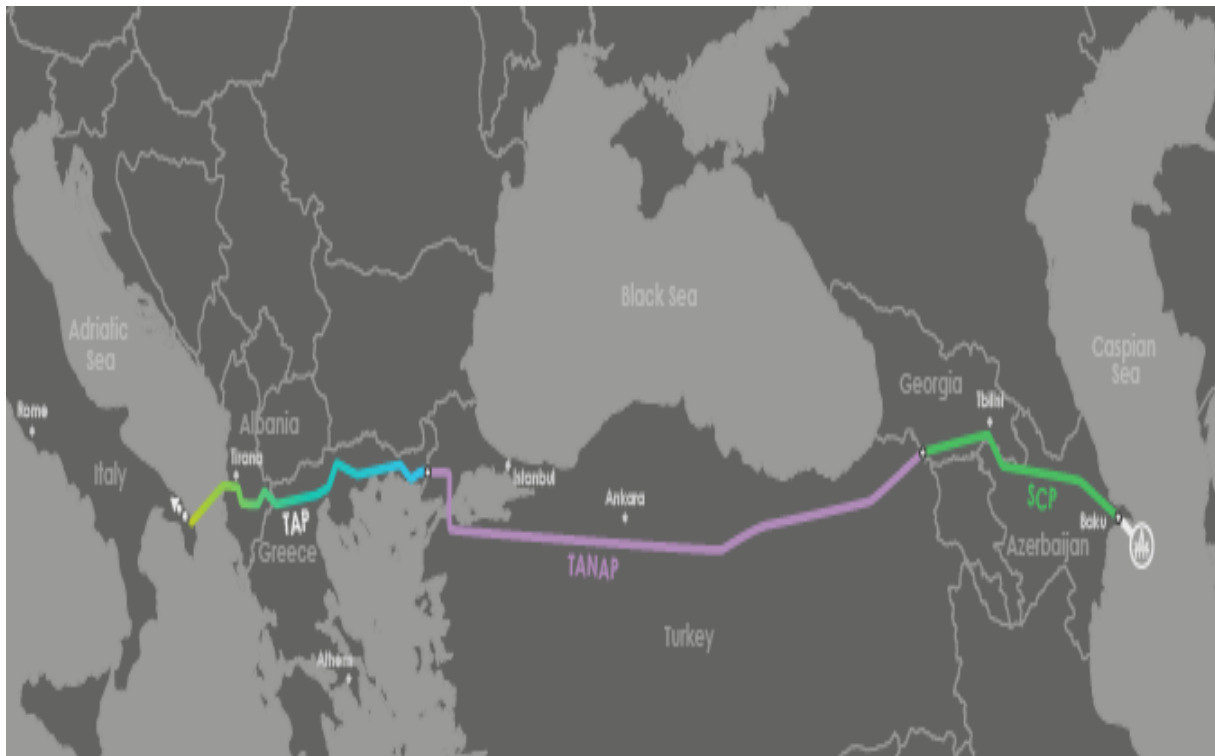
SCP je operativan od 2006.godine. Promjer cijevi je 42 inča, duljina plinovoda je 443 km od čega kroz Azerbajdžan prolazi 248 km, a kroz Gruziju 197 km prije nego što dođe do Turske. Da bi se osigurao željeni protok bit će instalirane dvije kompresorske stanice (u Azerbajdžanu i Gruziji). Zaštita od korozije je postignuta kombinacijom tri sloja polietilena (PE) i sustavom katodne zaštite. Dnevni protok za 2016.godinu bio je 19.9 milijuna kubičnih metara prirodnog plina. U tijeku je projekt za ekspanziju kapaciteta plinovoda sa sadašnjih 7 mlrd. m³ /god na 23 mlrd. m³ /god. Kako bi se to postiglo postaviti će se nova dionica plinovoda promjera 56 inča. Novi plinovod će krenuti od Gruzije te će se nakon 56 km spojiti sa starim.¹⁶

Drugi važni plinovod Južnog koridora je TANAP. Taj plinovod je zajednički projekt vlade Turske i Azerbajdžana. Promjer cijevi je 40 inča, a duljina će biti 1850 km od čega će 19 km prelaziti Mramorno more između azijskog i europskog dijela Turske, a započet će na granici Turske i Gruzije i završit će na granici Turske i Grčke. Predviđa se da će za izgradnju biti potrebno 150.000 komada čeličnih cijevi koje bi trebale težiti više od 1.2 milijuna tona. Početni kapacitet bit će 16 mlrd. m³ /god da bi se kasnije povećao na 31 mlrd m³ /god. 10 mlrd. m³ /god prirodnog plina će biti dostupno europskom tržištu¹⁷.

Treća, trenutno i završna komponenta Južnog koridora je plinovod TAP. Dioničari u ovom projektu su: SOCAR (AZE), Snam (IT), BP (VB), Fluxys (BEL), Enagas (GR), Axpo (ŠVI). Kao polazna točka plinovoda odabrana je lokacija u blizini mjesta Kipoi na granici Grčke i Turske gdje će se povezati s TANAP-om. Tu kreće *onshore* dionica koja će prolaziti sjeverom Grčke

i Albanije te će kod Albanskog grada Fier prijeći u *offshore* dionicu koja će završiti u Italiji. Ukupna duljina cjevovoda bit će 878 km od čega 550 km u Grčkoj, 215 km u Albaniji, u Jadranu 105 km i u Italiji 8 km. Najviša točka plinovoda bit će 1800 m u planinama Albanije, a najniža 820 m ispod razine mora. Početni kapacitet plinovoda predviđen je na 10bcm/a s promjerom cijevi od 48" dok se očekuje nadogradnja na 20 mlrd m³. /god. Za ovaj projekt procijenjeno je da će biti potrebno 54.387 komada cijevi ukupne težine preko 516.184 tona. Procijenjena vrijednost investicije je 5.3 mlrd.\$. EU regulativa br 994/2010. zahtjeva od TAP-a da ima mogućnost obrnutog toka kako bi sigurnost opskrbe bila veća¹⁸

Europska komisija je odobrila aplikaciju TAP-a za izuzetak od politike „pristupa treće strane“(engl. *Third Party Acces*). To bi značilo da će operateri plinovoda imati pravo uskraćivati pristup i korištenje svoje infrastrukture od strane drugih kompanija. *Third Party Access* je politika koja ima za cilj uspostavu „unutarnjeg tržišta plina“ unutar cijele EU što bi moglo naštetiti operaterima iz slabijih ekonomija.



Slika 17.-Ruta Južnog koridora.

3.3 Potencijalni priključci na plinovode iz Rusije i Kaspijske regije

Prethodno su prikazani projekti koji su u fazi realizacije ,a sada će biti prikazani još neki projekti koji su još uvijek daleko od realizacije, ali preliminarni dogovori između zainteresiranih strana postoje te postoji realna mogućnost da će se ti projekti u budućnosti ostvariti.

3.3.1 IAP

Za Hrvatsku najznačajniji projekt je Ionsko Jadranski koridor. Taj plinski pravac bi bio jedan od krakova već spomenutog projekta Južni plinski koridor. Ovaj plinovod bi se u Albanskom dijelu TAP-a (Fier) trebao razdvojiti i postati samostalan, a prolazio bi obalom Albanije, Crne Gore te bi završio u Hrvatskoj (Ploče) gdje bi se spojio na već izgrađenu infrastrukturu.

U svibnju 2013.godine Albanija, Bosna i Hercegovina, Hrvatska i Crna Gora su potpisale memorandum razumijevanja i kooperacije o izgradnji IAP-a. TAP je također potpisao isti memorandum sa izvršiteljima eventualnog plinovoda: Plinacro d.o.o (HRV), BH-Gas(BIH), Geoplin Plinovodi (SLO).¹⁹

Procijenjeno je da bi 5 mlrd m³ plina iz TAP-a bilo dostupno za IAP te bi se ta količina raspodijelila na način da Albaniji pripadne 1 mlrd.m³, Crnoj Gori 0,5 mlrd m³, a Bosni i Hercegovini 1 mlrd m³ te 2.5 mlrd m³ Hrvatskoj.¹⁹

Duljina cjevovoda je procijenjena na 400km (Fier –Ploče) od čega 170km u Albaniji, 100 km u Crnoj Gori i 130 km u Hrvatskoj. Plinovod će imati mogućnost obrnutog toka.

Procijenjeni iznos ukupne investicije iznosi 618 milijuna eura¹⁹

Ukoliko se ovaj projekt realizira to će poboljšati energetska slika svih zahvaćenih zemalja. Plinifikacija Albanije bi se lakše odvila te bi se stvorili dobri uvjeti za plinifikaciju Crne Gore dok bi Hrvatska dobila direktno novi dobavni pravac. Isto tako sve navedene zemlje se oslanjaju na turizam te bi tu prirodni plin došao do izražaja jer je ekološki prihvatljiviji (emisije CO₂) od ugljena kojeg ove zemlje najviše koriste od primarnih oblika energije.



Slika 18.-predložena ruta IAP-a

3.3.2 EASTRING

Još jedan projekt koji je u fazi razmatranja je EASTRING.

Ovaj projekt također pridonosi sigurnosti i diverzifikaciji dobave zemljama članicama EU te je samim time projekt načelno podržan od svih 28 članica EU.

Države koje bi bile obuhvaćene EASTRING-om su Slovačka, Mađarska, Rumunjska i Bugarska. Kao početna točka odabrat će se kompresorska stanica u Slovačkoj Velka Kapusany. Od tamo plinovod bi trebao prolaziti redom prema Mađarskoj, Rumunjskoj i Bugarskoj.

Trenutno su dvije rute predložene za prolazak plinovoda kroz Rumunjsku i Bugarsku (slika 19.)

- Ruta A prolazi kroz Transilvaniju te potom skreće na istok do postojeće točke interkonekcije Issacea
- Ruta B prolazi longitudinalno kroz Rumunjsku i Bugarsku te završava na granici s Turskom

Ovisno o odabiru između ovih opcija, preliminarna je procjena da bi plinovod trebao biti dug između 846-1,029 km.²⁰

Plinovod će imati promjer cijevi 56 inča i maksimalni operativni tlak od 94 bar. Cijelom duljinom plinovod će biti pod zemljom dok će jedino kompresorske i mjerne stanice biti na zemlji.

Da bi se postigao početni protok od 20 mlrd. m³ /god plina, bit će potrebno izgraditi dvije ili tri kompresorske stanice, maksimalno četiri mjerne stanice te će stanice s ventilima biti postavljene svakih 20-40 km uzduž plinovoda. Maksimalni protok u kasnijim fazama za koji će biti dizajniran ovaj plinovod je 40 mlrd. m³.²⁰



Slika 19. - Predložena ruta EASTRING-a

3.4 Plin iz Sjeverne Afrike¹⁰

Sjeverna Afrika je lider na afričkom kontinentu po proizvodnji prirodnog plina. Oko 20 % ukupno uvezenog plina u Europsku uniju dolazi iz te regije. 90 % dokazanih zaliha prirodnog plina na afričkom kontinentu imaju 4 zemlje: Nigerija, Alžir, Libija i Egipat.

Alžir je treći po redu opskrbljivač EU nakon Rusije i Norveške. Procjenjeno je da će Alžir, ukoliko se ne pronađu nove zalihe, sadašnjim intezitetom moći izvoziti još 60 godina. 2012. godine, Alžirci su izjavili da imaju zalihe plina iz škriljevaca u količini kao i SAD.

Alžir se tradicionalno koristi dugoročnim ugovorima pri prodaji plina te im je cijena plina vezana za cijenu nafte. S alžirkog plinskog polja Hassi R'mel prema Europi idu plinovodi:

- Magreb Europa plinovod (Alžir-Maroko-Španjolska)
- Medgaz (Alžir-Španjolska)
- Trans Mediteranski (Alžir-Tunis-Italija)

Alžirski plinski sektor je otvoren za tržišno natjecanje. Nacionalna kompanija Sonatrach ima pravo zadržati udio od 51% u svim projektima vezanim za proizvodnju plina u Alžiru. Prijetnju Alžirskom sektoru čine sljedeći čimbenici:

- Američki plin iz škriljevaca
- Novi LNG izvoznici
- Manja ovisnost Europe o alžirskom plinu

Trenutno ne postoje novi projekti za izvoz plina iz Alžira u EU.

Egipat je drugi po redu afrički proizvođač prirodnog plina. Osim što ima vlastit plin (2 tril. m³) u Egiptu se nalazi Sueski kanal koji je jedini isplativi prolaz za slanje plina iz zaljevskih monarhija u Europu i Sj Ameriku.

Egipat u EU trenutno izvozi plin u obliku LNG-a. Tomu služe dvije LNG tvornice : Damietta i Indku. Proteklih godina izvoz iz Egipta opada jer je vlada odlučila 2008. zaustaviti nove plinske ugovore zbog povećanje domaće potražnje kao i tadašnje niže međunarodne cijene prirodnog plina. Zbog toga kao i zbog odgađanja novih istraživanja prirodnog plina može se reći da je taj sektor Egipta u krizi. Olakotna okolnost nije niti nestabilna politička situacija u zemlji te velika bojaznost od terorističkih napada. Sve ovo govori da Europa, posljedično i JI Europa neće moći računati na egipatski plin u godinama koje dolaze.

Libija je u 2012. godini imala 1,545 tril. m³ dokazanih rezervi plina te je uvelike povećala izvoz u Europu nakon 2003. godine kada su se otvorili nova *onshore* polja i plinovod Zeleni tok (engl *Greenstream*).

Situacija je danas znatno drugačija od 2003. godine. Naime NATO je 2011.godine pružio zračnu podršku pobunjenicima koji su svrgnuli Gaddafija te je od tada zemlja u kaosu. Zbog toga je LNG terminal Marsa El Brega prestao izvoziti plin. Libija i dalje ima ogromne potencijale za izvoz plina u bogatom istočnom dijelu zemlje no da bi se potaknula nova istraživanja i izvoz , neophodno je da se prekinu sva ratna zbivanja i povrati red i stabilnost u državi što se trenutno čini kao daleka budućnost.

3.5 Bliski istok¹⁰

Bliski istok je regija koja je prije svega poznata po rezervama i proizvodnji nafte, ali posjeduje i značajne količine plina kojeg najviše imaju Katar (24.7tril. m³), Iran (48.7 tril. m³) i Saudijska Arabija (8.6 tril. m³). Proteklog desetljeća proizvodnja prirodnog plina se značajno povećala što se može pripisati LNG izvozu Katara i manjoj mjeri Omana i Jemena i povećanoj domaćoj potražnji.

Iran, iako ima najveće rezerve plina nakon Rusije, uvozi puno više plina nego što izveze. Nedovoljno razvijena infrastruktura za izvoz plina posljedica je međunarodnih sankcija Iranu koje su onemogućavale Iranu pristup novim tehnologijama. U planu je bio plinovod koji bi povezivao iranska polja i europsko tržište međutim zbog sukoba u Siriji taj je plinovod trenutno na čekanju.

Veliki LNG projekti u Kataru u prethodnih nekoliko godina su doveli do kapacita proizvodnje od 80 mlrd.m³ na godinu u toj zemlji. Sa svojih 25.4 tril. m³ dokazanih rezervi plina Katar će još dugo godina moći živjeti od izvoza. Trenutno se plin izvozi u obliku LNG-a što bi moglo jednog dana stići na području JI Europe ako se izgrade terminali. U tijeku pisanja ovog rada aktivan se djelomični embargo od strane Saudijske Arabije na prehrambene proizvode, zračni promet no još nije prešao na more te trenutno ne ugrožava LNG izvoz Katara.

Saudijska Arabija trenutno ima limitirane mogućnosti izvoza plina, iako imaju velike rezerve (8.6 tril. m³). Državna kompanija Aramco je pokrenula velike projekte u Perzijskom zaljevu da bi povećala proizvodnju zemlje. Al Wasit je program razvoja offshore polja Arabiyah i Hasbah koji bi trebali povećati kapacitet proizvodnje u cijeloj zemlji za 21%.

3.6 Istočni Mediteran

Gotovo 1 tril. m³ prirodnog plina je pronađeno u Istočnom Mediteranu u vodama oko Cipra i Izraela. Prva značajno otkriće se dogodilo 2009.godine kad je Noble Energy (SAD) obznanio postojanje polja Tamar (250 mlrd. m³) u morima Izraela. U Izraelu je nakon toga pronađeno još veće polje Leviathan (476 mlrd. m³) i na kraju je u Cipru 2011. godine otkriveno polje Afrodita (140-220 mlrd. m³).

Ta količina je usporediva s Shah Denizom te bi mogla pokriti potrebe Europe za nekoliko godina. Projekti su u ranoj fazi i politički teško ostvarivi zbog političke nestabilnosti. Politička nestabilnost proizlazi iz činjenice da sjeverni teritorij Cipra okupiraju Turci od 1974. godine, dok Izraelu zbog svoje politike uvijek prijete nemiri i ratovi.

Isporuke plina bi se u početku odvijale LNG putem, a kasnije i plinovodima (Eastmed pipeline). Do 2030.godine Sirija i Libanon bi također mogle početi transportirati svoj plin u Europu ovim dobavnim pravcima.

Da bi novi LNG terminali u Cipru bili isplativi potrebno je pronaći još novih zaliha plina. Izrael planira prvo slati plin svojim neposrednim susjedima Egiptu, Jordanu i palestinskim vlastima. Sirija ne može svoje potencijale iskoristiti dok ne prestane rat u toj zemlji, a slično vrijedi i za Libanon.

3.6.1 Plinovod Istočni Mediteran (Eastmed pipeline)²¹

Koncept je razvijen od strane Grčke kompanije DEPA za novi koridor u Istočnom Mediteranu za izgradnju podvodnog plinovoda koji bi povezivao Izrael/Cipar s Grčkom. Trenutno je predviđeno da *offshore* dionica bude duga 1300 km, a onshore dionica 600km. Ruta plinovoda je sljedeća:

- 200 km *offshore* iz Istočnog Mediterana do kopna na Cipru

- 700 km *offshore* od Cipra do Krete
- 400 km *offshore* od Krete do Peleponeza
- 600 km *onshore* od Peleponeza do Zapadne Grčke

Trenutno se rade studije, a projekt još nije započeo s gradnjom.



Slika 20.-Predložena ruta Eastmed plinovoda

3.7 LNG

Treća opcija za dobavne pravce u regiju JI Europe je ukapljeni prirodni plin.

Ukapljeni prirodni plin je zgodna opcija za regije koje nisu povezane plinovodima te ujedno može služiti kao nositelj energetske sigurnosti jer bi omogućio diversifikaciju dobave. Isplativost isporuke plina LNG putem leži u činjenici da ukapljeni plin zauzima i do 600 puta manji volumen od iste mase u plinovitom stanju te ga se može transportirati na velike udaljenosti bez cjevovoda. Ulaganje u LNG infrastrukturu je skupo i tehnološki zahtjevno pa i ne čudi da mnoge zemlje koje troše prirodni plin nemaju mogućnost dobave pomoću LNG-a.

Europa trenutno dobiva LNG iz Alžira, Nigerije i Katara dok su mogući i novi izvori budući da zemlje kao što su Australija i SAD puno ulažu u LNG tehnologiju. Svjetsko tržište LNG-a se može podijeliti na⁵ :

- Atlantsko tržište- Plin iz Bliskog istoka, Sjeverne Afrike i Norveške se prodaje Zapadnoj Europi i Sjevernoj Americi
- Pacifičko tržište - Plin s Aljaske, Australije, Bliskog istoka (Katar), Indonezije se prodaje Azijskim zemljama, ponajviše Japanu, Tajvanu i Južnoj Koreji

U budućnosti potencijalna potreba za plinom u JI Europi prevazići će izlaz jednog LNG terminala. Do 2025 postoji mogućnost da će trećina potrebne dobave plina u JI Europi dolaziti iz LNG-a. Hoće li će se to stvarno desiti ovisit će o

- Cijenama plina
- Potražnji (vrlo vjerojatno će se morati graditi nove elektrane na plin)
- Kreditnoj moći kupaca itd.

Svakom novom LNG terminalu na ovim prostorima će konkurirati oni koji su već izgrađeni u Italiji i Grčkoj ili će se tek izgradit.

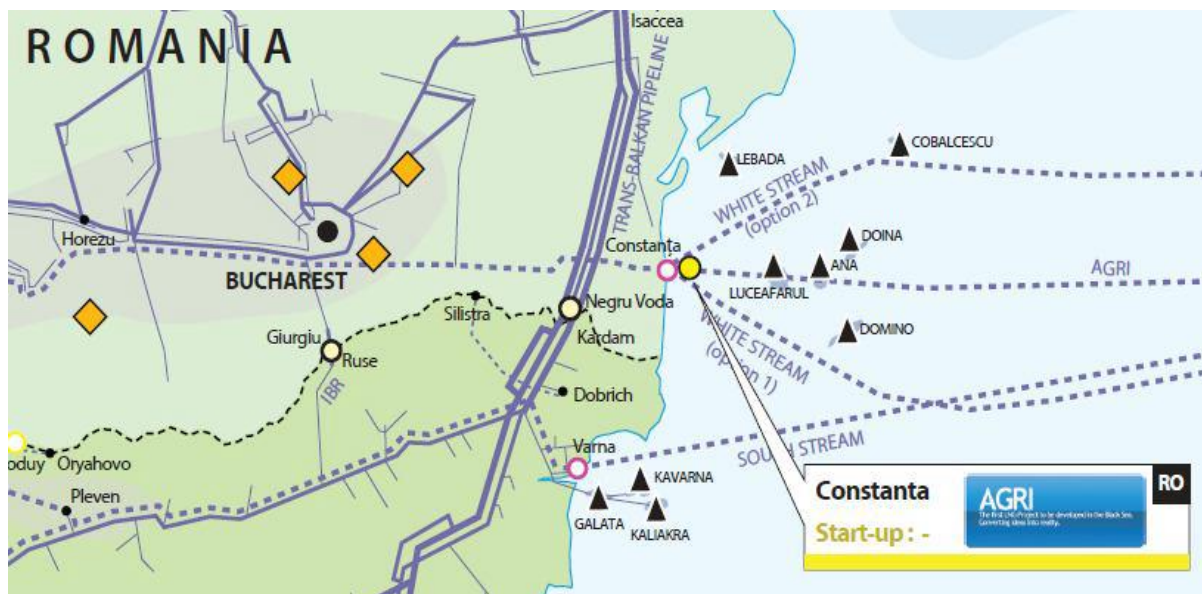
Prije je prikazano koje sve zemlje imaju mogućnost izvoza LNG-a na ovo područje, a sad će biti prikazani LNG terminali koji bi, ako se izgrade, mogli to omogućiti.

U Hrvatskoj se planira izgradnja LNG terminala u Omišlju na Krku (slika 21.). Europska komisija je 21.11.2014. godine stavila projekt na listu za dobivanje financijske potpore koje su utrošene na studije o gradnji. Ako i kada se izgradi terminal će imati kapacitet od 1.8 mlrd. m³/god.



Slika 21.-Lokacija LNG terminala na Krku

U Rumunjskoj se planira izgraditi terminala blizu grada Constanta (slika 22.). Projekt ima za cilj prenositi kaspijski plin u Rumunjsku, a njime upravlja konzorcij koji se sastoji od: Romgaz (Rumunjska), GOGC (Gruzija), Socar (Azerbajdžan), MVM (Mađarska). Kapacitet će bit između 2-8 mlrd. m³/god, a ukupna investicija između 1.2-4.5 mlrd. €. ¹⁰



Slika 22,-LNG terminal u Konstanti

4.Sažetak potencijalnih novih plinskih projekata

Tablica 4.- Opći podaci o aktualnim plinskim projektima

| | Regija/država porijekla plina | Faza projekta | Količina plina u mlrd m ³ /god | Iznos projekta u mlrd.\$ |
|-----------------|-------------------------------|---------------------|---|--------------------------|
| Turski tok | Rusija | U gradnji | 32 | 6 |
| SGC(TAP) | Kaspijska regija | U gradnji | 10 | 5,3 |
| Eastmedpipeline | Izrael,Cipar | U fazi razmatranja | Nepoznato | Nepoznato |
| LNG terminali | SAD,Katar itd | Preliminarne radnje | Ovisno o kapacitetu skladišta | >5 |
| SGC(IAP) | Kaspijska regija | U fazi razmatranja | 5 | 0,618 |

U tablici 4 su sortirani projekti koji su obrađeni u ovom radu i čija je vjerojatnost izgradnje najveća.

Dva konkurentna projekta (SGC i Turski tok) su već u fazi gradnje i njihova realizacija će dovesti do veće diversifikacije dobavnih pravaca, a time i do veće energetske sigurnosti. Iako će SGC-om prvi put u povijesti Europa opskrbljivati plinom iz Kaspijske regije, još uvijek nije sigurno hoće li se taj plinovod spojiti na infrastrukturu zemalja JI Europe.

Za dolazak plina iz SGC-a u JI Europu potrebno bi bilo spojiti postojeću infrastrukturu u Bugarskoj s TAP-om u grčkom ili turskom dijelu plinovoda ili izgraditi novi krak (IAP) iz Albanije prema Hrvatskoj. Ukoliko se to ne dogodi regija će i dalje jednakim udjelom biti ovisna o ruskom plinu što i ne treba plašiti budući da je Rusiji Europa najveće tržište za prodaju plina kojeg se ne želi i neće u bliskoj budućnosti odreći.

Izgradnjom LNG terminala na Krku i u Rumunjskoj, otvara se mogućnost opskrbljivanja regije ukapljenim prirodnim plinom i to najvjerojatnije iz SAD-a ili Katara. Visoka ulaganja u infrastrukturu i transport LNG-a uz nedovoljno veliko tržište JI Europe će najvjerojatnije rezultirati negradnjom spomenutih terminala u dogledno vrijeme. Ako se gradnja LNG terminala ipak dogodi, to će uvelike pomoći diversifikaciji dobavnih pravaca.

Eastmed plinovod je atraktivno rješenje za opskrbljivanje JI Europe prirodnim plinom, međutim zbog razloga spomenutih u poglavlju 3.7, projekt je daleko od gradnje.

5. Budućnost plinskog sektora regije

5.1 Odnosi Rusije i regije u budućnosti povezani s prirodnim plinom

Rusija je i dalje vodeći dobavljač prirodnog plina Europe te će to vjerojatno i ostati. Prednosti koje Rusija ima pred konkurencijom jesu geografska blizina europskom tržištu, konkurentne cijene i zrelost u gradnji i vođenju plinskih transportnih sustava.

O ruskom plinu najviše ovise baltičke zemlje, Poljska, Finska i države JI Europe, u kojima on čini udio od 85% ili više ukupno uvezene količine plina. Gazprom i njegove sestrinske tvrtke djeluju u energetsom sektoru čitave regije. Tako Gazprom ima većinski udio u glavnoj srpskoj naftnoj kompaniji NIS (Naftna industrija Srbije), bavi se ekstrakcijom ugljikovodika u Rumunjskoj i u nekom obliku posluje u svim državama regije u sektoru fosilnih goriva.

Ukrajinska kriza je potaknula Europljane na razmišljanje o negativnim posljedicama disrupcije trenutnih dobavnih pravaca. Prestanak tranzita kroz Ukrajinu mogao bi se dogoditi 2019. godine kada istekne ugovor o isporukama plina iz Rusije. Plinovodi koji će to omogućiti su Sjeverni tok i Turski tok i već postojeći pravac kroz Bjelorusiju.

Otkazani projekt Južni tok i Turski tok su ruski pokušaji zaobilazanja Ukrajine i održavanja statusa koji imaju u trgovini no drugačije su okolnosti koje su prethodile najavom njihove gradnje.

Kada se Južni tok najavljivao tranzit kroz Ukrajinu se nije trebao prekinuti te se očekivalo da će europska potreba za plinom rasti. Nakon 2010. godine europska potreba za plinom je u padu uključujući i ruskim (EUROSTAT), u Ukrajini počinje sukob, a EU i Rusija su si međusobno nametnule sankcije. Ipak, za glavni razlog prekidanja Južnog toka uzima se

europski paket mjera *pristupa trećih strana* . Gazprom je pokušao zaobići te mjere postizanjem dogovora s vladama tranzitnih zemalja, no uslijed pritiska Europske unije projekt je likvidiran.

Turski tok nema tih problema jer je njegova završna točka van granica EU. Rusija si je ovim plinovodom nadomjestila manjak potražnje u Europi s rastućim turskim tržištem. Prva linija plinovoda će dovesti plin u Tursku dok će druga biti namjenjena za europsko tržište. konkretnije dogovor je postignut da se Mađarska opskrbljuje plinom iz turskog toka preko Bugarske i Srbije. Dok se prva linija već počela graditi, druga je ipak daleko od ostvarenja jer je pitanje hoće li navedene zemlje Balkana uspjeti osigurati sredstva za izgradnju kraka i da li će se pritisak SAD-a moći zanemariti budući da on ima svoje projekte (LNG) koje želi realizirati u regiji, a tu je i problem sankcija.

5.2 Balkansko čvorište plina

Ukoliko bi se realizirali ranije spomenuti plinski projekti koji uključuju izgradnju novih plinovoda, interkonektora i PSP-a, područje Balkana bi moglo postati plinsko čvorište. Beneficije ovih projekata bi osjetila regija, ali i ostatak Europe²².

Korist za regiju

- Diversifikacija dobavnih pravaca
 1. Veća sigurnost dobave
 2. Niže cijene plina za kućanstva i industriju
 3. Poboljšan pristup ekološki prihvatljivom prirodnom plinu
- Nove poslovne prilike i stvaranje visokoobrazovanih poslova
- Novac od tranzita

Korist za Europu

- Veća sigurnost opskrbe
- Integracija južnog plinskog koridora u europski transportni sustav
- Nastavak liberalizacije tržišta

Ključni faktor o kojem će ovisiti realizacija balkanskog plinskog čvorišta je novac kojeg države JI Europe nemaju da bi mogle same snositi teret financiranja. Na Internet stranicama Svjetske banke mogu se pronaći podaci o ukupnim stranim investicijama za pojedinu zemlju JI Europe u intervalu od 1990.godine do danas²³.Prema tim podacima Rumunjska je privukla 2016.godine investicije u iznosu od 5.373 mlrd. \$, nakon nje je Crna Gora s 5.341 mlrd. \$ dok je na začelju Hrvatska koja je u 2015.godini privukla samo 327 mil. \$ stranih investicija.

Neovisno o namjeni navedenih investicija, potrebno je puno više novaca da se osigura sustav transporta i trgovine plinom kakav je u zapadnoj Europi ili SAD-u. Određeni iznos novaca u te svrhe bi trebala uložiti EU, a ostatak bi trebale zahvaćene države na način da postepeno rješavaju prioritete u svrhu ostvarivanja veće sigurnosti u nabavi prirodnog plina.

Prije svega potrebno je uložiti u nova PSP i interkonektore međusobno i s državama izvan regije koje imaju više dobavnih pravaca. Kao što je prikazano u tablici 2 regija troši nedovoljno prirodnog plina da bi opravdala gradnju svih spomenutih plinovoda. Ipak, u regiji JI Europe prirodni plin nije glavni primarni izvor energije te se zato otvara veliki prostor za rast.

Obzirom na već izgrađenu infrastrukturu i rute novih dobavnih pravaca, kao središte potencijalnog novog plinskog čvorišta u JI Europi nameće se Bugarska. Bugarska ima vlastitu proizvodnju, podzemna skladišta plina, kroz nju prolazi postojeći dobavni pravac iz Rusije, a kroz nju bi trebao prolaziti Turski tok „Eastring“, te je u mogućnosti zbog neposredne blizine spojiti se na TAP i primiti LNG koji stiže u Grčku.

6. Zaključak

U radu je prikazano stanje plinskog sektora u regiji kao i novi plinski projekti koji bi mogli biti aktivni u bliskoj budućnosti. Podaci pokazuju kako regija ima velikog potencijala da postane razvijeno plinsko tržište, međutim ovog trena, maleni dio tog potencijala je ostvaren.

Razvitak plinskog sektora u budućnosti ovisi će o:

1. Investicijama
 - Veličina tržišta u regiji
 - Propisi i regulacije u državama regije
 - O političkoj situaciji
 - Cijenama energenata
2. Utjecaju stranih sila
 - SAD
 - Rusija
 - EU
3. Energetskim strategijama zemalja u regiji

7. Popis literature

1. <https://data.worldbank.org/data-catalog/GDP-ranking-tables>[4.svibnja.2017.]
2. Kovačević, A(2017) *Towards a Balkan gas hub:the interplay between pipeline gas,LNG and renewable energy in South East Europe*,Oxford,Oxford Institute for Energy Studies,15-19,30-32,38 str
3. IENE,*South East Europe Energy Outlook 2015-2016*,2015
4. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_price_statistics[19.travnja 2017]
5. Gerner,F(2014),*The Future of Natural Gas Market in Southeast Europe*,Washington,The World Bank,16-19,24-26,56-58,95-96,102-120,135-140 str
6. Sutlović,I,Energetika,predavanja,FKIT,Zagreb,,49-58 str
7. <https://www.iea.org/statistics/topics/naturalgas/> [6.lipnja 2017]
8. Giamouridis A i Paleo Y,(2011) *Security of Gas Supply in South Eastern Europe:Potential Contribution of Planned Pipelines,LNG and Storage*, Oxford,Oxford Institute for Energy Studies,13-15,52-84 str
9. <https://www.entsog.eu/maps/transmission-capacity-map> [7 .travnja 2017]
10. Institute for Energy for South East Europe(2014).*The Outlook for a Natural Gas Trading Hub in SE Europe*.Atena,IENE,21,125-136,143-178 str
11. <http://www.gasconnect.at/en/Unser-Netz/Verdichterstationen/Baumgarten> [6.srpnja 2017]
12. <http://ec.europa.eu/energy/en/news/stress-tests-cooperation-key-coping-potential-gas-disruption> [7 travnja 2017]
13. <http://www.gazpromexport.ru/en/statistics/> [6.svibnja 2017]
14. <http://www.offshoreenergytoday.com/report-gazprom-starts-work-on-second-string-of-turkstream/> [6.svibnja 2017]
15. <http://turkstream.info/> [6.wvibnja 2017]
16. http://http://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/pipelines/SCP.html
[urkstream.info/](http://turkstream.info/) [6.svibnja 2017]
17. <http://www.tanap.com> [6. Svibnja 2017]
18. <https://www.tap-ag.com/> [7.svibnja 2017]
19. <http://www.total-croatia-news.com/item/13806-ministers-sign-memorandum-of-understanding-on-the-ionian-adriatic-gas-pipeline> [7.svibnja 2017]
20. <http://www.eastring.eu/> [20.svibnja 2017]
21. <http://www.igi-poseidon.com/en/eastmed> [20 .svibnja 2017]
22. European Commision:*Balkan Gas Hub Concept and it's role in the EU's Nnternal Energy Market*,Vama,2015 dostupno na <http://www.europeangashub.com/reports-presentations/balkan-gas-hub-concept.html> [12.srpnja 2017]
23. <http://data.worldbank.org/indicator/BX.KLT.DINV.CD.WD>) [20.svibnja 2017]

8. Životopis

Ime : Kristian Nikolić

[REDACTED]

[REDACTED]

Obrazovanje:

2009.-2013. Opća gimnazija Pula

2013.-2017.-Fakultet kemijskog inženjerstva i tehnologija; smjer: Ekoinženjerstvo

2017.-praksa u HEP-ovom kemijsko tehnološkom laboratoriju

Strani jezici

1. Engleski jezik
2. Talijanski jezik

Programi

1. Microsoft Office (Word, Excel, Powerpoint)
2. Matlab
3. Wolfram Mathematica
4. Scientist