

Plan razvoja plinskog transportnog sustava u okviru buduće Strategije energetske razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050.

Network development plan of the gas transmission system within the Energy Development Strategy of the Republic of Croatia in 2030 with a view to 2050 development framework

Florijana Đedović, mag. oec.
Plinacro d.o.o., Zagreb
florijana.djedovic@plinacro.hr

Marijan Svjetličić dipl. ing.
Plinacro d.o.o., Zagreb
marijan.svjetlicic@plinacro.hr

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



Ključne riječi: prirodni plin, plinski transportni sustav, plan razvoja

Key words: natural gas, gas transmission system, development plan

Sažetak

Nova Strategija energetske razvoja ukazuje na očekivane smjernice razvoja energetske sektora do 2030. s pogledom na 2050. Promjene se očekuju na razini daljnjeg razvoja pravnog okvira, organizacije sektora, poslovanja tvrtki, upravljanja sustavima, primjeni novih tehnologija, izgradnji nove infrastrukture i jačanju položaja kupaca korisnika energije. Uvažavajući smjernice iz zajedničke energetske i okolišne politike EU osnovni uzrok očekivanih promjena je potreba smanjenja emisije stakleničkih plinova iz energetske sektora, kao dio napora u

usporavanju globalnih klimatskih promjena i očekivanoj općenitoj prilagodbi društva i gospodarstva. Člankom će se opisati i analizirati osnovni učinci navedenih promjena na razvoj tržišta plina i analizirati izazovi koje očekivani razvoj stavlja pred plinski transportni sustav. Posebno će se analizirati strateške smjernice razvoja plinskog transportnog sustava:

- povećanje diversifikacije opskrbe plinom izgradnjom terminala za UPP odnosno razvojem projekata za dobavu plina iz Kaspijske regije ili istočnog Mediterana
- razvoj svih projekata koji mogu povećati transport plina preko hrvatskog transportnog plinskog sustava i učinkovitost samog transportnog plinskog sustava Republike Hrvatske
- osiguranje sigurnosti opskrbe plinom sukladno kriteriju N-1

te kako se navedene smjernice razmatraju u Planu razvoja plinskog transportnog sustava koji je u izradi.

Abstract

The new Energy Development Strategy points to expected energy sector development directions by 2030 with a view to 2050. Changes are expected at the level of further development of the legal framework, sector organization, business operations, systems management, new technology implementation, new infrastructure building and in expecting strengthening the position of customers/energy users. Bearing in mind the common EU energy and environmental policy guidelines, the underlying cause of the expected changes is the need to reduce greenhouse gas emissions from the energy sector as part of the effort to slow down global climate change and expected general adjustment of the society and the economy. The article describes and analyses basic effect of the mentioned changes to the gas market development and analyses challenges that the anticipated development poses to the gas transmission system. The strategic guidelines of the development of the gas transmission will be analysed in particular:

- increasing the diversification of gas supply by the construction of the LNG terminal, that is, by the development of projects of gas supply from the Caspian region or the Eastern Mediterranean;
- development of all projects that can increase gas transport through the Croatian gas transmission system and the efficiency of the Croatian gas transmission system;
- providing security of gas supply in compliance with the N-1 criterion;

and how the above guidelines are considered in the Plan of Development of the Transmission System that is in progress.

1. Uvod

Konfiguracija, kapacitet, režim rada i druge značajke plinovodnog sustava do početka provedbe „Planova razvoja plinskog transportnog sustava“ određivane su i razvijane u funkciji:

1. prihvata proizvodnje plina s plinskih i naftnih polja INA-e;
2. prihvata plina iz uvoza preko Slovačke, Austrije i Slovenije;
3. transporta i isporuke prirodnog plina do distributivnih centara s razvijenom širokom potrošnjom;
4. transporta prirodnog plina izravnim industrijskim potrošačima;

5. korištenja podzemnog skladišta plina u Okolima (koje je bio u sastavu u funkciji uravnoteženja proizvodnje plina).

Plinski sustav se razvijao usporedno s proizvodnjom domaćeg prirodnog plina i uz plinovode koji su povezivali proizvodna polja s potrošačkim centrima, a kasnije i uz pravac dobave prirodnog plina iz inozemstva i podzemnog skladišta plina u Okolima.

Od 2002. Plinacro razvija plinski transportni sustav RH na temelju Planova razvoja plinskog transportnog sustava koje u prvim godinama odobrava Vlada RH, a kasnije regulatorna agencija. Planovi se izrađuju na temelju odrednica energetskeg razvitka iz Strategije energetskeg razvitka, a osnovne smjernice za planiranje sustava su osiguranje:

- Pouzdane i sigurne dobave prirodnog plina;
- Dobave prirodnog plina u najveći dio Republike Hrvatske;
- Dugoročnog povećanja potrošnje prirodnog plina;
- Diversifikacije dobave prirodnog plina;
- Povezivanje hrvatskog plinovodnog sustava s plinovodnim sustavima.

Izgradnjom plinovodnog sustava Like i Dalmacije u 2013. završen je drugi razvojno investicijski ciklus kojim je postignut relativno visok stupanj dostupnosti plina u Hrvatskoj. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske danas se sastoji od 2693 km visokotlačnih plinovoda (od toga 952 km radnog tlaka 75 bar) s 2 interkonekcijske mjerne stanice na spojevima s transportnim sustavima Republike Slovenije i Republike Mađarske, 6 ulaznih mjernih stanica na spojevima s postrojenjima za proizvodnju prirodnog plina, 1 ulazno-izlazna mjerna stanica na spoju s podzemnim skladištem plina Okoli i 157 izlaznih MRS na kojima je priključeno 36 distribucijskih sustava i 19 krajnjih kupaca plina. Sustav je dosegao značajnu razinu razvijenosti, kako prema kapacitetima i prema rasprostranjenosti na gotovo 95% teritorija Hrvatske te također i u tehnološkoj pouzdanosti i operativnoj sigurnosti.

Izgradnjom interkonekcije prema Mađarskoj ostvareni su preduvjeti za nesmetanu opskrbu svih potrošača plina u Hrvatskoj i u periodima najviše vršne potrošnje. Do izgradnje navedene interkonekcije kod najviših vršnih opterećenja bilo je nužno obustaviti rad tvornice umjetnih gnojiva, dok su termoelektrane prekidale potrošnju plina i koristila zamjenska skuplja i ekološki neprihvatljivija goriva.

Međunarodne obveze po pitanju smanjenja emisija CO₂, okolnosti dobave prirodnog plina u Europu,

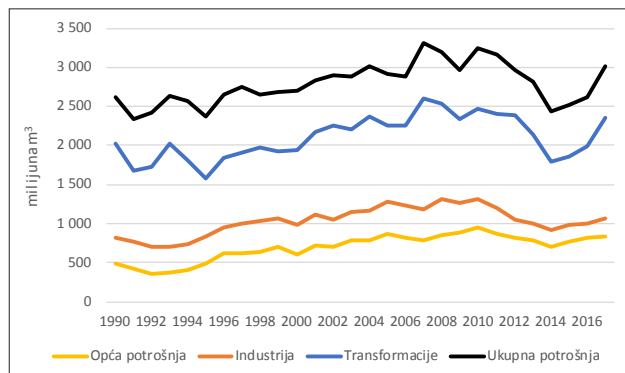
obveze operatera plinskog transportnog sustava po pitanju uredbi EU i smanjenje domaće proizvodnje prirodnog plina utječu kako na smjernice budućeg energetskeg razvitka Republike Hrvatske pa tako i plinskog transportnog sustava.

2. Potrošnja energije i prirodnog plina

Potrošnja prirodnog plina i vlastita opskrbljenost osnovni su pokretači razvoja plinskog transportnog sustava. Potrošnja prirodnog plina uobičajeno je uvjetovana dinamikom razvoja gospodarstva, gdje povećanje gospodarskog razvitka uvjetuje i povećanje potrošnje energije pa i plina u svim sektorima potrošnje. Potrošnja prirodnog plina u općoj potrošnji bilježi porast do krize iz 2009./2010. kada potrošnja s maksimalnih 950 mil. m³ postupno pada do 2014. Iza 2014. godine potrošnja plina se postupno oporavlja. Učinak krize je bio veći u industrijskom sektoru gdje se neposredna potrošnja smanjila s maksimalnih 448 mil. m³ iz 2008. na 197 mil. m³ plina u 2016.

Sličan učinak krize je zamjetan u ukupnoj potrošnji električne energije koja posredno utječe na potrošnju plina u energetske transformacijama. Na negativne trendove u potrošnji prirodnog plina u sektoru energetske transformacije utjecao je nepovoljan odnos cijene električne energije i prirodnog plina, što smanjuje proizvodnju električne energije u domaćim plinskim elektranama i povećava uvoz, te za proizvodnju električne energije povoljne hidrološke godine. Kod povoljnih hidroloških godina povećava se proizvodnja hidroelektrana, a smanjuje proizvodnje termoelektrana. Primjerice u 2014. kada je zabilježeno značajno smanjenje potrošnje plina u termoelektranama ukupna proizvodnja hidroelektrana je iznosila 9,1 TWh, dok je u 2017. kada je primjetan porast potrošnje plina proizvodnja hidroelektrana iznosila 5,5 TWh. Od 2007. do druge polovice 2016. odnos cijene plina i električne energije je bio manji od 3 što predstavlja graničnu vrijednost isplativosti proizvodnje električne energije u kogeneracijskim postrojenjima iz plina, dok se iza druge polovice taj odnos mijenja te je odnos veći od 3. U takvim okolnostima može biti isplativo proizvoditi električna energija i u domaćim plinskim elektranama i smanjiti uvoz.

Vlastita opskrbljenost prirodnim plinom, odnosno udio domaće proizvodnje u ukupnoj potrošnji plina zbog smanjenja volumena domaće proizvodnje



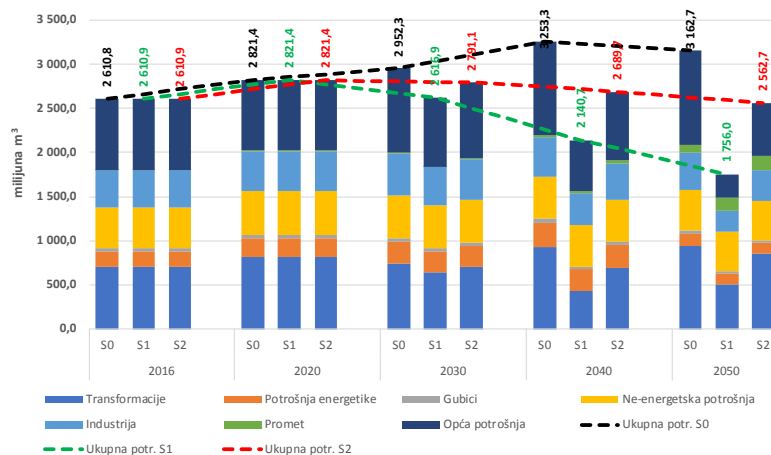
Slika 1. Potrošnja prirodnog plina u RH 1990.–2017.

značajno pada. Vlastita opskrbljenost se od 2011. kada je iznosila 70% smanjila na 43% u 2017.

Buduća potrošnja energije i njezina struktura bit će uvjetovana odrednicama razvoja energetskeg sektora. Energetska politika i strategija Republike Hrvatske određena je ciljevima EU u pogledu smanjenja emisije stakleničkih plinova, povećanja udjela obnovljivih izvora energije, energetske učinkovitosti, sigurnosti i kvalitete opskrbe te razvoja unutarnjeg energetskeg tržišta EU, kao i raspoloživim resursima, energetskeg infrastrukturi te konkurentnošću gospodarstva i energetskeg sektora.

Osim zadanih ciljeva EU koji ponajprije definiraju stope smanjenja emisije CO₂ te posljedično i strukturu energenata, na promjenu korisne energetske potrošnje primarno utječu projekcije broja stanovnika i projekcija BDP i njegove strukture. Vodeći se prvenstveno potrebom smanjenja emisije stakleničkih plinova iz energetskeg sektora, a pritom uvažavajući glavne smjernice koje se odnose na sigurnost opskrbe, povećanje domaće proizvodnje iz potencijala kojima Republika Hrvatska raspolaže s naglaskom na korištenje obnovljivih izvora energije (OIE), smanjenje gubitaka energije, povećanje energetske učinkovitosti i smanjenje ovisnosti o fosilnim gorivima, razmatrana su tri scenarija koji se međusobno razlikuju u dosegima smanjenja emisija CO₂:

- Referentni scenarij (S0) – Scenarij razvoja uz primjenu postojećih mjera i smanjenje emisije CO₂ na 33% u 2030 i 50% do 2050.;
- Scenarij 1 (S1) – Scenarij ubrzane energetske tranzicije i smanjenje emisije CO₂ na 40% u 2030 i 75% do 2050.;
- Scenarij 2 (S2) – Scenarij umjerene energetske tranzicije i smanjenje emisije CO₂ na 35% u 2030 i 65% do 2050.



Slika 2. Ukupna potrošnja prirodnog plina u RH 2016.–2050.

Glavni pokretač niskouglične opcije je očekivani višestruki porast cijene emisijskih jedinica CO₂. Povećanjem cijena emisijskih jedinica, povećat će se cijena fosilnih goriva te će OIE postati konkurentni bez dodatnog poticanja, no oba izvora energije će imati višu cijenu. Kako bi se ukupan trošak energije kod potrošača zadržao na istoj razini ili dugoročno smanjio, nužno je provesti mjere energetske učinkovitosti i značajno smanjiti godišnju potrošnju energije stambenih i gospodarskih jedinica.

Oba trenda, povećanje udjela OIE i mjere energetske učinkovitosti imat će dugoročno negativan utjecaj na specifičnu, a potom i ukupnu potrošnju prirodnog plina.

Do 2030. utjecaj strateških odrednica na potrošnju prirodnog plina u neposrednoj potrošnji neće biti značajan. Potrošnja prirodnog plina će u S2 minimalno porasti do 1,3 milijarde, dok se u scenariju S1 očekuje stagnacija potrošnje prirodnog plina te će se potrošnja zadržati na razini iz bazne godine.

Nakon 2030. razvidan je utjecaj povećanja udjela OIE u neposrednoj potrošnji energije, kada se očekuje dramatično smanjenje potrošnje plina u scenariju S1 na 0,6 milijardi m³ (smanjenje u općoj potrošnji za oko 3 puta i industriji za skoro 2 puta). Nešto manje smanjenje, odnosno stagnacija potrošnje plina predviđena je za S2 u kojem se očekuje potrošnja od 1,1 milijarde m³, dok bi u scenariju S0 koje predstavlja današnje politike potrošnja rasla do 1,6 milijardi m³ plina.

Potrošnja prirodnog plina za energetske transformacije bi blago porasla u scenariju S2 dok bi se smanjila u scenariju S1. Međutim zbog relativno visoke neraspodivnosti OIE strategija predviđa izgradnju većeg broja plinskih elektrana koje bi osigurale energiju uravnoteženja i sigurnost opskrbe energijom. Navedeno je posebno razvidno u scenariju S1. Zbog relativno visoke neraspodivnosti i varijabilnosti proizvodnje prvenstveno

vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana tijekom godine, a i utjecaja hidrologije na godišnju proizvodnost hidroelektrana za povećanje proizvodnje električne energije od 60% od bazne do zadnje promatrane 2050. potrebno izgraditi 280% više proizvodnih kapaciteta.

U svim scenarijima je predviđeno da potrošnja plina za ne-energetska potrošnja ostane na razini oko potrošnje iz bazne godine, te se uz blagi porast potrošnje plina u prometu iza 2030., u scenariju S2 očekuje dugoročno smanjenje potrošnje plina na potrošnju iz bazne godine (uz manje povećanje do 2030.) dok se u scenariju S1 očekuje smanjenje potrošnje plina iza 2030. godine do razine od 1,8 milijardi m³ prirodnog plina.

Nakon 2040. radi ostvarenje ambicioznih ciljeva postavljenih Pariškim sporazumom prema obnovljivim izvorima energije, može se očekivati značajnija proizvodnja i uključivanje u transportni sustav dekarboniziranih plinova kao što je biometan i vodik.

U svrhu izrade Desetogodišnjeg plana razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2020. – 2029., Plinacro je proveo analizu podataka o očekivanom porastu potrošnje i promjenama proizvodnje plina koje prikuplja od korisnika sukladno obvezama iz Zakona o tržištu prirodnog plina.

Rast potrošnje plina na godišnjoj razini u planском razdoblju 2020. – 2029. bit će uvjetovan postupnim rastom potrošnje u segmentu kupaca na distribucijskim sustavima i krajnjih kupaca. Na distribucijskim sustavima očekuje se rast potrošnje po prosječnoj godišnjoj stopi od 1%, a rast potrošnje krajnjih kupaca na transportnom sustavu po prosječnoj godišnjoj stopi od 2%.

U prvom dijelu sljedećeg desetljeća očekuje se porast potrošnje plina za energetske transformacije po stopi od 2% godišnje, dok se u drugom dijelu razdoblja očekuje smanjenje po stopi od 2% godišnje.

Potrošnja Petrokemije d.d., trenutno najvećeg kupca plina priključenog izravno na transportni sustav, u sljedećem je desetogodišnjem razdoblju konstantna.

Na ukupnoj će razini potrošnja plina rasti stopom od oko 0,8% godišnje što odgovara projekcijama potrošnje scenarija S2 iz Strategije.

3. Proizvodnja prirodnog plina, potrebe za uvozom i vršna potrošnja

Vlastita opskrbljenost prirodnim plinom pada te je u 2017. iznosila 43%. Bilančne rezerve plina u stalnom su padu od 2007. godine, a u 2017. godini bile su na razini od svega 25% rezervi zabilježenih 2007. godine. Očekuje se daljnje smanjenje proizvodnje prirodnog plina do 2020., nakon čega je pretpostavljeno povećanje proizvodnje kao rezultat eksploatacije novih plinskih polja. Rast proizvodnje plina očekuje se do 2035. nakon čega bi uslijedilo smanjenje proizvodnje.

Uz predviđene projekcije potrošnje plina iza 2020. biti će potrebno uvesti između 1,3 do 2,5 milijardi m³ plina godišnje ovisno o scenariju i dinamici ponovnog porasta domaće proizvodnje.

Premda se u scenariju S2 očekuje stagnacija potrošnje prirodnog plina, a u scenariju S1 i njegovo značajno smanjenje, utjecaj smanjenja potrošnje uvjetovan mjerama energetske učinkovitosti ili smanjenog broja radnih sati plinskih elektrana neće imati podjednak utjecaj na smanjenje vršne potrošnje prirodnog plina.

Zbog pojačanih mjera energetske učinkovitosti očekuje se značajno smanjenje potrošnje plina pojedine stambene jedinice, no to smanjenje neće se u istoj mjeri odraziti na smanjenje vršnog opterećenja. Zbog pojačanih mjera energetske učinkovitosti očekuje se smanjenje trajanja grijanja, odnosno smanjit će se potreba za grijanjem u takozvanom prijelaznom periodu (listopad, studeni, dio veljače, ožujak i travanj), dok se potrošnja plina u vršnim mjesecima neće u tolikoj mjeri smanjiti. Premda se očekuje da će potrošnja u vršnim mjesecima ipak biti nešto niža, sezonska karakteristika potrošnje plina bit će izraženija.

Isto tako se u pojedinim scenarijima zbog smanjenog prosječnog broja sati rada termoelektrana očekuje smanjenje potrošnje plina za proizvodnju električne energije, no zbog povećanja ukupne instalirane snage plinskih elektrana bit će potrebno osigurati dodatni vršni kapacitet sukladno očekivanom porastu instalirane snage elektrana.

Osim za sigurnu opskrbu prirodnim plinom pouzdan izračun vršene potrošnje nužan je za ostvarivanje obveza vezanih za sigurnost opskrbe plinom koje je pred države članice EU postavila Europska komisija sukladni Uredbe (EU) 2017/1938 Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2017. o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom. Naime, veliki poremećaji u opskrbi plinom mogu ozbiljno naštetiti gospodarstvu EU i njezinih država članica, pa tako i Republike Hrvatske i gravitirajuće regije. Sigurnost opskrbe zadovoljena je kad je $N-1 \geq 100\%$. U 2018. godini N-1 indikator sigurnosti opskrbe za Republiku Hrvatsku iznosio je 73%, što ukazuje na potrebu za novim dobavnim pravcima.

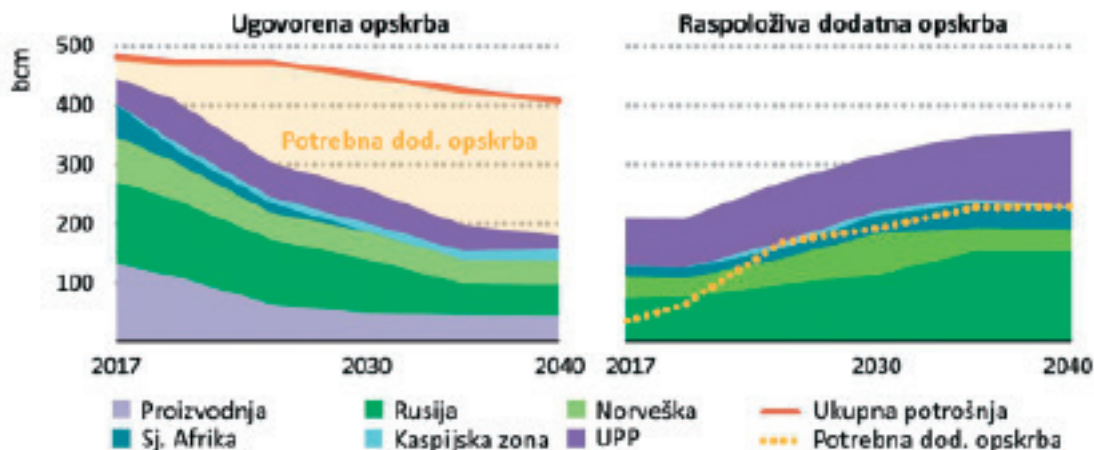
4. Prirodni plin i razvoj plinskog transportnog sustava u Europi i regiji

Za razliku od izrazitog i kontinuiranog rasta svjetske energetske potrošnje, u zemljama Europe ukupna energetska potrošnja u posljednjih deset godina lagano opada te se taj trend očekuje do 2040. s prosječnom stopom od -0,6% godišnje (IEA World Energy Outlook 2018, New Policies Scenario). Stope smanjenja potrošnje prirodnog plina bit će nešto niže od smanjenja ukupne potrošnje energije, te se predviđa da će one iznositi niskih -0,1% na razini Europe, odnosno nešto viših -0,7% na razini EU. Na razini Europe očekuje se smanjenje potrošnje plina s oko 613 milijardi m³ iz 2017. na 592 milijardi m³ u 2040., odnosno s 482 milijarde m³ na 408 milijardi m³ na razini EU.

Plin se u Europu plinovodima dostavlja iz Rusije, Norveške te manjim dijelom iz Afrike. U istočnu i središnju Europu plin se dostavlja plinovodom Sjeverni tok (Nord Stream) koji povezuje Rusiju i Njemačku, sustavom Yamal-Europe koji Rusiju i istočnu i središnju Europu povezuje preko Bjelorusije i Poljske, dok se preko sjeverne Ukrajine s Rusijom povezuju Slovačka, Mađarska i Poljska, a preko južne Ukrajine Rumunjska, Bugarska, Grčka i Turska sustavom Trans-Balkan plinovoda.

U 2018. Rusija je i dalje najveći dobavljač plina u EU, s udjelom od 43%, a slijede je Norveška (33%), Alžir (9%) i Libija (1%). UPP je osigurao 14% uvoza prirodnog plina u EU. Udio uvoznih pravaca pokazao je samo neznatne promjene u odnosu na 2017. godinu. U 2018. godini uvoz plina iz Rusije i Alžira porastao je za 1%, dok je uvoz iz Norveške pao za 2%, a iz Libije za više od 4%.

Slika 3. EU potrebe i raspoloživa dobava plina (izvor: IEA World Energy Outlook 2018)



Europska opskrba plinom bit će podijeljena između ugovorene opskrbe i dijela za koje će se moći izabrati nova opskrba. Ugovorene količine uključuju domaću proizvodnju i minimalne dugoročno ugovorene uvozne količine (plin iz plinovoda i UPP terminala) te opskrba iz ovih izvora u predviđenim količinama u najvećoj mjeri ne ovisi o promjenama cijene plina. Kao što je prikazano na lijevoj strani u slike 7, velika većina plina potrošenog u Europi u 2017. godini pripada ugovorenoj opskrbi. Međutim, s vremenom, kako dugoročni ugovori ističu, a domaća proizvodnja opada, Europa zahtijeva dodatnu opskrbu plinom koja je ili neugovorna ili iznad „uzmi ili plati“ (take-or-pay) razine.

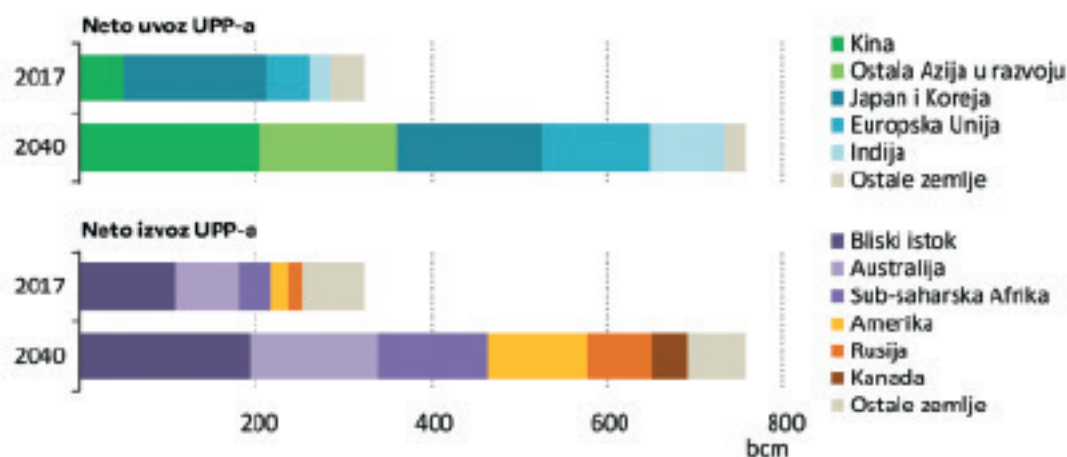
IEA predviđa da će se dodatna potreba za uvozom uglavnom moći zadovoljiti kombinacijom UPP-a i plinovoda iz Rusije. Ostali uvozni plinovodni izvori vjerojatno neće moći ponuditi mnogo dodatne opskrbe. Norveška isporuka plina u Europu obično radi punim kapacitetom i izgleda da će ostati relativno stabilna do ranih 2030-ih, nakon čega pad proizvodnje u Sjevernom moru smanjuje količine dostupne za izvoz. U Sjevernoj Africi visoka razina rasta potrošnje i geopolitička nestabilnost dovode u pitanje njihov

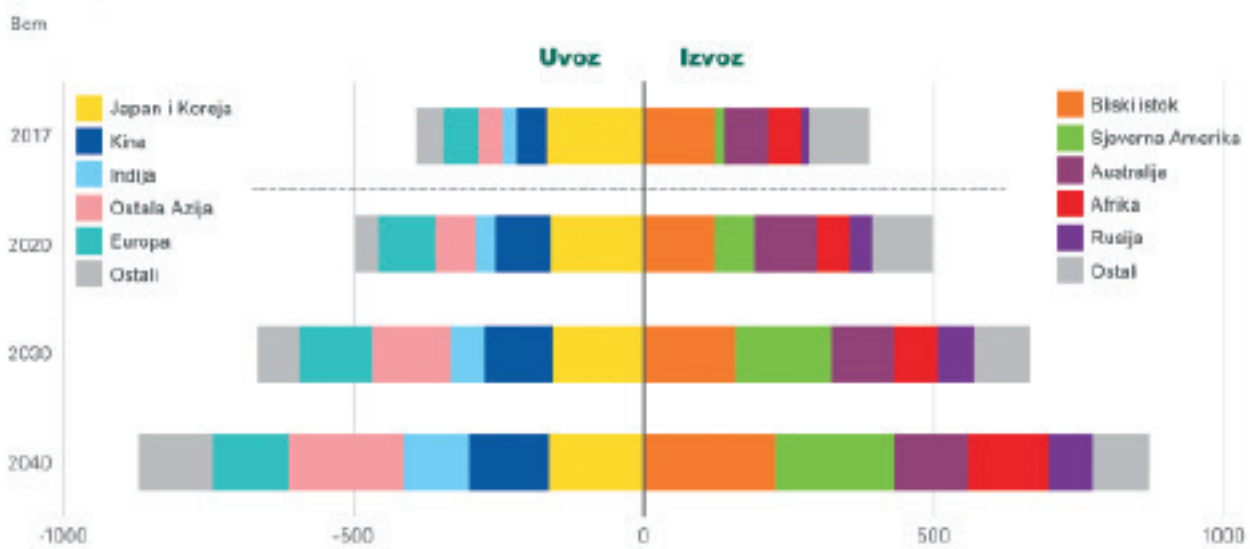
budući izvozni potencijal. Iako strateški važan, Južni plinski koridor prema IEA dodaje samo skromne količine europskoj ukupnoj uvoznoj potrebi. Potencijalne mogućnosti za jačanje tog koridora prema IEA još nisu dovoljno napredne da bi se ovdje uključile. Iz istog razloga u analize IEA nisu uključeni ni potencijali Istočnog Mediterana.

Zbog sveukupno iskazanih novih potreba EU se usmjerava prema novim dobavnim pravcima i projektima razvoja plinovodnih sustava kao i novim terminalima za UPP.

Uzimajući u obzir političku nestabilnost u Ukrajini i dotrajalost transportnog sustava, najveće zemlje potrošači plina u Europi, premda deklarativno žele smanjiti ovisnost o ruskom plinu, nastoje osigurati stabilnost opskrbe izgradnjom plinovoda Nord Stream 2. Do sada je položeno 1855 kilometara plinovoda u Baltičkom moru u ruskim, finskim, švedskim i njemačkim vodama što je oko 75 posto ukupne duljine dvostrukog cjevovoda te se nastavljaju aktivnosti na izgradnji preostale četvrtine projekta. Isto tako, Rusija nakon odustajanja od plinovoda South Stream završava izgradnju plinovoda TurkStream koji će kao i planirani

Slika 4. Neto trgovina UPP-om po regijama (izvor: IEA World Energy Outlook 2018)





Slika 5. Uvoz i izvoz UPP-a po regijama (izvor: BP Energy Outlook 2019 edition)

South Stream preko Crnog mora, no sada preko Turske na Balkan dostavljati ruski plin.

Izgradnjom ova dva plinovoda Rusija i zemlje korisnici raspolagat će s kapacitetom kojim će se moći supstituirati, odnosno zaobići ukrajinski dobavni pravac.

Također, važnu ulogu u osiguranju budućih potreba za plinom u svijetu i EU imat će UPP. Procjenjuje se da će se udio UPP-a u globalnoj trgovini plinom više nego udvostručiti i povećati s današnjih 42% na gotovo 60% do 2040. Iste trendove slijedit će i Europska unija gdje će se uvoz UPP-a također više nego udvostručiti.

Danas oko 60% UPP-a dolazi iz Katara i Australije, dok se u budućnosti očekuje značajnija diversifikacija

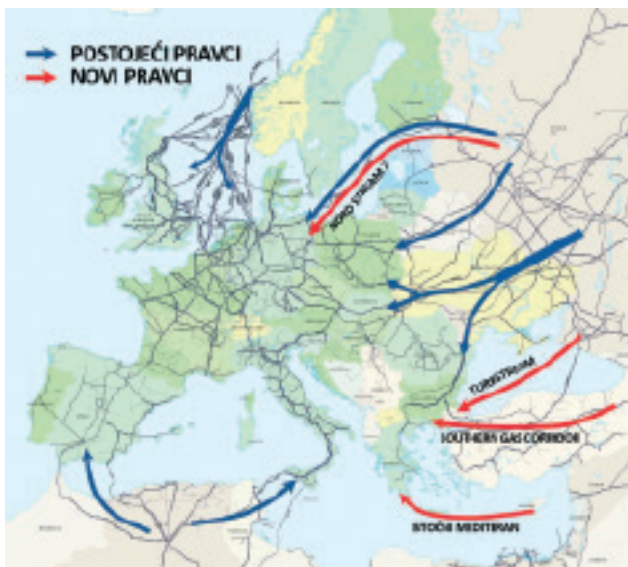
izvora UPP-a. Tijekom razdoblja predviđanja, prvo Sjedinjene Države, a zatim i supsaharska Afrika dodaju oko 90 milijardi m³ izvoza, a Rusija povećava izvoz UPP-a za 60 milijardi m³. Očekuje se da će ove tri regije zajednički zauzeti veće udjele u globalnom izvozu UPP-a, udvostručujući svoj udio s današnjih 23% na više od 40% do 2040. godine.

Stoga planirani terminal za ukapljeni prirodni plin na otoku Krku predstavlja važan projekt s ciljem osiguranja sigurnosti opskrbe plinom i diversifikacije dobavnih pravaca jugoistočne i srednje Europe koja je u ovom trenutku izuzetno ovisna o uvozu plina iz Ruske Federacije.

Razvoj projekata u regiji temelji se primarno na razvoju interkonekcija koje bi plin iz na slici prikazanih koridora, terminala za UPP ili domaće proizvodnje doveli do većih tržišta ili područja koja još nisu opskrbljena plinom.

Od navedenih projekata najvažniji su Trans Adriatic Pipeline koji je u završnoj fazi izgradnje te se očekuje da će slijedećoj godini dopremiti prve količine plina iz Južnog plinskog koridora prema Europi.

U visokom stupnju pripreme je i projekt koji bi trasom Južnog toka (South Stream) trebao dopremiti plin iz Turskog toka od Turske preko Bugarske i Srbije do Mađarske. Projekt u Bugarskoj se službeno naziva Proširenje plinovodne mreže Bulgartransgaza na dionici od bugarsko-turske do bugarsko-srpske granice te su u tijeku natječaji za izgradnju plinovoda. Prema dostupnim podacima zakupljen je cjelokupni nuđeni kapacitet, koji na ulazu u Bugarsku iznosi 510,688.800 kWh/d (oko 19 milijardi m³/godišnje), a na ulazu



Slika 6. Postojeći i planirani europski koridori opskrbe plinom



Slika 7. Razvoj dobavnih pravaca u Jugoistočnoj Europi

u Srbiju 318,070.000 kWh/d (oko 12 milijardi m³/ godišnje) u plinskoj godini 2021./2022.

U Srbiji projekt provodi Gastrans (tvrtka u vlasništvu South Stream Srbija) te se naziva Novi interkonektor. Projekt se provodi sukladno pravilima EU te je nakon konzultacija s Energetskom zajednicom projektu dodijeljeno izuzeće od pravila pristupa treće strane, primjene reguliranih cijena/tarifa i vlasničkog razdvajanja. Novi interkonektor će se s bugarskim transportnim sustavom spojiti na ulaznoj točki Kirevo/Zaječar (ukupni kapacitet 13,87 milijardi m³), a s Mađarskom na izlaznoj tački Horgoš/Kiškundorožma (ukupni kapacitet 9,5 milijardi m³) te će imati tri izlaza prema transportnom sustavu u Srbiji: Paraćin, Pančevo i Gospođinci (ukupni kapacitet 4,37 milijardi m³).

Premda je Republika Hrvatska jedna od rijetkih država u regiji koja nema dugoročni ugovor s Rusijom o opskrbi plinom (dugogodišnji ugovor PPD-a i Gazproma za opskrbu plinom nije sklopljen uz sudjelovanje Vlade), te ima relativno dobro razvijeno veleprodajno tržište plina, skoro cjelokupni uvoz plina dolazi iz Rusije. Hrvatska se nalazi na kraju transportnog lanca iz Rusije. Svi veći koridori za dobavu plina prema većim tržištima u Europi zaobilaze Hrvatsku, te će se bez izgradnje novih dobavnih izvora i interkonekcija kupci u Hrvatskoj naći na kraju dobavnih koridora, te se posljedično može očekivati da će nabavna cijena plina u hrvatskoj biti veća.

Plinski transportni sustav Republike Hrvatske u ovom trenutku nema izravnu vezu s planiranim projektima u okruženju, no interkonekcija hrvatskog i mađarskog sustava Slobodnica – Donji Miholjac – Dravaszerdahely – Varosföld koja je izgrađena, između

ostalog, i u svrhu povezivanja, omogućuje direktnu opskrbu plinom iz odvojka Turskog toka ili BRUA.

No, uključivanje u projekt TAP (Trans Adriatic Pipeline) putem projekta IAP (Jonsko-jadranski plinovod) i odluka o izgradnji terminala za ukapljeni plin na otoku Krku usmjerava razvoj plinskog transportnog sustava u Hrvatskoj na stvaranje daljnjih kapaciteta koji će osigurati mogućnost dobave prirodnog plina za Republiku Hrvatsku i zemlje u okruženju iz kaspijskih, srednjoistočnih i istočnomediteranskih izvora, te aktivno sudjelovanje na globalnom tržištu UPP-a.

5. Razvoj plinskog transportnog sustava u RH

Uvažavajući u prethodnim poglavljima opisane trendove vezane za potrošnju prirodnog plina, očekivane promjene sezonske karakteristike potrošnje i vršnih opterećenja, potrebe za novim količinama plina iz uvoza, obveze prema uredbama EU te očekivani razvoj plinskog transportnog sustava u širem i bližem okruženju odrednice budućeg razvoja transportnog plinskog sustava Republike Hrvatske uvjetovane su:

- obvezama o sigurnosti opskrbe i prema infrastrukturnom standardu (N-1 kriterij) sukladno Uredbi (EU) 2017/1938 o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom (SOS uredba);
- nužnom diversifikacijom opskrbe i povećanjem učinkovitosti transportnog sustava;
- povećanjem unutarnje sigurnosti transportnog sustava;
- omogućavanjem transporta plina prema susjednim zemljama.

Obveze o sigurnosti opskrbe i infrastrukturnom standardu

U ovom trenutku postojanje značajne domaće proizvodnje prirodnog plina, podzemnog skladišta PSP Okoli i dviju interkonekcija, koje omogućavaju uvoz značajnih količina prirodnog plina, osigurava visoku razinu sigurnosti opskrbe hrvatskog tržišta. Međutim kriterij N-1 nije ispunjen te je on u 2018. godini iznosio 73%. Očekivanim padom domaće proizvodnje u sljedećem desetogodišnjem razdoblju, a da se ipak očekuje rast potrošnje prema stanje sigurnosti opskrbe kriteriju N-1 i dalje bi se pogoršavalo.

Strateški projekti kojima se zadovoljava obveza prema infrastrukturnom standardu su projekti koji povećavaju kapacitete na ulazu u transportni sustava a mogu biti: UPP terminal na otoku Krku,

Jonsko-jadranski plinovod, sustav plinovoda Lučko-Sotla na interkonekciji sa Slovenijom i Slobodnica-Sotin prema Srbiji.

Transportni plinski sustav za diversifikaciju opskrbe i povećanjem učinkovitosti transportnog sustava

Skoro cjelokupni uvoz plina u Hrvatsku dolazi iz Rusije, a Hrvatska se nalazi na kraju tog transportnog lanca pa je sukladno tome cijena plina relativno visoka. Isto tako plinski sustav služi samo za opskrbu domaćih kupaca plinom. Izgradnja UPP terminala osim što će povećati diversifikaciju opskrbe plinom stvorit će preduvjete za transport plina prema trećim zemljama, te posredno povećanje učinkovitosti plinskog transportnog sustava i smanjenje prosječne transportne tarife. Isti učinak postići će se izgradnjom IAP-a.

Stoga je strateški imperativ povećati aktivnosti na jačanju diversifikacije opskrbe plinom daljnjim razvojem projekata za dobavu plina putem UPP-a, iz Kaspijske regije ili istočnog Mediterana. Isto tako potrebno je aktivnije razvijati sve projekte koji mogu povećati transport plina preko hrvatskog transportnog plinskog sustava te posljedično povećati i učinkovitost samog transportnog plinskog sustava RH.

Strateški projekti kojima se povećava diversifikacija opskrbe i učinkovitost transportnog sustava su plinovodni sustav za evakuaciju plina iz terminala za UPP prema Mađarskoj, Jonsko-jadranski plinovod, sustav plinovoda Lučko-Sotla za transport plina prema Sloveniji i Slobodnica-Sotin za transport plina prema Srbiji te potencijalno dobavu ruskog plina iz TurkStreama iz Srbije.

Sustav za skladištenje, uplinjavanje i transport rasplinutog UPP-a korisnicima

Sustav za skladištenje, uplinjavanje i transport rasplinutog UPP-a korisnicima sastoji se od tri projekta koji su u izgradnji: samog UPP terminala, plinovoda Zlobin-Omišalj koji spaja terminal s postojećim planskim sustavom i kompresorske stanice kod Velike Ludine koja između ostalog omogućuje transport plina do granice s Mađarskom kapacitetom do 200.000 m³/h.

Konačna investicijska odluka o realizaciji projekta plutajućeg terminala za ukapljeni prirodni plin na otoku Krku, donesena je početkom 2019. godine. Ukupna investicija za izgradnju terminala iznosi oko 233 mil. EUR. Nabava plutajuće jedinice za prihvata, skladištenje i uplinjavanje (FSRU brod Golar Viking) iznosi 159,6 mil. EUR dok je za zemljište i izradu pristana potrebno izdvojiti 74. mil. EUR. FSRU Golar Viking je UPP tanker kapaciteta 140.000 m³, te se dograđuje sustavima za uplinjavanje UPP-a tehničkog kapaciteta 300.000 m³/h (2,6 milijardi m³/godinu).

U tijeku je izgradnja pristana i radovi krčenje trase priključnog plinovoda od terminala za UPP do PČ Omišalj. PČ Omišalj početna je točka plinovoda Zlobin-Omišalj (DN 800/100 bar) kojim će se terminal na plinskom čvoru PČ Zlobin spojiti na postojeći plinovod Pula-Karlovac. Ukupna duljina plinovoda iznosi 17.483 m. Duljina podmorskog dijela plinovoda iznosi 700 m s najvećom dubinom polaganja od 50 m a najviša točka kopnenog dijela plinovoda iznosi 815 m. Proveden je postupak nabave cijevi plinovoda i ostale opreme, dok je u tijeku postupak nabave građevinskih radova i radova montaže plinovoda i pripadajućih objekata.



Slika 8. Projekti u funkciji diversifikacije opskrbe i povećanja učinkovitosti transportnog sustava



Slika 9. Vizualizacija terminala za UPP na otoku Krku



Slika 10. Trasa plinovoda Zlobin-Omišalj

Završetak izgradnje terminala za UPP i plinovoda Zlobin-Omišalj predviđen je krajem 2020 ili početkom 2021.

Prva kompresorska stanica KS Velika Ludina planirana je i gradi se tako da, nevezano za realizaciju regionalnih strateških projekata, zadovolji glavne smjernice i ciljeve razvoja plinskog transportnog sustava u sljedećem desetogodišnjem razdoblju. Interkonekcija s Mađarskom (plinovod Dravaszerdahely – Donji Miholjac) izgrađena je kao dvosmjerna, također s početnom osnovnom namjenom uvoza prirodnog plina u Hrvatsku, ali i s namjerom da se u kasnijoj fazi koristi za transport prirodnog plina iz Hrvatske u Mađarsku. Izgradnjom kompresorske stanice KS Velika Ludina stvorit će se tlačni uvjeti za dvosmjerni protok na interkonekciji s Mađarskom.

Glavni ciljevi koji će se postići realizacijom projekta KS Velika Ludina su:

- ispunjavanje zahtjeva Uredbe (EU) br. 2017/1938;
- osiguranje veće fleksibilnosti upravljanja kapacitetom plinskog transportnog sustava;
- osiguranje pouzdane opskrbe plinom i povoljnijih tlačnih uvjeta isporuke plina sadašnjim i budućim krajnjim kupcima priključenim na transportni sustav;
- povećanje kapaciteta postojećeg transportnog sustava.

Uredba (EU) br. 2017/1938. propisuje obvezu prilagodbe transportnih sustava u svrhu omogućavanja fizičkog dvosmjernog protoka plina i osiguranja neprekidivog kapaciteta na interkonekcijama između država članica Europske unije. Izgradnjom ove kompresorske stanice osigurat će se stalni kapacitet i dvosmjerni protok plina na postojećoj interkonekciji hrvatskog i mađarskog transportnog sustava Slobodnica – Donji Miholjac – Dravaszerdahely – Városföld. Također, izgradnjom prve kompresorske stanice stvorit će se preduvjeti za transport plina i u druge susjedne zemlje u slučaju realizacije nekog od planiranih projekata interkonekcija između hrvatskog transportnog sustava i transportnih sustava tih zemalja.

Stanica omogućuje komprimiranje plina iz 50-barskog u 75-barski podsustav, čime će se povećati fleksibilnost upravljanja kapacitetom transportnog sustava. U slučaju poremećaja isporuke plina na nekoj od ulaznih točaka plina u 75-barski podsustav, osigurat će se opskrba plinom kupaca koji su priključeni na 75-barski podsustav. Izgradnjom će se prema potrebi omogućiti viša razinu tlaka isporuke plina postojećim i budućim krajnjim kupcima plina priključenim na transportni sustav.

Kompresorska stanica omogućit će postizanje potrebnih hidrauličkih uvjeta koji će omogućiti povećanje kapaciteta postojećeg transportnog sustava. Na taj će se način osigurati pouzdana opskrba plinom kupaca u Republici Hrvatskoj i po izgradnji terminala za UPP ili novih interkonekcija omogućiti transport značajnih količina plina za susjedne zemlje.

Radi ostvarivanja navedenih ciljeva određeni su radni parametri kompresorske stanice:

- kapacitet kompresorske stanice: 39.000 – 201.000 m³/h;
- ulazni tlak plina: 30 – 44 bar, izlazni tlak plina: 49 – 58 bar;
- potrebna snaga: 0,4 – 4,2 MW;
- kompresijski omjer: 1,17 – 1,98, maksimalna izlazna temp. plina: 69,75°C.

Kao najbolje tehničko rješenje odabran je stapni kompresor s plinskim motorom koji je najpogodniji



Slika 11. Gradilište kompresorske stanice (kolovoz 2019.)

u zahtijevanim radnim uvjetima i režimu rada (široko područje regulacije, rad s manjim kapacitetom). Konfiguracija kompresorske stanice određena je kao 2 + 1 (2 radne i jedna rezervna jedinica), uz rezervaciju prostora radi mogućnosti proširenja za dodatnu jedinicu i povećanje kapaciteta.

Interkonekcija sa Slovenijom

Na pravcu Lučko – Zabok – Rogatec nalazi se plinovod DN500/50 bar star gotovo 40 godina, kojim se 1979. godine započeo uvoziti ruski plin. Izgrađen je za jednosmjerni protok plina (iz Slovenije u Hrvatsku), a tehnički kapacitet je 48,3 GWh/dan. Rekonstrukcijom čvora Zabok omogućen je dvosmjerni protok ograničenog kapaciteta od 30.000 m³/h što je rezultat postojećih tlačnih uvjeta u 50-barskom sustavu i raspoloživosti plina kojeg je danas moguće dobiti ili iz domaćih izvora ili iz Mađarske.

Razvojem plinovodnog sustava Lučko-Zabok-Sutla omogućit će se transport plina s terminala za UPP prema Sloveniji i dalje prema Srednjoj i Zapadnoj Europi te pristup korisnika terminala likvidnoj burzi plina u ovom dijelu Europe CEGH u Austriji. Navedeni spoj je važan kako bi se stvorili preduvjeti za sudjelovanje sudionika na rastućem svjetskom spot tržištu UPP-a na Europskom plinskom tržištu i boljeg uklapanje Republike Hrvatske u europske tokove prirodnog plina. Plinovod je dugačak 70 km te prolazi gusto naseljenim područjem sa zahtjevnim terenom, te bi njegova izgradnja trajala dvije do tri godine. Kako bi se u što kraćem roku osigurala mogućnost transporta UPP-a prema zapadnim tržištima Plinacro predlaže faznu izgradnju plinovoda.

Izgradnjom 75-barskog plinovoda Lučko – BS Rakitje duljine oko 10 km preko manje zahtjevnog terena i odgovarajućeg čvora kod MRS Podsused omogućio bi se ulazak plina prema Sloveniji na radnom



Slika 12. Plinovodi Lučko – BS Rakitje, BS Rakitje – Zabok, Zabok – Jezerište i Jezerište – Sotla

tlaku plinovoda od 50 bar, dok bi se tlak plina u plinovodu Podsused – PČ Ivanja Reka DN500/50 zadržao na uobičajenom nižem operativnom tlaku.

Hidraulička simulacija ukazuje da bi se izgradnjom planiranog plinovoda Lučko – BS Rakitje omogućilo povećanje transportnog kapaciteta prema Sloveniji sa sadašnjih relativno niskih 30.000 m³/h (260 milijuna m³/god) na respektabilnih 180.000 m³/h (1,5 milijardi m³/god). U sklopu projekta planira se dogradnja i rekonstrukcija čvora Lučko i MRS Podsused, BIS Rakitje i promjena koncepta planirane BS Rakitje.

Sigurnosna petlja istočne Slavonije i interkonekcija s Republikom Srbijom

Radi povećanja sigurnosti opskrbe plinom istočne Slavonije i moguće interkonekcije sa Srbijom planira se izgradnja plinovoda Osijek-Vukovar i prve faze plinovodnog sustava Slobodnica – Sotin – Bačko Novo Selo.

Osim što bi se izgradnjom plinovoda Osijek-Vukovar (DN500/50) duljine oko 30 km uz relativno male investicijske troškove omogućio tranzit značajnih količina plina iz i prema Srbiji, povećava se unutarnja sigurnost opskrbe istočne Slavonije kreiranjem 50-barske petlje Donji Miholjac – Vukovar – Slavonski Brod – Donji Miholjac, te će se osim iz planiranog spoja sa Srbijom napajati iz 75-barskog sustava iz MRC Donji Miholjac i PČ Slobodnica.

Interkonekcija s Republikom Srbijom predviđena je izgradnjom plinovoda Slobodnica – Sotin – Bačko Novo Selo ukupne duljine oko 100 km kojim se predviđala interkonekcija na planirani Južni tok i transport većih količina plina iz UPP terminala prema Srbiji. S obzirom na to da se u Srbiji gradi odvojak Turskog toka manjeg kapaciteta, kao prva faza buduće veće 75-barske



Slika 13. Dio sigurnosne petlje istočne Slavonije i interkonekcija s Republikom Srbijom

interkonekcije sa Srbijom, predlaže se izgradnja plinovoda Negoslavci – Sotin – Bačko Novo Selo ukupne duljine 15 km.

Izgradnjom plinovoda Negoslavci – Sotin – Bačko Novo Selo i Vukovar – Osijek otvara se mogućnost izravne dobave ruskog plina iz odvojka Turskog toka u ukupnom iznosu do 200.000 m³/h (1,7 milijardi m³/god.). U isto se vrijeme aktiviraju dodatni potencijali plinovoda Donji Miholjac – Belišće koji je u izgradnji te se omogućuje tranzit plina prema Srbiji u iznosu do 155.000 m³/h (1,3 milijardi m³/god.).

Osim fazne izgradnje gore navedenih plinovoda Plinacro nastavlja aktivnosti na strateškom projektu izgradnje Jonsko-jadranskog plinovoda (IAP). IAP bi omogućio dobavu plina iz TAP-a te kasnije i plinovoda EASTMED za Hrvatsku i zemlje u regiji, te mogući transport prema Mađarskoj, Sloveniji i Austriji. Sustav plinovoda EASTMED dostavljao bi plin iz istočnog Mediterana preko Krete do Grčke i



Slika 14. Postojeći i planirani plinski sustavi u RH

Italije. Spojem EASTMED-a na TAP i IAP omogućila bi se opskrba plinom i zemalja na ruti IAP-a, no ova interkonekcija nije još ozbiljnije razmatrana niti planirana. omogućio bi dobavu plina iz TAP-a za Hrvatsku i zemlje u regiji te mogući transport prema Mađarskoj, Sloveniji i Austriji.

Transportni plinski sustav u funkciji unutarnje operative sigurnosti opskrbe

Transportni sustav koji je u funkciji unutarnje sigurnosti opskrbe omogućit će stabilniju i sigurniju opskrbu područja koja se napajaju plinom iz odvojaka plinovoda i imaju samo jedan izvor napajanja te će omogućiti kreiranje unutarnjih petlji koje povećavaju sigurnost opskrbe. Ovoj skupini plinovoda pripadaju plinovodi Lepoglava – Krapina i Slatina – Velimirovac

Transportni plinski sustav u funkciji izvoza

Transportnim sustavom u funkciji izvoza nazivamo plinovodne sustave relativno manjeg regionalnog utjecaja kojima se povezuje plinski sustav Hrvatske, Bosne i Hercegovine i Slovenije.

Plinovodnim sustavima Lička Jesenica – Bihać (DN 400/500, 30 km), Zagvozd – Posušje (DN500, 22 km) i Slobodnica – Bosanski Brod (DN700, 5 km) omogućila bi se opskrba plinom susjedne BiH, dok bi se plinovodom Umag – Koper (DN300, 8 km) omogućio spoj Istre i juga Slovenije. Izgradnja ovih plinovoda primarno ovisi o interesu susjednih zemalja i ekonomskoj opravdanosti izgradnje.

6. Zaključak

Plinski sustav se razvijao usporedno s proizvodnjom domaćeg prirodnog plina i uz plinovode koji su povezivali proizvodna polja s potrošačkim centrima, a kasnije i uz pravac dobave prirodnog plina iz inozemstva i podzemnog skladišta plina u Okolima. Završetkom drugog razvojno investicijskog ciklusa sustav je dosegao značajnu razinu razvijenosti, kako prema kapacitetima i prema rasprostranjenosti na gotovo 95% teritorija Hrvatske te također i u tehnološkoj pouzdanosti i operativnoj sigurnosti.

Povijesnu potrošnju plina karakterizira postupan porast potrošnje do gospodarske krize iz 2009. i značajna varijabilnost potrošnje prirodnog plina u termoelektranama koja ovisi o hidrološkim prilikama. Vlastita opskrbljenost prirodnim plinom se sa 70% iz 2011. smanjila na 43% u 2017. godini te projekcije domaće proizvodnje ukazuju da bi se navedeni trend

trebao nastaviti do oko 2030. kada se očekuje puštanje u pogon novih domaćih izvora plina.

Nova energetska strategija do 2050. naglasak stavlja na ciljeve iz okolišnih politika EU te je glavni pokretač niskouglične opcije očekivan višestruki porast cijene emisijskih jedinica CO₂. Povećanjem cijena emisijskih jedinica, povećat će se cijena fosilnih goriva te će OIE postati konkurentni bez dodatnog poticanja, no oba izvora energije će biti osjetno skuplja. Kako bi se ukupan trošak energije kod potrošača zadržao na istoj razini ili dugoročno smanjio, nužno je provesti mjere energetske učinkovitosti i značajno smanjiti godišnju potrošnju energije stambenih i gospodarskih jedinica.

Očekuje se da će trendovi smanjenja korištenja fosilnih goriva, povećanje udjela OIE i mjere energetske učinkovitosti dovest do stagnacije ili smanjenja potrošnje prirodnog plina, posebno iza 2030. godine. Moguće smanjenje potrošnje prirodnog plina neće se u istoj mjeri odraziti na smanjenje vršnih opterećenja te se očekuje da će zbog relativno visoke neraspodivnosti i varijabilnosti proizvodnje prvenstveno vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana tijekom godine, a i utjecaja hidrologije na godišnju proizvodnost hidroelektrana biti potrebno izgraditi dodatne plinske elektrane za uravnoteženje elektroenergetskog sustava.

Budući razvoj dobave plina prema Europi i regiji uvjetovan je budućim napuštanjem Ukrajinskog dobavnog pravca te će se plin umjesto sa istoka dobavljati sa sjevera (Nord Stream 2) i juga (TurkStream).

Dodatne količine plina s južnog pravca dobavljat će se sustavom plinovoda iz Južnog plinskog koridora. Radi osiguranja pouzdane opskrbe i povećanja učinkovitosti i konkurentnosti plinskog transportnog sustava odrednice budućeg razvoja transportnog plinskog sustava Republike Hrvatske uvjetovane su:

- obvezama o sigurnosti opskrbe i prema infrastrukturnom standardu (N-1 kriterij) sukladno Uredbi (EU) 2017/1938 o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom (SOS uredba);
- nužnom diversifikacijom opskrbe i povećanjem učinkovitosti transportnog sustava;
- povećanjem unutarnje sigurnosti transportnog sustava;
- omogućavanjem transporta plina prema susjednim zemljama.

Najvažniji projekti kojima je uz sve izazove koje pred razvoj plinskog transportnog sustava postavljaju odrednice budućeg energetskog razvitka moguće diversificirati dobavne pravce i povećati učinkovitost transportnog sustava te osigurati sigurnost opskrbe plinom sukladno kriteriju N-1 su terminal za UPP u općini Omišalj na otoku Krku s evakuacijskim plinovodima prema domaćem tržištu, Sloveniji, Mađarskoj i Srbiji i Jonsko-jadranski plinovod.

Radi optimiranja dinamike investicijskih ulaganja Desetogodišnjim planom razvoja plinskog transportnog sustava RH 2020-2029. predviđa se fazna izgradnja glavnih interkonekcijskih projekata.

Literatura

1. Plana razvoja, izgradnje i modernizacije plinskog transportnog sustava u Republici Hrvatskoj od 2002. do 2011. godine
2. Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava RH 2018. – 2027.
3. Prijedlog Desetogodišnjeg plana razvoja plinskog transportnog sustava RH 2020. – 2029.
4. Energija u Hrvatskoj – 1990-2017 godina, Energetski institut Hrvoje Požar
5. Analize i podloge za izradu Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske – Zelena knjiga, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2018.
6. Analize i podloge za izradu Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske – Bijela knjiga, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2019.