



FOTO KREDIT: USAID PROJEKAT ASISTENCIJE ENERGETSKOM SEKTORU

BOSNA I HERCEGOVINA PROJEKAT ASISTENCIJE ENERGETSKOM SEKTORU

IZVJEŠTAJ O MOGUĆEM UTICAJU
TRANSPORTNIH PLINOVODA I LNG
POSTROJENJA NA CIJENU PRIRODNOG
PLINA ZA KRAJNJE KUPCE U BIH – IZDANJE
2023. GODINE

JUNI 2023. GODINE

Ova publikacija je napravljena za pregled od strane Američke agencije za međunarodni razvoj. Pripremljeno od strane DT Global.

BOSNA I HERCEGOVINA PROJEKAT ASISTENCIJE ENERGETSKOM SEKTORU

IZVJEŠTAJ O MOGUĆEM UTICAJU
TRANSPORTNIH PLINOVODA I LNG
POSTROJENJA NA CIJENU PRIRODNOG PLINA
ZA KRAJNJE KUPCE U BIH – IZDANJE 2023.
GODINE

JUNI 2023. GODINE

Ugovor broj:
72016819C00002

Pripremljeno za:
USAID BiH Ured za ekonomski razvoj Bosne i Hercegovine

Pripremio:
DT Global

ODRICANJE OD ODGOVORNOSTI:

Mišljenja i izjave u ovom dokumentu ne odražavaju nužno stavove USAID-a ili Vlade Sjedinjenih Država.

SADRŽAJ

POPIS SLIKA	3
POPIS TABELA.....	3
SKRAĆENICE	4
1. Uvod	5
2. O tržištu prirodnog plina.....	7
2.1 Tradicionalni dugoročni ugovori	7
2.2 Tržište prirodnog plina nakon Trećeg energetskeg paketa	8
3. Opcije nabavke plina za BiH nakon izgradnje Južne interkonekcije	16
3.1 Opcija 1. – Trgovac iz BiH sklapa ugovore za kupovinu i transport plina preko HR.....	16
3.2 Opcija 2. – Trgovac iz BiH sklapa ugovore za kupovinu i transport plina preko SRB	20
4. Primjeri izračuna cijene plina za različite scenarije snabdijevanja BiH	24
4.1 Izračun za plinsku godinu 2018. - 2019.....	26
4.1.1 Cijena plina na izlazu iz Hr za plinsku godinu 2018. - 2019.....	26
4.1.2 Cijena plina na izlazu iz Srb za plinsku godinu 2018. - 2019.....	28
4.1.3 Cijene plina ovisno o dobavnom pravcu za plinsku godinu 2018. - 2019.....	29
4.2 Izračun za plinsku godinu 2019. – 2020.....	32
4.2.1 Cijena plina na izlazu iz Hr za plinsku godinu 2019. – 2020.....	32
4.2.2 Cijena plina na izlazu iz Srb za plinsku godinu 2019. – 2020.....	33
4.2.3 Cijene plina ovisno o dobavnom pravcu za plinsku godinu 2019. – 2020.....	34
4.3 Izračun za plinsku godinu 2020. – 2021.....	37
4.3.1 Cijena plina na izlazu iz Hr za plinsku godinu 2020. – 2021.....	37
4.3.2 Cijena plina na izlazu iz Srb za plinsku godinu 2020. – 2021.....	38
4.3.3 Cijene plina ovisno o dobavnom pravcu za plinsku godinu 2020. – 2021.....	39
4.4 Izračun za plinsku godinu 2021. – 2022.....	41
4.4.1 Cijena plina na izlazu iz Hr za plinsku godinu 2021. – 2022.....	42
4.4.2 Cijena plina na izlazu iz Srb za plinsku godinu 2020. – 2021.....	43
4.4.3 Cijene plina ovisno o dobavnom pravcu za plinsku godinu 2021. – 2022.....	44
4.5 Usporedba rezultata.....	46
5. Zaključak.....	50

POPIS SLIKA

Slika 1 - Virtualna točka trgovanja - VTT (Virtual Trading Point - VTP) u Austriji.....	9
Slika 2 - Europski plinski čvorovi – članovi European Energy Exchange (EEX)	9
Slika 3 - Organizacija liberaliziranog tržišta prirodnog plina.....	11
Slika 4 - Spot cijena na CEGH od 1.6.2012. do 1.6.2023. (EUR/MWh (GCV)).....	13
Slika 5 - Kretanje udjela cjenovnih modela na veleprodajnoj razini u Europi 2005. – 2021.	14
Slika 6 - Kretanje udjela cjenovnih modela na veleprodajnoj razini u jugoistočnoj Europi 2005.-2021.....	14
Slika 7 - Prikaz varijantnih rješenja Opcije 1	19
Slika 8 - Prikaz varijantnih rješenja Opcije 2.....	22
Slika 9 - Nabavne cijene plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za plinske godine 2018.-2019., 2019.-2020., 2020.-2021., 2021.-2022.	48
Slika 10 – Nabavne cijene plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za plinske godine 2018.-2019., 2019.-2020., 2020.-2021., 2021.-2022.	49

POPIS TABELA

Tabela 1 - Profil potrošnje za plinsku godinu 2018.-2019. - Sarajevogas.....	24
Tabela 2 - Procjena profil potrošnje za plinsku godinu 2018.-2019. - BiH.....	25
Tabela 3 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2018.-2019.	30
Tabela 4 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2018.-2019. (bez Južne i.)	30
Tabela 5 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za 2018.-2019.....	31
Tabela 6 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za 2018.-2019. (bez Južne i.).....	31
Tabela 7 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2019.-2020.	34
Tabela 8 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2019.-2020. (bez Južne i.)	35
Tabela 9 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) 2019.-2020.....	36
Tabela 10 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za 2019.-2020. (bez Južne i.)	36
Tabela 11 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2020.-2021.	39
Tabela 12 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2020.-2021. (bez Južne i.).....	40
Tabela 13 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) 2020.-2021.	41
Tabela 14 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za 2020.-2021. (bez Južne i.)	41
Tabela 15 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2021.-2022.....	44
Tabela 16 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2021.-2022. (bez Južne i.).....	45
Tabela 17 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) 2021.-2022.	46
Tabela 18 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za 2021.-2022. (bez Južne i.)	46

SKRAĆENICE

AT	Austrija
BiH	Bosna i Hercegovina
CEGH	Central European Gas Hub
CEGHIX	Central European Gas Hub Indeks
CIF	Cost, Insurance and Fright
CZ VTP	Czech Virtual Trading Point
EU	Europska Unija
FBiH	Federacija Bosne i Hercegovine
GOG	Gas-On-Gas Competition – konkurentska cijena plina prema plinu
GCV	Gornja ogrjevna vrijednost (engl. Gross Calorific Value)
HAG	Hungary – Austria gasovod
HERA	Hrvatska energetska regulatorna agencija
HR	Hrvatska
HU	Mađarska
JKM LNG	Platts Japan Korea Marker
NBP	National Balancing Point
NCG	Net Connect Germany
NCV	Donja ogrjevna vrijednost (engl. Net Calorific Value).
OPE	Oil Price Escalation – eskalacijska formula vezana na cijenu nafte
OPI	Oil Price Indexation – indeksacijska formula vezana na cijenu nafte
OTC	Over-the-Counter – trgovine na temelju privatnih bilateralnih ugovora
PEG	Points d'Exchange de Gaz
PSP	Podzemno skladište plina
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PVB	Punto Virtual de Balance
RS	Republika Srpska
SI	Slovenija
SRB	Srbija
THE	Trading Hub Europe
ToP	Take-or-Pay – uzmi ili plati
TTF	Title Transfer Facility
VTP	Virtual Trading Point – virtualna točka trgovanja
VTT	Virtualna točka trgovanja
ZEE	Zeebrugge Hub
ZTP	Zeebrugge Trading Point

I. UVOD

Obzirom na potencijalne projekte transportnih plinovoda u regiji jugoistočne Europe (vidi Izvještaj br. 1 - Pregled transevropskih i regionalnih projekata gasovoda relevantnih za sigurnost snabdijevanja BiH, februar 2019. godine, USAID EIA projekat), ali isto tako i potencijalne interkonekcije bosanskohercegovačkog transportnog sistema sa susjednim zemljama (vidi Izvještaj br. 2 – Opcije za razvoj interkonekcijskih gasovoda za obezbeđenje sigurnosti snabdijevanja u BiH, februar 2019. godine, USAID EIA projekat), postoje realne mogućnosti snabdijevanja tržišta prirodnim plinom BiH iz novih pravaca i novih izvora.

Kada govorimo o novim pravcima snabdijevanja prije svega aktualna je **Južna interkonekcija** između BiH i Hrvatske (HR), na pravcu Zagvozd – Posušje – Novi Travnik, sa odvojkom za Mostar. Na taj način omogućilo bi se snabdijevanje plinom tržišta BiH korištenjem nove trase interkonekcijskog plinovoda, ali bi se istodobno omogućila i plinifikacija novog područja BiH. Osim toga, na taj bi se način omogućilo korištenje plina iz novih izvora snabdijevanja, tj. sa LNG terminala na otoku Krku, čija je izgradnja završena krajem 2020. godine i pušten je u rad početkom 2021. godine. Posljedično bi se na taj način, korištenjem nove interkonekcije i novog izvora, značajno podigla sigurnost snabdijevanja plinom svih potrošača u BiH.

Drugi mogući novi pravac snabdijevanja je **Nova istočna interkonekcija** BiH i Srbije (SRB), Indija (SRB) - Bijeljina - Banja Luka - Novi Grad, koji bi se povezao sa postojećim transportnim gasovodom u Srbiji. Krak Turskog toka (TurkStream) koji prolazi kroz Srbiju i u funkciji je od početka 2021. godine, spojiti će se na postojeći transportni gasovod na nekoliko mjesta, omogućavajući novu rutu opskrbe za BiH. Nova istočna interkonekcija spojiti će se na postojeći gasovod Batajnica (Srbija) - Šepak - Zvornik - Sarajevo - Zenica - Travnik preko cjevovoda Bijeljina - Janja - Šepak. U ovom slučaju, BiH bi se mogla opskrbljivati putem nove interkonekcije, ali ograničenja su kapacitet postojećeg plinovoda Šepak - Zvornik - Sarajevo - Zenica - Travnik i kapacitet gasovoda Bijeljina - Šepak. Isto tako radilo bi se o istom izvoru plina, tj. o ruskom plinu, čak i uz eventualnu činjenicu da bi on dolazio novom rutom, tj. korištenjem Turskog toka. Ipak, i ta interkonekcija podiže sigurnost snabdijevanja plinom BiH i omogućava gasifikaciju značajnog područja BiH.

Osim gore spomenutih interkonekcija, u razvojnim planovima hrvatskog i bosanskohercegovačkih operatora transportnog sistema spominju se još dvije interkonekcije; **Sjeverna interkonekcija**, na pravcu Slavonski Brod (HR) – Bosanski Brod (BiH), te **Zapadna interkonekcija**, na pravcu Rakovica (HR) – Tržac (BiH). No, kako su te interkonekcije u početnoj fazi razvoja, u ovom izvještaju nisu detaljno razmatrane.

Kakav utjecaj na konačnu cijenu plina u BiH, u usporedbi sa postojećim pravcem i izvorom snabdijevanja, bi mogle imati nove interkonekcije, a prije svega novi izvor plina sa LNG terminala na Krku, koje mogućnosti transporta one pružaju, uz prikaz izračuna troškova transporta i konačnih cijena za različite slučajeve, obrazloženo je u ovom izvještaju.

U drugom poglavlju opisane su razlike između tradicionalnih dugoročnih ugovora, koji se još uvijek koriste na postojećem pravcu snabdijevanja ruskim plinom preko Mađarske (HU) i SRB, u odnosu na nove vrste i načine ugovaranja koje su postale aktualne na liberaliziranim tržištima na kojima se primjenjuju pravila usvojena Trećim energetskegim paketom EU.

Nastavno na to, u trećem se poglavlju opisuju mogućnosti snabdijevanja plinom koje su na raspolaganju trgovcu plinom iz BiH za kupovinu i transport plina preko HR, zatim za kupovinu i transport preko

Srbije (SRB), te mogućnost da BiH trgovac kupuje od HR trgovaca, sa varijantama preuzimanja na BiH-HR granici, ili na BiH-SRB granici.

U slijedećem, četvrtom poglavlju, za četiri (4) plinske godine 2018. - 2019., 2019. - 2020., zatim za 2020. – 2021., te konačno za 2021.-2022., dati su primjeri izračuna transportnih tarifa, kako izvan BiH, tako i u različitim varijantama ulaz-izlaz unutar BiH, tj. kalkulacijom konačnih cijena plina na tržištu BiH za šest (6) različitih scenarija. Ti scenariji uključuju postojeću situaciju kupovine plina sa zakupom kapaciteta preko HU i SRB, varijantu nabavke plina preko HR sa jednom i dvije ulazno-izlazne zone, nabavu preko SRB sa jednom i dvije ulazno izlazne zone, te konačno varijantu kada se FBiH snabdijeva preko HR, a RS preko SRB.

U zaključku su uspoređeni rezultati izračuna za sve scenarije, za sve četiri (4) plinske godine¹, navedene su mogućnosti koje je sa sobom donijela nova Metodologija za utvrđivanje iznosa tarifa za transport plina u HR, te je dan osvrt na moguće smanjenje troškova (posljedično i cijene plina) kroz optimizaciju zakupa transportnih kapaciteta.

¹ Plinska godina počinje u 6:00 sati 1. oktobra tekuće godine i traje do 6:00 sati 1. oktobra sljedeće godine

2. O TRŽIŠTU PRIRODNOG PLINA

2.1 TRADICIONALNI DUGOROČNI UGOVORI

Prije 1960. godine međunarodna trgovina prirodnim plinom (dalje u tekstu: plin) bila je vrlo ograničena. Proizvodnja i potrošnja plina se odvijala lokalno ili regionalno, primarno kao sirovina za industriju i u pojedinim slučajevima za toplinske potrebe. Ne postoji specifična cjenovna formula u široj primjeni.

Nakon 1960. godine uvodi se tzv. mehanizam referentne cijene – cijena plina (iz plinovoda ili LNG izvora) veže se indeksom na cijenu nafte (što pogoduje zemljama proizvođačima i izvoznicima plina, npr. Rusiji u slučaju izvoza u Europu) zbog mogućnosti zaključivanja bilateralnih međudržavnih sporazuma.

Dugoročni ugovori po načelu „uzmi-ili-plati” (ToP = Take or Pay) između proizvođača plina i domaćih uvoznika dominirali su tržištem, naročito u Europi. Trajanje ugovora kretalo se između 15 i 30 godina. ToP klauzula određuje koje količine plina je uvoznik dužan preuzeti u nekom postotnom iznosu (npr. 80% ili 90%) od ukupno ugovorenih količina, a također, pod istim uvjetima, ne može preuzeti niti više od ugovorenog odstupanja. Ako je uvoznik uzeo manje od ugovorenog odstupanja, ugovorena cijena se i dalje mora platiti, a ako je uvoznik uzeo više od ugovorenog platoa, npr. više od + 10% ili + 20%, višak količina podliježe ugovornoj kazni.²

ToP klauzula nije vezana isključivo na ugovore s cjenovnom formulom u kojoj je cijena plina vezana na kretanje cijene nafte ili naftnih derivata, već se ToP klauzula koristi u ugovorima i danas, o čemu će biti više riječi u nastavku. Međutim, u tradicionalnim dugoročnim ugovorima je korištenje ToP klauzule praktično bilo pravilo.

Osim na cijenu nafte, cijena plina vezana je i na cijenu naftnih derivata, kao npr. loživog ulja. Ugovorena cijena proizlazi (računa se) preko kliznih cijena koja se obično temelji na cijeni loživog ulja. Uvoznici su navedene formule u pravilu preslikavali i na svoje kupce (distributere).³

Tipičan dugoročni ugovor može slijediti pravilo npr. 6/3/3 prema kojem se cijena plina utvrđuje na temelju 6-mjesečnog prosjeka cijena loživog ulja računatog s pomakom od tri (3) mjeseca dok izračunata cijena vrijedi za isporuke plina u naredna tri (3) mjeseca. Na primjer, cijena za period oktobar-decembar se određuje na osnovu cijene za period januar-juni iste godine.

Ova vrsta formula često se naziva i eskalacijska formula (odnosno engl. OPE – Oil Price Escalation). Kod eskalacijske formule, cijena plina se sastoji od osnovne, početne ugovorene cijene koja se množi s koeficijentom koji predstavlja razlomak s prosjekom stvarnih cijena odabrane košare konkurentnih energenata u definiranom prethodnom vremenskom razdoblju u brojniku i početno ugovorenim cijenama navedene košare konkurentnih energenata u nazivniku. Izračunati indeks koji se zatim množi s osnovnom cijenom plina može biti veći ili manji od jedan (1) te, sukladno tome, cijena plina u narednom obračunskom razdoblju raste ili pada u odnosu na osnovnu cijenu. Zbog toga se ova vrsta cjenovnih formula u engleskoj terminologiji često naziva i OPI – Oil Price Indexation. Kod tradicionalnih dugoročnih ugovora, obzirom da su sklopljeni na dugo vremensko razdoblje, pokazalo se kao praksa i pregovaranje o promjenama tj. reviziji visine osnovne cijene (P_0) više puta za vrijeme trajanja ugovora.

² Energy Economics, Springer International Publishing 2017, Poglavlje 9 Markets for gaseous fuels, Podpoglavlje 9.3. Gas Markets and Gas price formation

³ Ibid.

Radi ilustracije, u nastavku je iznesen primjer jedne jednostavne formule vezane na cijenu naftnih derivata: plinskog ulja (engl. Gas oil) i loživog ulja (eng. Fuel oil). Potrebno je naglasiti da je ova konkretna formula izmišljena isključivo za potrebe ovog primjera radi lakšeg razumijevanja.

$$P_n = P_0 \times \left(A \times \frac{G}{G_0} + B \times \frac{F}{F_0} \right)$$

Gdje je:

- P_n Cijena prirodnog plina u razdoblju „n“
- P_0 Osnovna (referentna) cijena prirodnog plina (definirana u trenutku zaključenja ugovora)
- G Prosjek cijena plinskog ulja (Gas oil)
- F Prosjek cijena loživog ulja (Fuel oil)
- G_0, F_0 Početne vrijednosti cijena plinskog i loživog ulja (definirane u trenutku zaključenja ugovora)
- A, B Težinski koeficijenti $\rightarrow A + B = 1,0$ (definirani u trenutku zaključenja ugovora)

Podatke o cijenama naftnih derivata (tržište Mediterana i Rotterdam) objavljuju specijalizirani časopisi (npr. Platts European Marketscan).

U primjeni na području Zapadnog Balkana pojavljuju se i druge tipične formule poput 9/0/3 prema kojoj se cijena plina određuje prvog dana svakog tromjesečja za naredno tromjesečje na temelju devetomjesečnog prosjeka cijena nafte / naftnih derivata iz prethodnog razdoblja, ili 3/0/1 prema kojoj se cijena plina određuje prvog dana svakog mjeseca za tekući mjesec na temelju tromjesečnog prosjeka cijena nafte / naftnih derivata iz prethodnog razdoblja.

Kao i u slučaju ToP klauzule, potrebno je naglasiti da je i formula vezana na kretanje cijena nafte ili naftnih derivata u primjeni i danas (iako u značajnom padu, o čemu će biti više riječi u nastavku), ali je kod tradicionalnih dugoročnih ugovora praktično bila pravilo.

2.2 TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA NAKON TREĆEG ENERGETSKOG PAKETA

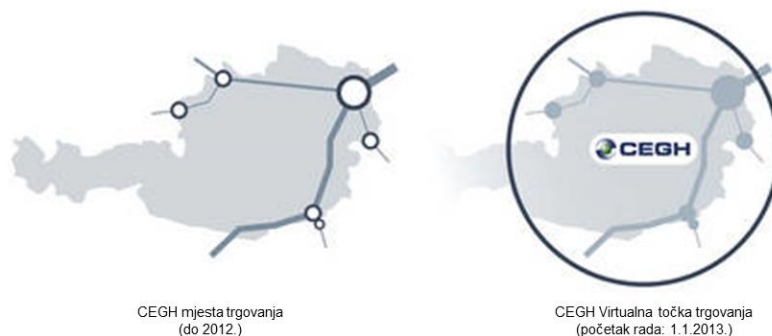
Trgovina plinom posebno na plinskim čvorovima razvija se početkom 1980. u SAD. Do promjena u Europi dolazi početkom 90-tih godina – Ujedinjeno Kraljevstvo uvodi američki model – liberalizirano tržište prirodnog plina. Do podjele na europskom tržištu prirodnog plina dolazi 1998. godine: određivanje cijene plina na temelju ponude i potražnje na plinskim čvorovima u sjeverozapadnoj Europi i dominacija naftne formule u ostatku Europe. Posebno nakon Trećeg energetske paketa u Europi kreće značajnija trgovina na plinskim čvorovima. Postoje dva tipa plinskih čvorova: fizički i virtualni.

Fizički plinski čvorovi su lokacije u kojima se fizički presijecaju plinovodi, skladišta plina i LNG terminali, te omogućavaju razmjenu plina kroz različite plinovode. U kontinentalnoj Europi najpoznatiji plinski čvor je smješten u Belgiji u blizini mjesta Zeebrugge.

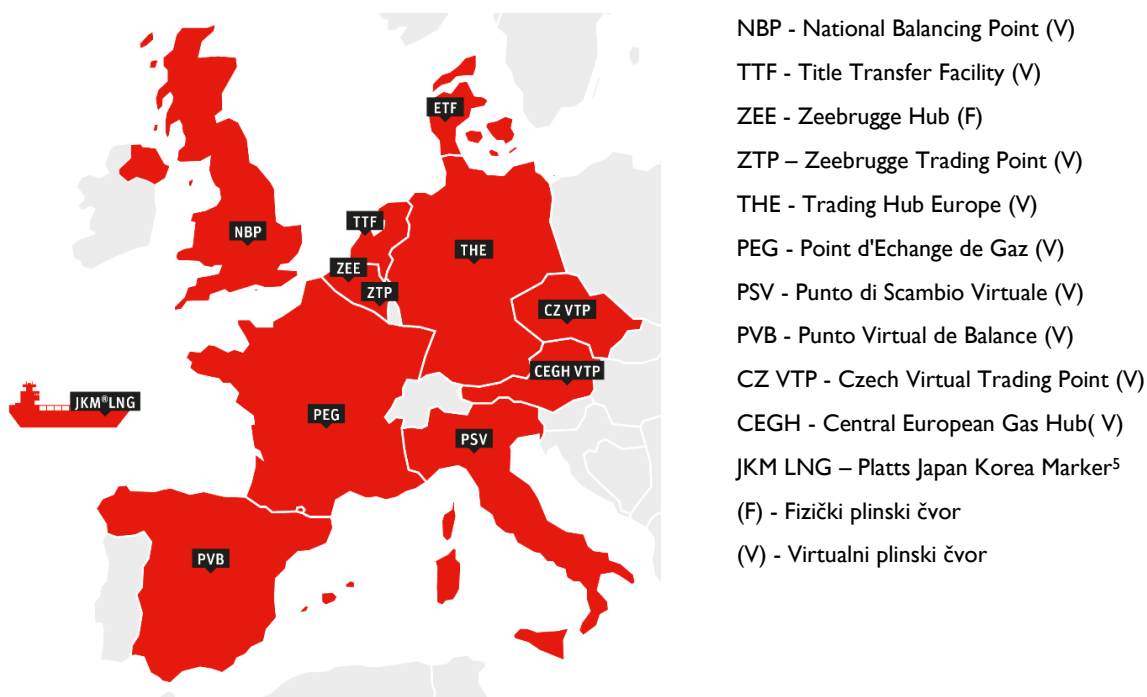
Virtualni plinski čvorovi su lokacije na kojima dio visokotlačne plinske mreže predstavlja alternativu visokoj koncentraciji plinovoda (u jednoj točki) koji su potrebni da bi činili fizički plinski čvor. Mjesto za trgovinu plinom je definirano ulazima i izlazima (entry-exit) na transportnu plinsku mrežu kroz koju trgovci mogu preuzeti ili predati plin ili ga snabdjevači preuzeti za isporuku krajnjim kupcima.

Pojednostavljeno, više pojedinačnih točaka, odnosno lokacija je objedinjeno u jednu (dogovornu) virtualnu točku.

Prvi virtualni plinski čvor je pokrenut u Velikoj Britaniji (NBP – National Balancing Point) i u Nizozemskoj (TTF – Title Transfer Facility). U međuvremenu su razvijeni virtualni plinski čvorovi i u drugim zemljama npr. u Belgiji (ZTP – Zeebrugge Trading Point), Francuskoj (PEG - Points d'Exchange de Gaz koji je objedinio prijašnje čvorove PEG Nord i TRS - Trading Region South), Njemačkoj (THE – Trading Hub Europe, koji objedinjava prijašnje čvorove NCG - NetConnect Germany i Gaspool), Italiji (PSV – Punto di Scambio Virtuale), Austriji (CEGH – Central European Gas Hub) itd.



Slika 1 - Virtualna točka trgovanja - VTT (Virtual Trading Point - VTP) u Austriji⁴



Slika 2 - Europski plinski čvorovi – članovi European Energy Exchange (EEX) ⁶

⁴ Trading Location: CEGH-VTP (<http://cegh.at/trading-location-cegh-vtp>)

⁵ JKM™ je procjena referentne cijene za fizičke spot LNG količine i odražava trenutnu tržišnu vrijednost tereta isporučenog s broda u Japan, Južnu Koreju, Kinu i Tajvan.

⁶ <https://www.eex.com/en/markets/natural-gas>

Plinski čvorovi mogu biti mjesta primopredaje prirodnog plina kod trgovine na temelju bilateralnih ugovora koji se sklapaju na tzv. OTC – Over-The-Counter tržištu (u tom slučaju podaci o cijenama nisu javni) ili predstavljati mjesto trgovanja (i pripadajuću točku primopredaje) kod trgovanja na burzama plina.

Naime, kupovina i prodaja plina među trgovcima se ne mora odvijati isključivo preko burze (gdje se trguje standardiziranim proizvodima, identitet onih koji nude i onih koji traže nije javno objavljen, dok su podaci o cijenama javno objavljeni, a sklopljeni ugovori se mogu kasnije preprodati na burzi) već i putem ugovora na OTC tržištu bilateralno između dvije strane čiji je identitet međusobno poznat i za točno određeni traženi profil isporuke a podaci o cijeni nisu javno poznati već su predmet pregovora između dvije uključene strane (ali ispregovarana cijena indirektno odražava cjenovne signale s burzi plina ili ugovorena cjenovna formula može biti vezana na indekse cijena plina s odabrane burze plina) dok plinski čvor može biti mjesto primopredaje plina, a ovi se ugovori ne mogu preprodati bez suglasnosti druge ugovorne strane.

Na slici 3 se nalazi prikaz organizacije tržišta nakon primjene Trećeg energetskeg paketa, odnosno organizacije liberaliziranog tržišta plina općenito, između ostalog i u smislu strukture ukupne tj. konačne cijene plina (cijena energije i cijena usluge).

Cijena prirodnog plina kao robe nije regulirana i slobodno se formira (na temelju ponude i potražnje).

Sistemske usluge (transport / tranzit putem plinovoda, usluge LNG terminala i skladišta plina) se pružaju na temelju reguliranog pristupa treće strane uz regulirane cijene (tarife). Iako se načelno radi o prirodnim monopolima, u pojedinim je slučajevima moguć odabir različitih tranzitnih pravaca (ruta) koji imaju različitu cijenu zbog različite visine (reguliranih) troškova.

Također, iako je cijena usluge LNG terminala i podzemnih skladišta plina (PSP) regulirana, u pojedinim slučajevima postoji mogućnost odabira onog s nižom (reguliranom) tarifom ako postoji više prikladnih LNG terminala ili podzemnih skladišta plina u okruženju.

Cijena usluge distribucije plina (ako se kupac nalazi na distribucijskom sustavu) se također pruža na temelju reguliranog pristupa treće strane uz regulirane cijene (tarife).

Kao što je prethodno navedeno, tržišne cijene vezane uz trgovanje na burzama na plinskim čvorovima (i koje se javno objavljuju) postale su referentne cijene za plinske ugovore, a sa svrhom da se odvoji veza između dugoročnih plinskih ugovora i cijena nafte / naftnih derivata.⁷

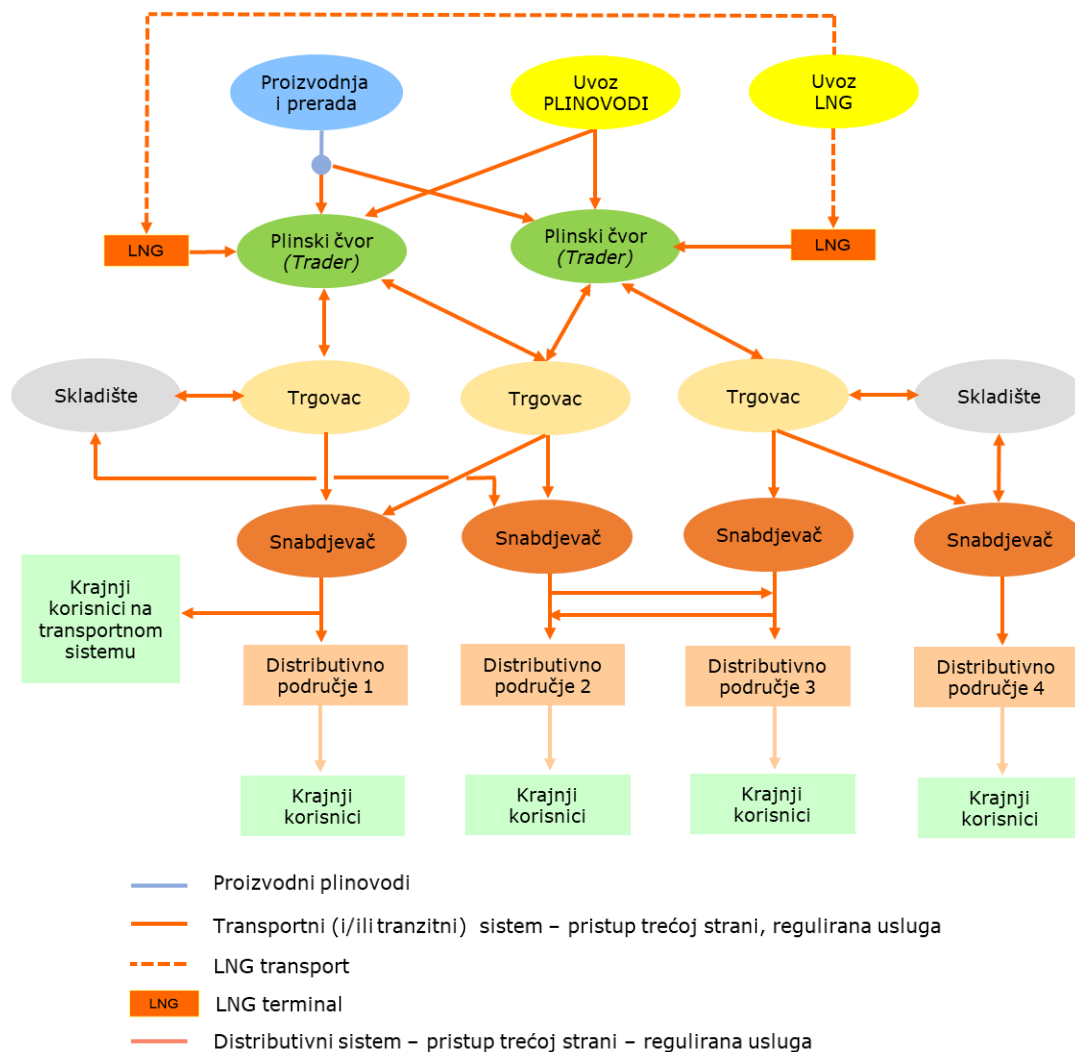
Pritom se cijena plina formira prema ponudi i potražnji (konkurenciji plina prema plinu, zbog čega se ovaj model u terminologiji često i naziva Gas-On-Gas Competition (GOG)) a trguje se dnevnim, mjesečnim, sezonskim, godišnjim ili količinama plina za drugo određeno vremensko razdoblje.

Cijena koja je utvrđena na osnovama konkurencije plin prema plinu može biti fiksna ili po formuli za određivanje mjesečne cijene u dugoročnim ugovorima. Cijena plina je u tom slučaju vezana na indekse kretanja cijena plina na burzama na plinskim čvorovima umjesto na kretanje cijena konkurentnih energenata.

Fiksna cijena je, iako fiksna i nepromjenjiva tijekom trajanja ugovora, u trenutku ugovaranja određena ponudom i potražnjom i u pravilu se odnosi na spot trgovinu (cijena za naredni dan) za kratkoročne ugovore. Međutim, može biti utvrđena i za (više)mjesečne ili (više)godišnje ugovore, a na temelju

⁷ Ibid.

važćih cijena terminskih ugovora (Futures) za promatrano ugovorno razdoblje u trenutku zakljućenja posla.



Slika 3 - Organizacija liberaliziranog tržišta prirodnog plina⁸

Ugovor s fiksnom cijenom u pravilu sadržava i ToP klauzulu s ugovorenim odstupanjem koje traži kupac.

Potrebno je naglasiti da su proizvodi kojima se trguje na burzama plina standardizirani, uvijek tzv. „flat“ proizvodi koji podrazumijevaju 100% ravnomjernu isporuku po satima sa 100% ToP. Ukoliko kupac traži ponudu za profil, a ne za flat kolićine, tada je potrebno na cijenu plina sa burze dodati i navedene troškove vezane na pružanje potrebne fleksibilnosti, poput skladišta.

Također, potrebno je naglasiti da su sve cijene na burzama plina izražene prema gornjoj ogrjevnoj vrijednosti pri 25/0°C (GCV).

U nastavku se nalazi opis za pojednostavljeni primjer koji se odnosi na ugovor s formulom za utvrđivanje mjesećne cijene plina za odrećeni mjesec („n“) na temelju spot cijena (cijena za isporuku za naredni dan).

⁸ D. Matić, S. Vulama: „Cijene prirodnog plina – Kada i kako ugovarati? Kako smanjiti rizik i efektivnu cijenu?“ – dokumenti sa radionice, INEEO, Ekonomski fakultet Sveučilišta u Zagrebu, Energetska akademija, 2018.

Tipična formula se sastoji od dva dijela:

- (i) Burze plinskog čvora čiji se indeks prati (npr. austrijski CEGH, njemački THE, nizozemski TTF itd.) te da li je izračun prosječne mjesečne cijene za tekući mjesec po načelu Day-Ahead, a to je prosječna mjesečna cijena plina koja se izračunava po isteku tekućeg mjeseca na temelju stvarnih spot cijena ostvarenih u svakom pojedinom danu tekućeg mjeseca kao njihov aritmetički ili težinski prosjek. U izračunu težinskog prosjeka se spot cijena za svaki promatrani dan unutar mjeseca isporuke množi sa isporučenom dnevnom količinom za taj dan.
- (ii) Na ovu cijenu se pribraja „Spread“ (premija trgovca ili snabdjevača) koji uključuje sve troškove trgovca ili snabdjevača do mjesta isporuke, osim onih koji se iskazuju posebno poput troškova transporta ili distribucije nacionalnim plinskim sistemom ukoliko je navedeno definirano ugovorom na taj način. Međutim, načelno i ti troškovi mogu biti uključeni i u „Spread“, zajedno sa maržom. Ugovoreni „Spread“ je nepromjenjiv u svom iznosu za cijelo vrijeme trajanja ugovora.

Primjer općeg pojednostavljenog oblika cjenovne formule se nalazi u nastavku.

$$P_n = P_{CEGH(n)} + Spread$$

$$P_n = P_{TTF(n)} + Spread$$

Gdje je:

- P_n Cijena prirodnog plina u razdoblju „n“
- $P_{CEGH(n)}$ Cijene odabranog indeksa cijena sa burze na plinskom čvoru CEGH u razdoblju „n“.
Napomena: Isti princip vrijedi i za burze na drugim plinskim čvorovima: TTF, THE itd...
- Spread Fiksni dodatak (premija) na cijenu (sadrži troškove sistemskih usluga, premiju rizika i maržu prodavatelja)

Potrebno je navesti da i ovi ugovori mogu imati ToP klauzulu (ukoliko se dio fiksnih troškova, npr. tranzita) nalazi u Spread-u.

Tipičan indeks koji se koristi na ovom području kad su u pitanju spot cijene je npr. indeks CEGHIX - Central European Gas Hub Index koji predstavlja dnevnu referentnu cijenu izračunatu na temelju ponderiranog prosjeka količina i cijena svih Day-Ahead transakcija toga dana.

Dakle, kod ovakve vrste plinskih formula ugovara se Spread u fiksnom iznosu, dok se konačna cijena plina utvrđuje na način da prati kretanje cijena prirodnog plina na burzi koja se zatim uvećava za ugovoreni iznos Spread-a.

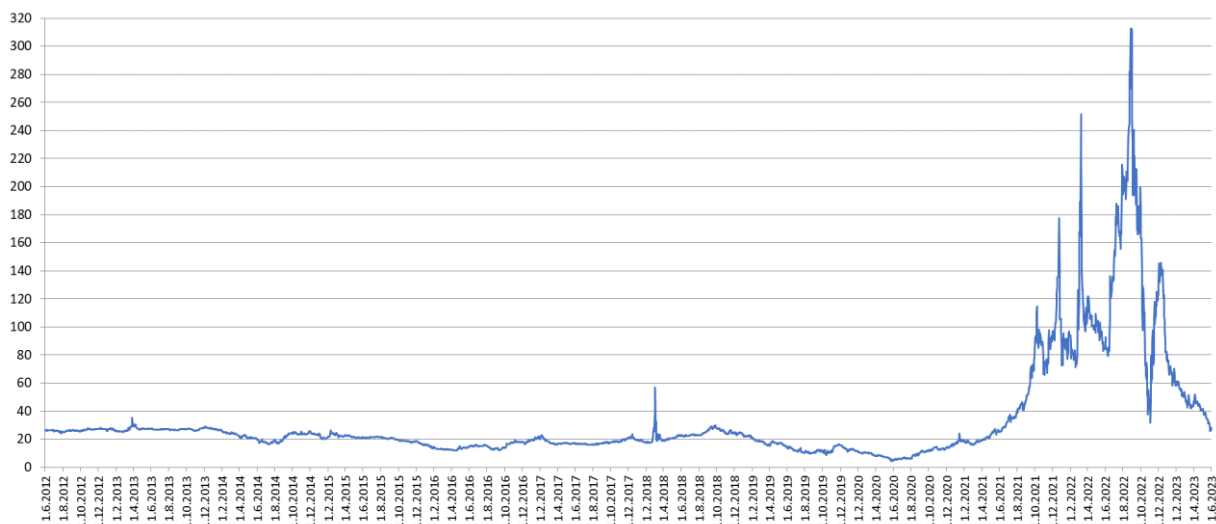
Kao dodatni element formule može se pojaviti i koeficijent konverzije plina gornje ogrjevne vrijednosti u plin donje ogrjevne vrijednosti, ukoliko je potrebno, a ovisno o tržištu na koje se kupljeni plin plasira.

Dakle, kretanje cijene prirodnog plina za kupca ovisi o ponudi i potražnji koja rezultira i kretanjem tj. visinom (u ovom slučaju spot cijena) na burzi plina.

Kako bi ilustrirali navedeno kretanje, u nastavku je prikazana dinamika kretanja spot cijena (u ovom slučaju kretanja indeksa CEGHIX) u razdoblju od 1.6.2012. do 1.6.2023. godine.

Može se uočiti da je do trenutka proglašenja pandemije virusa Covid-19 kretanje spot cijena bilo relativno stabilno i unutar određenog okvira. Izuzetak su bili jedino nagli skokovi cijena početkom marta 2018. godine kao rezultat naglog zahladnjenja uzrokovanog hladnom sibirskom frontom kada je cijena za 2.3.2018. skočila na približno 55 EUR/MWh (GCV).

Nakon uvođenja „lockdowna“ promatrana spot cijena pala je ispod 5 EUR/MWh (GCV) kao rezultat smanjene potražnje u odnosu na ponudu. Nakon izlaska iz „lockodwna“ dolazi do porasta cijena izazvanog nizom faktora, od gospodarskih (porast potražnje za prirodnim plinom zbog brzog oporavka gospodarstva kojeg ne prati odgovarajući porast na strani ponude) do političkih (npr. problemi vezani uz plinovod Sjeverni tok 2 i rat u Ukrajini). Zbog ratnih operacija u Ukrajini promatrana spot cijena dostigla je u jednom danu (8.3.2022.) vrijednost od preko 312 EUR/MWh (GCV), praktično deseterostruku vrijednost u odnosu na stabilni prosjek iz vremena prije proglašenja pandemije virusa Covid-19. Dakle, radi se o elementima koji su poremetili klasične odnose ponude i potražnje.



Slika 4 - Spot cijena na CEGH od 1.6.2012. do 1.6.2023. (EUR/MWh (GCV))⁹

Kao što je prethodno navedeno, cjenovne formule vezane uz cijenu nafte i naftnih derivata su i dalje u primjeni samo je došlo do značajnog smanjenja njihove zastupljenosti. Europa predstavlja jednu od regija u kojoj je došlo do najznačajnijih promjena u modelima za formiranje cijene plina. Dok je 2005. godine udio eskalacijske formule (Oil Price Escalation (OPE)) u cijenama plina na veleprodajnoj razini iznosio 78%, nakon 15 godina smanjen je na razinu od približno 20% što predstavlja izravan utjecaj liberalizacije tržišta plina i rasta broja likvidnih plinskih čvorova.

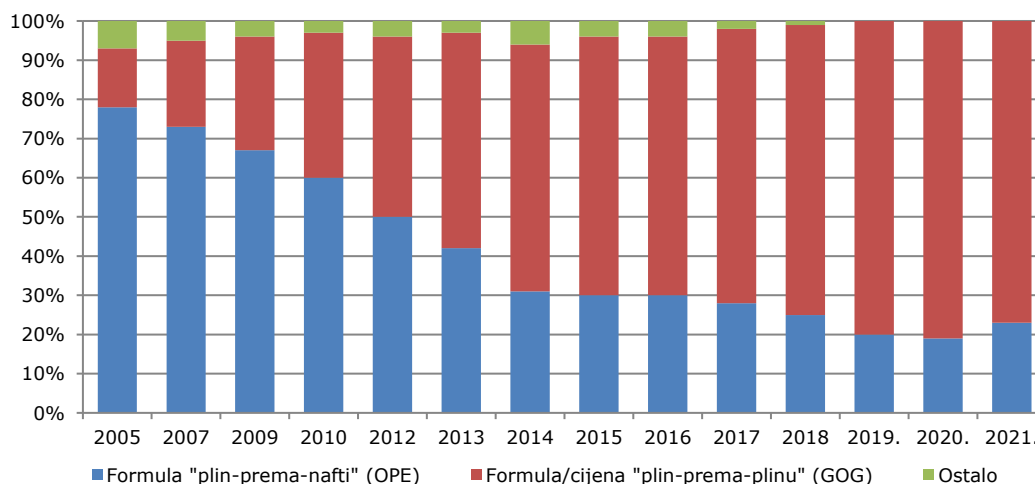
Likvidnost se mjeri kroz omjer istrgovane količine u odnosu na fizički isporučenu količinu, tzv. *churn factor*. U prošlosti, OPE je korišten za dugoročne ToP ugovore, kod kojih su osnovni nedostaci bili nedostatak transparentnosti i smanjivanje likvidnosti spot tržišta, što je predstavljalo prepreku konkurenciji.

Udio cjenovnog modela koji odražava konkurenciju „plin-prema-plinu“ (Gas-On-Gas Competition (GOG)) tj. cijena prirodnog plina se formira prema ponudi i potražnji trgovanjem na plinskim čvorovima, porastao je u Europi u istom periodu sa 15% 2005. godine na približno 80% nakon 15 godina.

Ove promjene posljedica su niza faktora tijekom promatranog razdoblja. Došlo je do smanjenja broja ugovora za uvoz plina s indeksom vezanim uz cijenu nafte ili naftnih derivata, koji su zamijenjeni s uvozom na temelju spot ugovora, i porasta količina istrgovanih na plinskim čvorovima. Osim što su porasle fizičke količine istrgovanog plina, isti plin je više puta preprodan na burzi, prije nego je stvarno potrošen kod krajnjeg korisnika. Osim toga, došlo je do promjena klauzula u postojećim dugoročnim

⁹ <https://www.cegh.at/en/exchange-market/market-data/?product=aheadMarket&market=AT>

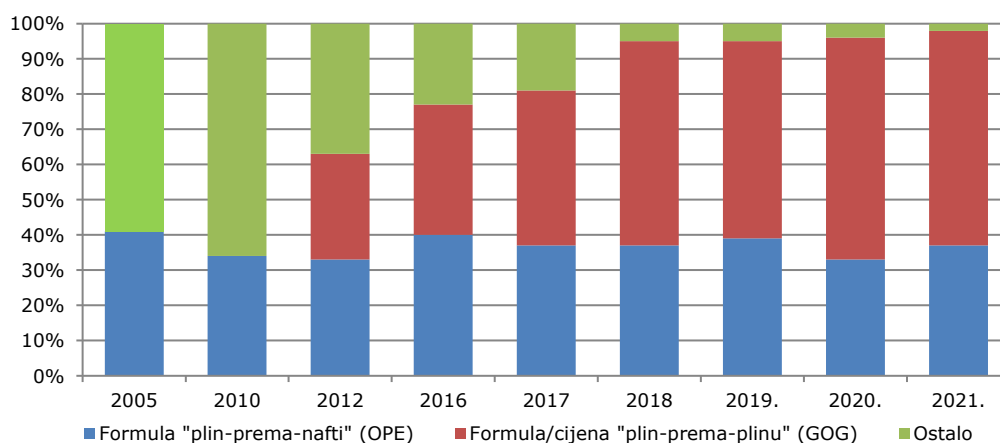
ugovorima na način da uključuju i indeks na spot cijene s ugovorom definiranih plinskih čvorova u nekom udjelu ili čak i 100%, uz istovremeno smanjenje količina obaveznih za preuzimanje po načelu „preuzmi ili plati“ („Take or Pay“). Kod promjene uvjeta postojećih dugoročnih ugovora zamjetno je dakle uvođenje tzv. hibridnih (odnosno kombiniranih) cjenovnih formula gdje je indeks vezan na cijenu nafte ili naftnih derivata djelomično zadržan uz preostali dio vezan na cijenu plina s plinskih čvorova.



Slika 5 - Kretanje udjela cjenovnih modela na veleprodajnoj razini u Europi 2005. – 2021.¹⁰

Do povećanja udjela cjenovnog modela „plin-prema-plinu“ došlo je i zbog postupnog pada udjela domaće proizvodnje čija je cijena bila indeksirana na cijenu nafte ili naftnih derivata i povećanja udjela uvoza putem plinovoda, ili plina u LNG formi, gdje su novi ugovori u pravilu s indeksom vezanim na tržišnu cijenu plina (konkurencija plin prema plinu).

S obzirom da se prethodno navedeni prikaz odnosi na Europu u cjelini u nastavku je iznesen i prikaz iz istog izvora koji se odnosi na jugoistočnu Europu¹¹.



Slika 6 - Kretanje udjela cjenovnih modela na veleprodajnoj razini u jugoistočnoj Europi 2005.- 2021.¹²

¹⁰ IGU, Wholesale Gas Price Survey 2022 edition

¹¹ Obuhvaća zemlje: Bosna i Hercegovina, Bugarska, Hrvatska, Sjeverna Makedonija, Srbija i Slovenija

¹² Op. cit. fn. 10

U istom promatranom periodu udio eskalacijske formule (Oil Price Escalation (OPE)) u cijenama plina na veleprodajnoj razini u jugoistočnoj Europi je približno stabilan (od 33% do 41%) dok udio cjenovnog modela koji odražava konkurenciju „plin-prema-plinu“ (Gas-On-Gas Competition (GOG)) postupno raste na račun ostalih cjenovnih modela (među kojima glavninu čini regulirana cijena¹³) uz porast udjela sa 0% 2010. godine na približno 60% 2021. godine.

¹³ Tzv. model RCS = Regulation: Cost of Service - Cijenu utvrđuje ili odobrava formalno regulatorno tijelo ili eventualno Ministarstvo, ali je razina postavljena tako da pokrije “trošak usluge”, uključujući povrat ulaganja i razumnu stopu povrata.

3. OPCIJE NABAVKE PLINA ZA BIH NAKON IZGRADNJE JUŽNE INTERKONEKCIJE

Kako je navedeno u uvodu realna je mogućnost izgradnja Južne interkonekcije BiH i HR, čiji završetak i puštanje u rad će uvelike promijeniti sadašnje stanje i odnose dionika na tržištu prirodnog plina u BiH. Prije svega se to odnosi na odnose postojećih trgovaca/uvoznika i snabdjevača plinom, s jedne strane, i krajnjih korisnika i kupaca, s druge strane. Naime, postojeći odnosi dionika koji su definirani načinom dobave plina za tržište BiH, a to je da se plin najvećim dijelom uvozi u BiH temeljem dugoročnih ugovora sa Gazpromom sa točkom isporuke Beregovo na ukrajinsko-mađarskoj granici, te da se ugovara dugoročni najam transportnih usluga kroz HU i SRB, uvelike će se promijeniti novim mogućnostima koje će na tržište BiH donijeti ova nova interkonekcija.

Prije svega nova interkonekcija će omogućiti pristup novim izvorima dobave plina. Kupoprodaju plina će biti moguće ugovoriti na najlikvidnijem virtualnom plinskom čvorištu u ovom dijelu Europe, a to je austrijski Central European Gas Hub – CEGH, na način kako je to objašnjeno u poglavlju 2.2. Isto tako plin će se moći kupiti na tržištu susjednih zemalja, npr. na VTT-u u Hrvatskoj, direktnim bilateralnim kupoprodajnim ugovorom. I treća opcija nabavke plina je ugovaranje nabavke LNG-a preko LNG terminala Krk, koji je započeo s radom 1. januara 2021. godine.

Osim kupovine energenta, prirodnog plina, bit će potrebno zakupiti i potrebne transportne kapacitete kroz tranzitne zemlje, kako bi se plin isporučio na tržište u BiH. U slučaju nabavke LNG-a, oblika prirodnog plina koji je najviše izložen odnosima i promjenama na slobodnom svjetskom tržištu plina, čime se kupcima daje i najveća sloboda prilikom nabavke, bit će potrebno zakupiti kapacitete za prihvatanje, kratkotrajno skladištenje, uplinjavanje i isporuku plina (nadalje kapacitete za regasifikaciju) sa LNG terminala Krk (uvažavajući Odluku Vlada Republike HR o povećanju kapaciteta LNG terminala na otoku Krku, obzirom da je postojeći kapacitet terminala u potpunosti zakupljen zaključno sa plinskom 2036. – 2037. godinom).

U nastavku je dat pregled nekih opcija i mogućnosti koje stoje na raspolaganju trgovcima iz BiH.

3.1 OPCIJA I. – TRGOVAC IZ BIH SKLAPA UGOVORE ZA KUPOVINU I TRANSPORT PLINA PREKO HR

Kako bi trgovac iz BiH mogao trgovati plinom u HR, a obzirom na činjenicu da u ovom trenutku BiH nije punopravna članica EU, nužan uvjet da se u HR, u njegovom vlasništvu, osnuje i registrira tvrtka za trgovinu prirodnim plinom, te da se od Hrvatske energetske regulatorne agencije HERA-e ishodi dozvola za obavljanje energetske djelatnosti opskrbe prirodnim plinom (što uključuje i trgovinu prirodnim plinom), ili samo dozvola za obavljanje energetske djelatnosti trgovine prirodnim plinom (u kojem slučaju se na području HR ne može obavljati djelatnost opskrbe, tj. prodaje plina krajnjim korisnicima).

Tek nakon ishođenja hrvatske energetske dozvole za opskrbu (ili trgovinu) ta tvrtka, koja je u vlasništvu trgovca iz BiH, je u mogućnosti trgovati prirodnim plinom na području HR i zakupljivati transportne kapacitete u plinovodima i kapacitete za regasifikaciju na LNG terminalu. Međutim, zbog činjenice da je ta tvrtka sada registrirana i licencirana u državi članici EU ona je u mogućnosti trgovati plinom (i zakupljivati kapacitete plinske infrastrukture) u svim zemljama EU. Naravno, ispunjavajući još neke specifične zahtjeve svakog nacionalnog tržišta, ali više nema potrebe da se otvaraju i registriraju tvrtke u drugim državama na čijem prostoru se želi trgovati plinom i koristiti njihovu plinsku infrastrukturu.

Ta činjenica teoretski omogućuje nekoliko varijanti trgovine i korištenja transportnih kapaciteta kako bi se plin preko Južne interkonekcije mogao isporučiti na tržištu BiH. Niže su nabrojane varijante i ukratko su opisane.

Varijanta 1.1 - Trgovina na CEGH-u i transport preko AT-HU-HR

Tvrtka registrirana i licencirana u HR (a u vlasništvu trgovca iz BiH, kako je gore opisano) registrira se za trgovinu na CEGH-u (ispunjavajući sve zahtjeve koje prema trgovcima postavlja ta burza¹⁴) na kojoj je omogućeno trgovanje prirodnim plinom po svim standardima i pravilima otvorenog tržišta kako je to gore navedeno u poglavlju 2.2.

Nakon toga se zakupljuju transportni kapaciteti na ulazu u austrijski transportni sistem (HAG plinovod), zatim združeni izlazno/ulazni kapacitet na AT-HU interkonekciji Mosonmagyaróvár, nadalje nizvodno također združeni izlazno/ulazni kapacitet na HU-HR interkonekciji Dravaszerdahely, te konačno izlazni kapacitet iz hrvatskog transportnog sistema na budućoj interkonekciji HR-BiH Imotski/Posušje.¹⁵

Na taj način tvrtka-kćer iz HR, plin kupljen na CEGH-u i transportiran preko Austrije, HU i HR predaje, u stvari formalno prodaje (naravno, poštujući sve zakonom propisane carinske i porezne procedure), na interkonekciji svojoj tvrtki-majci, tj. trgovcu plinom iz BiH. U obavezi trgovca iz BiH je da zakupi kapacitet na ulazu u transportni sistem BiH na Južnoj interkonekciji te nastavno na to izlazne kapacitete prema svim svojim kupcima.

Varijanta 1.2 – Kupnja plina na CEGH-u i transport preko AT-SI-HR

Jedina razlika u odnosu na gore opisanu varijantu je u transportnoj ruti, koja se nakon zakupa kapaciteta na ulazu u austrijski transportni sistem (TAG i SOL plinovodi) odnosi na zakup združenog izlazno/ulaznog kapaciteta na AT-SI interkonekciji Murfeld, te dalje nizvodno zakup združenog izlazno/ulaznog kapaciteta na SI-HR interkonekciji Rogatec.

Sve ostalo, uključujući kupnju plina na CEGH-u i zakup izlaznog kapaciteta iz HR i ulaza u BiH sistem, ostaje isto.

Varijanta 1.3 - Kupnja plina na VTT-u u HR i transport preko Južne interkonekcije HR-BiH

Obzirom da je trgovina plinom od 2012. godine u HR zaživjela u punom smislu otvorenog tržišta, uz primjenu svih EU pravila, ali i prakse ugovaranja cijene plina po formuli koja je vezana na cijenu plina na burzi (u pravilu je to CEGH, kao nama najbliže i najlikvidnije virtualno plinsko trgovačko čvorište), trgovac iz BiH, putem svoje tvrtke-kćeri registrirane i licencirane u HR, može kupovati plin direktno na Virtualnoj Točki Trgovine – VTT-u u Hrvatskoj.

Na taj način, putem bilateralnih kupoprodajnih ugovora zaključenih sa drugim trgovcem plina registriranim i licenciranim u HR (a teoretski može i sa drugim trgovcem plina iz države članice EU koji je zakupio transportne kapacitete za nekoj od dviju gore spomenutih interkonekcija SI-HR ili HU-HR) trgovac iz BiH (preko svoje tvrtke-kćeri iz HR) može kupiti plin koji se već nalazi u transportnom sistemu u HR. Tada je dovoljno samo da se zakupi kapacitet na izlazu iz HR na budućoj Južnoj

¹⁴ Vidi uvjete opisane na web stranici <https://www.cegh.at/en/become-a-member/>

¹⁵ U ovom izvještaju će se posebno prikazivati izlaz iz HR, a posebno ulaz u BiH, jer još uvijek nema obaveze združivanja kapaciteta na interkonekcijama između država EU članica i država članica Energetske zajednice. U slijedećim verzijama izvještaja, a ukoliko u međuvremenu dođe do primjene pravila EU direktive o združivanju kapaciteta i na tim interkonekcijama, će se promjene dodatno objasniti i opisati.

interkonekciji i plin se predaje (kao što je gore opisano plin se formalno prodaje) u transportni sistem BiH.

Takvim načinom trgovine, kupnjom na VTT-u u HR, trgovac iz BiH izbjegava sve rizike trgovine na CEGH-u i zakupa kapaciteta u svim uzvodnim transportnim sistemima. Naravno, taj rizik će prodavatelj naplati kupcu u Spread-u, tj. dodatku na cijenu plina na burzi, koja čini krajnju kupoprodajnu cijenu plina definiranu formulom u bilateralnom ugovoru (vidi objašnjenje u poglavlju 2.2).

Isto tako, na taj način kupac plina, u ovom slučaju tvrtka-kćer iz HR u vlasništvu trgovca iz BiH, nema utjecaja na to da li je prodani plin prodavatelj kupio npr. na CEGH-u ili negdje drugdje izvan HR, da li ga je kupio ili proizveo u HR, da li je to plin koji je prodavatelj povukao iz nekog podzemnog skladišta plina – PSP-a čije kapacitete je zakupio, ili je to npr. plin koji je nakon regasifikacije došao sa LNG terminala. Prodavatelji određuju cijenu; čak i ako je povezan s cijenom čvorišta, npr. CEGH, uvijek postoji Spread koji se može razlikovati od trgovca do trgovca. To znači da dvije ponude, postavljene po istoj formuli, čak i koristeći istu cijenu čvorišta, mogu imati različit iznos Spreada, što u konačnici rezultira dvjema različitim cijenama između kojih možete odabrati. Kupac ne poznaje izvor plina niti koje su profitne marže; nego se izbor kupca zasniva na najboljoj ponudi zasnovanoj na cijeni i drugim uvjetima uključenim u ponudu (kao što su fleksibilnost, ToP uslovi, valuta i / ili kurs i uslovi plaćanja).

Varijanta 1.4 - Kupnja plina preko LNG terminala u HR i transport preko Južne interkonekcije HR-BiH

Obzirom da tvrtka-kćer iz HR, a u vlasništvu trgovca iz BiH, svojom registracijom i licencom za trgovinu plinom ima mogućnost slobodnog pristupa svoj plinskoj infrastrukturi u HR, to znači da je u mogućnosti kupovine LNG-a od nekog međunarodnog trgovca (i to npr. s paritetom CIF - Cost, Insurance and Freight, što znači sa isporukom LNG-a na ulazu u LNG terminal) te zakupa kapaciteta regasifikacije LNG terminala na Krku (kako je gore objašnjeno to podrazumijeva uslugu prekrcaja LNG-a, kratkotrajnog skladištenja, uplinjavanja i isporuke u plinski transportni sistem).

Kako bi se plin isporučio u BiH potreban je zakup transportnog kapaciteta na točki ulaza u transportni sustav HR sa LNG terminala, te zakup izlaza na budućoj Južnoj interkonekciji HR-BiH Imotski. Nadalje slijedi zakup kapaciteta BiH transportnog sistema na ulazu iz Južne interkonekcije HR-BiH u Posušju, te na svim izlazima iz transportnog sistema prema kupcima, tj. korisnicima.

Na taj način trgovcu je omogućena trgovina, tj. kupnja LNG-a direktno sa svjetskog tržišta i stavljanja takvog plina nakon regasifikacije na tržište u HR, ali i na tržište BiH. Mora se napomenuti da je to najkompliciranija i najrizičnija opcija kupovine plina, zahtijeva izuzetno puno financijskih kolaterala i s tim povezanih mogućih rizika i troškova, puno iskustva i znanja iz međunarodne trgovine LNG-em koja je specifična, izuzetno kompleksna i komplicirana, ali s druge strane donosi mogući najveći profit, tj. najniže ulazne troškove za energent – prirodni plin.

Varijanta 1.5 - Kupnja plina na ulazu iz Južne interkonekcije HR-BiH u Posušju

Ovakav način kupovine prirodnog plina je za potrebe plasmana na BiH tržište najjednostavniji za trgovca iz BiH. U tom slučaju njegova je uloga ograničena na zakup kapaciteta na ulazu u BiH sistem iz Južne interkonekcije HR-BiH u Posušju.

No na taj način, a kako je gore objašnjeno, trgovac iz BiH ne poznaje izvor plina niti cijenu plina koju plaća prodavatelj, što znači da je visina profita koji ostvaruje prodavatelj, a sadržan je u dijelu ukupne cijene u Spread-u, također nepoznata kupcu. To posljedično može značiti da je to i najviša cijena od svih koje su razmatrane u Opciji 1, jer je sav rizik, ali i potencijalni profit na strani prodavatelja. Ali opet, na slobodnom tržištu kupac može birati ponude različitih prodavatelja.

Varijante transporta su prikazane na niže priloženoj slici 7.



Slika 7 - Prikaz varijantnih rješenja Opcije I¹⁶

Zaključno se može konstatirati da je za trgovca iz BiH najveći profit, tj. posljedično tome najniža ulazna cijena koju može ostvariti na tržištu u BiH, Varijanta 1.1, 1.2 i 1.4, ali s druge strane to nosi i najveću izloženost riziku (posebice za slučaj kupnje LNG-a opisane u Varijanti 1.4, dok varijante 1.1 i 1.2 ovise o visini tarife za transport plina u HU i SI).

S druge pak strane najmanji rizik, ali i očekivano nešto viša cijena nabave plina je za Varijantu 1.5 – kupovina na ulazu u BiH na Južnoj interkonekciji, dok Varijanta 1.3 – kupovina na VTT-u u HR predstavlja rješenje prihvatljivog omjera rizika (registriranje i licenciranje tvrtke-kćeri u HR i zakup transportnog kapaciteta) i mogućnosti pregovaranja sa trgovcima aktivnim na tržištu plina u HR.

¹⁶ www.entsog.eu/maps# dijagram dodan od strane autora

3.2 OPCIJA 2. – TRGOVAC IZ BIH SKLAPA UGOVORE ZA KUPOVINU I TRANSPORT PLINA PREKO SRB

Još uvijek jedini pravac opskrbe plinom za BiH je preko postojeće interkonekcije SRB i BiH u Zvorniku. Taj pravac sa sobom nosi i sva ograničenja vezana na fizičko stanje i kapacitete postojećeg interkonekcijskog plinovoda Batajnica – Zvornik – Sarajevo - Zenica, ali i transportnog sistema u SRB¹⁷.

Planirana je Nova istočna interkonekcija SRB-BiH na pravcu Indija - Mačvanski Prnjavor – SRB/BIH granica - Bijeljina - Banja Luka - Novi Grad, kako je to definirano „Sporazumom o izgradnji gasovoda Nova istočna interkonekcija Republike Srpske/BiH i Republike Srbije“ potpisanim između Srbijagasa i Gas-Resa u martu 2021. godine¹⁸. Na taj se način omogućava snabdijevanje plinom tržišta BiH priključenjem na Balkanski tok, tj. dionicu Turskog toka koja preko Bugarske ulazi u SRB i omogućuje značajan tranzit plina dalje prema HU¹⁹.

Valja napomenuti da je prema dostupnim informacijama Interkonekcija Bugarska – SRB, kao dio Balkanskog toka, izgrađena i puštena u rad početkom 2021. godine²⁰, čime je SRB uvoz plina prebacila i na taj pravac, a od početka aprila 2021. godine i sav uvoz plina za BiH preko postojeće interkonekcije sa SRB je prebačan na taj novi balkanski pravac Turskog toka²¹.

U kojoj mjeri će sve navedeno utjecati na mogućnost zakupa kapaciteta na ulazu u SRB na interkonekciji sa HU, uključujući i rješavanje spora SRB sa Energetskom zajednicom²², jer nije omogućen pristup treće strane na interkonekciji HU-SRB, bit će obrađeno u budućim izdanjima ovog izvještaja i svaka promjena će biti obrazložena.

No za potrebe ovog izvještaja teoretski će se obraditi varijante da trgovac iz BiH kupuje plin na slobodnom tržištu u okruženju i transportira ga preko SRB u BiH. Pri tome, investicija u izgradnju Nove istočne interkonekcije SRB-BiH nije uzeta u obzir kod kalkulacija.

Varijanta 2.1 - Kupnja plina na CEGH-u i transport preko AT-HU-SRB

Kao što je to obrazloženo u poglavlju 3.1 trgovac iz BiH može registrirati i licencirati tvrtku za trgovinu plinom u nekoj od država članica EU, čime mu je omogućen pristup CEGH-u i trgovina, tj. kupnja plina po principima opisanim u poglavlju 2.2.

Nakon toga slijedi zakup kapaciteta na ulazu u austrijski transportni sistem, te združenog kapaciteta na interkonekciji AT-HU i izlaznog kapaciteta iz HU prema SRB.

Pod pretpostavkom da je moguć zakup kapaciteta (odnosno da ima slobodnog kapaciteta za zakup) na ulaznoj strani interkonekcije u SRB²³, koji bi zakupila tvrtka u vlasništvu BiH trgovca, ta tvrtka prema

¹⁷ Vidi obrazloženja iznesena u Izvještaju br. 2 – Opcije za razvoj interkonekcijskih gasovoda za obezbeđenje sigurnosti snabdijevanja u BiH, februar 2019. godine, USAID EIA projekat

¹⁸ <https://www.srbijagas.com/?p=11723>

¹⁹ <https://fgsz.hu/en/about-fgsz/news/developments-of-the-serbian-hungarian-gas-interconnector.html>

²⁰ <https://portalnovosti.com/balkanski-put-plina>

²¹ <https://www.index.hr/vijesti/clanak/bih-od-danas-plin-dobiva-turskim-tokom-to-bi-moglo-dovesti-do-sankcija-sada/2265544.aspx>

²² The Energy Community Secretariat opened a case ECS 13/17 against Serbia in relation to the unjustified exclusion of the Horgoš entry point from unrestricted third-party access regime and from open capacity-allocation procedure (<https://www.energy-community.org/legal/cases/2017/case1317RS.html>).

²³ Koliko je poznato za promatrano razdoblje nije bilo moguće zakupiti kapacitet na ulazu u SRB tj. nije bilo slobodnog kapaciteta

važecim Pravilima o radu transportnog sistema prirodnog gasa²⁴ točka 9.3. treba biti registrirana kod OTS-a i kod Agencije za privredne registre u SRB da bi mogla napraviti zakup tj. pristupiti sustavu, tada bi plin ušao u transportni sistem SRB. Ta ista tvrtka, registrirana u SRB, bi nakon toga zakupila izlazni kapacitet na interkonekciji sa BiH, a BiH trgovac bi zakupio ulazni kapacitet na BiH strani interkonekcije i izlazne kapacitete prema svojim kupcima, tj. krajnjim potrošačima.

Za ovu varijantu, trgovac iz BiH mora osnovati kompaniju u EU za trgovanje na CEGH i kompaniju u SRB koja će rezervirati kapacitete na interkonekciji.

Varijanta 2.2 - Kupnja plina na VTT-u u HR i transport preko HR-HU-SRB

Već opisana tvrtka-kćer registrirana i licencirana u državi članici EU ima mogućnost kupovine plina na tržištu HR, odnosno na VTT-u plinskog transportnog sistema u HR. Na taj način trgovac iz BiH, preko svoje tvrtke-kćeri, ima mogućnost trgovanja sa prodavateljima plina koji raspolažu portfeljem plina proizvedenog u HR, kupljenog na CEGH-u i/ili okruženju ili onog iz LNG izvora.

Nadalje slijedi zakup združenog kapaciteta na HR-HU interkonekciji i izlaznog kapaciteta iz HU prema SRB.

Slijedeći korak je isti kao i u prethodnoj varijanti, gdje druga tvrtka-kćer registrirana i licencirana u SRB tamo zakupljuje ulazni kapacitet iz HU i izlazni prema BiH, a BiH trgovac pak zakupljuje ulazni i izlazne kapacitete u BiH.

Varijanta 2.3 - Kupnja na VTT-u u HU i transport preko HU-SRB

Slijedeća mogućnost koja je na raspolaganju tvrtki-kćeri registriranoj i licenciranoj u EU je kupnja plina na VTT-u u HU. Slično kao i u Varijanti 2.2 može se pretpostaviti da mađarski trgovac plinom raspolaže portfeljem plina koji je mix plina proizvedenog u HU, ili kupljenog na tržištima u okruženju (CEGH, HR i Rumunjska), kao i onog iz LNG izvora (dvije mađarske tvrtke, MET i MVM, su preko svojih hrvatskih tvrtki-kćeri zakupile kapacitete LNG terminala na Krku!).

Nadalje slijedi zakup kapaciteta na izlazu iz HU na interkonekciji sa SRB, te zakup ulaznog i izlaznog kapaciteta koji će odraditi druge tvrtke-kćeri registrirane i licencirane u SRB, dok će BiH trgovac zakupiti kapacitet na ulazu iz interkonekcije sa SRB i na izlazima prema svojim kupcima.

Za ovu varijantu, trgovac iz BiH mora osnovati kompaniju u EU za trgovanje na VTT u HU i kompaniju u SRB koja će rezervirati kapacitete na interkonekciji.

Varijanta 2.4 - Kupnja plina u SRB i transport SRB-BiH

Radi potrebe ovog izvještaja spomenuta je i teoretska varijanta kupnje plina na tržištu SRB, i zakup kapaciteta na izlazu interkonekcije SRB-BiH, koju bi odradila tvrtka-kćer registrirana i licencirana u SRB.

U daljnjem koraku, trgovac iz BiH će rezervirati ulazne kapacitete na interkonekciji sa SRB na strani BiH, kao i izlazne kapacitete za kupce.

²⁴ JP Srbijagas, Pravila o radu transportnog sistema verzija 10, srpanj 2013. <http://www.transportgas-srbija.rs/wp-content/uploads/2013-08-16-Pravila-rada-TS-PrGas-SG-74-2013.pdf>

Odluka o izmenama Pravila o radu transportnog sistema prirodnog gasa – („Sl. glasnik RS“ broj 14/14) <http://www.transportgas-srbija.rs/wp-content/uploads/2014-02-15-Pravila-rada-TS-PG-Srbijagas-izmena-SG-14-14.pdf>,

Odluka o izmenama i dopuni Pravila o radu transportnog sistema prirodnog gasa - ova odluka objavljena je na internet stranici Agencije dana 30.01.2015. <http://www.transportgas-srbija.rs/wp-content/uploads/2015-01-30-pravila-o-radu-transport-izmena-i-dopuna-Srbijagas.pdf>

Varijanta 2.5 – Kupnja plina na ulazu iz interkonekcije SRB-BiH (postojeće i/ili Nove istočne)

Slično varijanti iz prethodnog poglavlja, trgovac iz BiH zakupljuje kapacitet na ulazu u BiH transportni sustav na interkonekciji sa SRB (moguće su podvarijante na postojećoj i/ili na Novoj istočnoj interkonekciji), a sklapa kupoprodajni ugovor za kupnju plina sa trgovcem iz SRB.

Na taj način nema rizika na uzvodnoj strani, ali niti mogućnosti koje slobodna trgovina nosi, što znači da je sav rizik prodavatelj uračunao u Spread, tj. da se za tu varijantu može očekivati najviša cijena plina.

Na slici 8 su prikazane transportne rute za Opciju 2 dobave plina za BiH.



Slika 8 - Prikaz varijantnih rješenja Opcije 2²⁵

Zaključno se može konstatirati da je za BiH tržište opcija dobave novo nabavljenih količina plina preko SRB realno teško provediva. Najveću prepreku stvara dosadašnja nemogućnost zakupa kapaciteta na ulazu u SRB sa interkonekcije sa HU, ali isto tako i ograničeni kapaciteti na postojećoj interkonekciji SRB-BiH.

²⁵ Op. cit., fn. 8..

Na za potrebe ovog izvještaja, i pod hipotetskim uvjetom moguće ostvarivosti svih varijanti navedenih u ovom poglavlju mogu se izvući slični zaključci kao i za poglavlje 3.1. Najprofitabilnije, i posljedično s moguće najnižom cijenom na tržištu BiH je varijanta 2.1 – kupovina na CEGH-u i transport preko AT-HU-SRB. Međutim ona donosi najviše rizika za trgovca iz BiH i potrebu da osnuje čak dvije tvrtke-kćeri, jednu u državi članici EU i jednu u SRB.

Varijante 2.2 i 2.3, koje uključuju kupnju plina na tržištima HR i HU daje dovoljno mogućnosti za pregovaranje sa trgovcima plina koji operiraju na tržištima HR i HU i za koje se može očekivati da imaju široke portfelje plina kojima mogu zadovoljiti potrebe trgovca iz BiH. S druge pak strane trgovac iz BiH, preko svojih tvrtki-kćeri iz države članice EU i SRB preuzima rizik logistike zakupa transportnog kapaciteta, ali sa relativno povoljnom očekivanom cijenom na tržištu BiH.

I konačno zadnje dvije varijante, 2.4 i 2.5 nose najmanje rizika za trgovca iz BiH, ali mu ograničavaju pristup tržištu i odabir možda povoljnijih ponuda, što pak znači da se mogu očekivati najviše cijene plina u usporedbi sa drugim varijantama iz Opcije 2.

4. PRIMJERI IZRAČUNA CIJENE PLINA ZA RAZLIČITE SCENARIJE SNABDIJEVANJA BIH

U nastavku se nalazi izračun cijena plina do ulaza u BiH, konkretno (i) cijene na izlazu iz HR (uz nabavku plina na VTT Hrvatska (ali je izvor plina CEGH uz tranzit preko Austrije i Slovenije) i zakup izlaza iz HR na interkonekcijama prema objavljenim tarifama), te cijene (ii) na izlazu iz SRB, pri čemu je izvor plina također CEGH uz tranzit preko Austrije, HU i SRB. Na izračunate cijene na ulazu u BiH su dodani projicirani troškovi transporta unutar BiH za više scenarija. Rezultat je krajnja cijena za varijantu nabavke plina preko HR sa jednom i dvije ulazno-izlazne zone, nabava preko SRB sa jednom i dvije ulazno-izlazne zone, te konačno varijanta kada se FBiH snabdijeva preko HR, a RS preko SRB.

Korišteni su slijedeći ulazni podaci odnosno pretpostavke:

- Promatrano razdoblje na koje se inicijalna analiza odnosi je plinska godina 2018. – 2019. koja obuhvaća razdoblje od 1. oktobra 2018. u 6:00 sati do 1. oktobra 2019. u 6:00 sati. Plinska godina se koristi i kod ugovaranja transporta odnosno tranzita plina.
- Profil potrošnje, točnije potrošnja po mjesecima u promatranom razdoblju i maksimalna dnevna potrošnja u svakom pojedinom mjesecu na razini cijele BiH aproksimirani su preko krivulje Sarajevogasa i pretpostavljene ukupne potrošnje plina u BiH od 206 miliona Sm³ i nalaze se u tabeli u nastavku.

Tabela 1 - Profil potrošnje za plinsku godinu 2018.-2019. - Sarajevogas

Period	2018.			2019.								
	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep
MWh	82,186	151,472	253,754	274,086	205,315	153,584	92,968	70,663	21,056	18,898	18,263	22,285
Max MWh/dan	4,936	8,551	9,930	11,203	8,949	7,281	4,951	5,460	1,189	695	650	1,034

Ukupno: 1,364,531 MWh

Period	2018.		
	Oct	Nov	Dec
Sm ³	8,682,691	16,002,588	26,808,500
Max Sm ³ /day	521,521	903,384	1,049,074

Period	2019.								
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep
Sm ³	28,956,507	21,690,969	16,225,805	9,821,817	7,465,324	2,224,561	1,996,576	1,929,488	2,354,404
Max Sm ³ /dan	1,183,527	945,396	769,263	523,071	576,851	125,641	73,455	68,639	109,265

Ukupno: 144,159,231 Sm³

Tabela 2 - Procjena profil potrošnje za plinsku godinu 2018.-2019. - BiH

Period	2018.			2019.								
	Okt	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep
MWh	117.441	216.449	362.609	391.662	293.390	219.468	132.849	100.975	30.089	27.005	26.098	31.845
Maks. MWh/dan	7.054	12.219	14.190	16.008	12.787	10.405	7.075	7.802	1.699	994	928	1.478

Ukupno: 1.949.882 MWh

Period	2018.		
	Okt	Nov	Dec
Sm ³	12.407.352	22.867.305	38.308.688
Maks. Sm ³ /dan	745.241	1.290.913	1.499.100

Period	2019.								
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep
Sm ³	41.378.137	30.995.863	23.186.277	14.035.135	10.667.765	3.178.843	2.853.059	2.757.191	3.364.385
Maks. Sm ³ /dan	1.691.231	1.350.947	1.099.258	747.455	824.307	179.539	104.966	98.083	156.136

Ukupno: 206.000.000 Sm³

- Na ovom mjestu je potrebno odmah na početku naglasiti da navedeno predstavlja aproksimaciju i stvarni je profil potrošnje drugačiji (i zbog industrijskih potrošača koji plin koriste za potrebe tehnološkog procesa, a ne samo za grijanje) ali zbog nedostatka potrebnih podataka na razini cijelog sistema korištena je navedena procjena radi izrade mogućih usporednih scenarija. Donja ogrjevna vrijednost korištena u izračunu iznosi $1 \text{ Sm}^3 = 9,465444 \text{ kWh}$.
- Kupca se promatra samostalno i cijena je izračunata samo za njegov profil, bez optimiranja (u smislu da nije dio većeg portfelja trgovca koji na njega prenosi dio njegovog eventualnog efekta portfelja (engl. „portfolio effect“).
- Kao izvor plina predviđen je plinski čvor CEGH – Central European Gas Hub u Austriji (kao plinski čvor primarno relevantan za ovu regiju).
- Predviđen je zakup kapaciteta za tranzit prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom konkretno za mjesec januar 2019. u iznosu od 16.008 MWh odnosno 1.691.231 Sm³.
- Kao dodatni scenarij, provedeno je i optimiranje transportnog (odnosno tranzitnog) kapaciteta kod njegovog zakupa. Prilikom zakupa transportnog kapaciteta moguće je na godišnjoj razini (pod zakupom na godišnjoj razini misli se na zakup na razini plinske godine) zakupiti niži kapacitet od onoga s najvećom dnevnom potrošnjom i onda po potrebi dokupljivati kvartalni i/ili mjesečni kapacitet kako bi trošak transporta bio minimalan. Ovakvim zakupom kapacitet plinovoda je bolje iskorišten i to znači niži trošak. Tako da je preporuka uvijek optimirati zakup kapaciteta, jer ušteda može biti značajna.
- Prosječna cijena plina je izračunata temeljem formule koja glasi:

$$P_n = (\text{CEGHIX-AA}_n + \text{Spread}) \times I, I \quad [\text{EUR/MWh (NCV)}]$$

Gdje je:

P_n Cijena prirodnog plina u mjesecu „n“ [EUR/MWh (NCV)]

CEGHIX-AA _n	Aritmetički prosjek svih CEGHIX (Day-Ahead) cijena u mjesecu „n“ [EUR/MWh (GCV)]
Spread	Troškovi sistemskih usluga (tranzit/transport, skladište, premije rizika, marža trgovca) [EUR/MWh (GCV)]
I, I	Koeficijent za konverziju GCV (25/0°C) u NCV (15/15°C)

Izraz GCV označava gornju ogrjevnu vrijednost („Gross Calorific Value“), a NCV donju ogrjevnu vrijednost („Net Calorific Value“).

Izračunate cijene za svih 12 mjeseci promatrane plinske godine su pomnožene sa pripadnim mjesečnim potrošnjama, a zatim su ukupni troškovi plina podijeljeni sa ukupnom količinom plina te je na taj način dobivena "ekvivalentna prosječna fiksna cijena" za cijelo promatrano razdoblje.

- Radi usporedbe, izračunati su i približni iznosi cijena u USD/1.000 Sm³ (i zaokruženi na cijeli broj) uz slijedeće pretpostavke: 1 m³ = 9, 465444 kWh, 1 EUR = 1,119 USD (godišnji prosjek za 2019. godinu, u stvarnosti bi trebalo gledati prosječne tečajeve po mjesecima plinskih godina pa je ovaj iznos za orijentaciju).

4.1 IZRAČUN ZA PLINSKU GODINU 2018. - 2019.

4.1.1 CIJENA PLINA NA IZLAZU IZ HR ZA PLINSKU GODINU 2018. - 2019.

Izračunata je cijena prirodnog plina na virtualnoj točki trgovanja u HR (VTT Hrvatska) te izlaz iz HR na interkonekcijama prema objavljenim tarifama.

Dobiveni rezultati su kako slijedi:

Spread iznosi:

- Spread = 5,819 EUR/MWh (GCV) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- Spread = 4,623 EUR/MWh (GCV) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

Razlog razlike u visini Spread-a je u tome što su troškovi transporta (odnosno tarife) do VTT Hrvatska različiti. U ukupnom iznosu Spread-a troškovi transporta (tj. tranzita) do VTT Hrvatska iznose približno 85% u slučaju zakupa kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom, odnosno 81% u slučaju optimiranja transportnog (tj. tranzitnog) kapaciteta kod njegova zakupa.

Ukupna cijena plina na VTT Hrvatska (već izražena u NCV) je:

- 29,483 EUR/MWh (NCV) (312,28 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- 28,155 EUR/MWh (NCV) (298,21 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

Navedenu cijenu na VTT Hrvatska za ovog kupca odnosno ovaj profil je moguće očekivati i u slučaju da izvor plina nije CEGH nego LNG Krk (odnosno nešto nižu). Naime, trgovac kojem je izvor plina LNG Krk neće svoj plin prodavati na VTT Hrvatska po principu zidanja troškova („Cost plus“) nego po paritetu u odnosu na CEGH kao izvor. Drugim riječima, izračunat će moguću cijenu za kupca uz izvor CEGH i transport putem plinovoda i ponuditi nešto nižu cijenu da dobije ugovor (dakle, cijena uz izvor CEGH i dalje ostaje kao glavni benchmark).

Dodatno, izračunata je i cijena na izlazu iz HR. **Potrebno je naglasiti da su transportne tarife za izlaz iz HR u to vrijeme bile izuzetno visoke.** Danas su transportne tarife smanjene i metodologija je usklađena sa metodologijama Europske unije tako da je tarifa za izlaz iz HR od 1.1.2021. jednaka tarifi izlaza u HR.

Cijena na izlazu iz HR na interkonekciji u promatranom razdoblju iznosi:

- a) 29,483 (plin na VTT HR) + 6,058 (izlaz HR) = 35,541 EUR/MWh (NCV) (376,44 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup i transporta u HR prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 28,155 (plin na VTT HR) + 4,702 (izlaz HR) = 32,857 EUR/MWh (NCV) (348,02 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje transportnog kapaciteta u HR za vrijeme njegova zakupa.

Dakle, optimiranjem transporta može se, za ovaj profil, uštedjeti oko 2,6 milijuna EUR na VTT Hrvatska ((29,483 - 28,155) EUR/MWh × 1.949.882 MWh = 2,6 milijuna EUR). Optimiranje transporta bi rezultiralo i u nižim izlaznim tarifama iz HR (4,702 umjesto 6,058 EUR/MWh). Ukupne uštede optimiranjem transporta su čak 5,2 milijuna EUR ((35,541 - 32,857) EUR/MWh × 1.949.882 MWh = 5,2 milijuna EUR).

Kao što je ranije spomenuto u HR se od 1.1.2021. primjenjuje nova Metodologija utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za transport plina u HR što je dovelo do uspostavljanja ujednačenih pravila na razini EU o načinu utvrđivanja i strukturi tarifa za transport plina. Također u primjeni su i nove tarifne stavke.

U nastavku su opisane neke odredbe koje ukazuju na trend u smjeru smanjenja transportne tarife (kako za izlaz u HR tako i za izlaz iz HR).

- a) Novom metodologijom je utvrđen okvir temeljem kojeg HERA provodi analizu ekonomske efikasnosti postojeće materijalne imovine operatora, uzimajući u obzir pokazatelj iskorištenosti kapaciteta transportnog sistema s ciljem određivanja opravdanog udjela vrijednosti reguliranih sredstava. Kao pokazatelj iskorištenosti kapaciteta transportnog sistema za godine regulacijskog razdoblja primjenjuje se omjer planiranog maksimalnog iskorištenog kapaciteta izlaza iz transportnog sustava i ukupnog tehničkog kapaciteta izlaza iz transportnog sustava. Ovim odredbama omogućava se uključivanje u vrijednost regulirane imovine opravdanog dijela realiziranih investicija operatora transportnog sistema iz prijašnjih razdoblja kada se nisu primjenjivala pravila za prošireni kapacitet na način usklađen s iskazanom tržišnom potražnjom, a za koje se s protokom vremena pokazalo da ne generiraju očekivani ili dovoljan interes. Zato se ovim pristupom korigira mogućnost da korisnici transportnog sustava snose trošak takvih investicija i neiskorištene imovine. Bez primjene ovakvog pristupa, priznavanjem imovine u punom iznosu, iako se od iste ne ostvaruju očekivani priljevi ekonomskih koristi, transportne tarife u Republici HR održavale bi se među najvišima u EU. Navedeno bi negativno utjecalo na konkurentnost hrvatskog transportnog sustava, ali i ostale povezane plinske infrastrukture u cjelini.
- b) Novom metodologijom se ukinula dosadašnja naknada za količinu plina te se dozvoljeni prihod operatora prikuplja isključivo temeljem ugovorenog kapaciteta transportnog sistema. Ovime dodatno raste značaj pravilnog planiranja i optimiranja zakupa transportnog kapaciteta.
- c) Novom metodologijom se iznosi tarifne stavke za izlaz na interkonekciji i tarifne stavke za izlaz u HR izjednačavaju. Ovo je od posebnog značaja. Naime, dok je mjerom pod a) predviđeno smanjenje transportne tarife ukupno gledano, ovom se mjerom uklanja postojeći nesrazmjer između tarife za izlaz u HR i tarife za izlaz iz HR.

Dakle, prema gore navedenom, došlo je do značajnog smanjenja tarife za izlaz iz HR u odnosu na prije. HERA je 28.12.2020. godine donijela novu Odluku o iznosu tarifnih stavki za transport plina za godine trećeg regulacijskog razdoblja (2021. – 2025.). U redovnim periodičnim dopunama ovog izvještaja u narednom razdoblju provest će se i nove kalkulacije cijena odnosno troškova transporta u skladu s novim važećim tarifama.

U odnosu na elemente za snižavanje tarife, nova metodologija uvodi i jedan dodatni element troška transporta konkretno naknadu za sigurnost opskrbe. Naime, Zakonom o terminalu za ukapljeni prirodni plin propisano je da HERA može odlukom odrediti visinu i način prikupljanja naknade za sigurnost opskrbe prirodnim plinom u Republici HR, a u svrhu realizacije projekta terminala za LNG na otoku Krku. Iznos naknade za sigurnost opskrbe HERA utvrđuje na temelju zahtjeva operatora transportnog sistema, kada mu operator terminala za LNG podnese takav prijedlog iz razloga nižeg zakupa kapaciteta terminala za LNG od planiranog, odnosno nižeg očekivanog prihoda operatora terminala za LNG od planiranog dozvoljenog prihoda određenog odlukom HERA-e.

Postojeća dinamika zakupa kapaciteta LNG terminala na otoku Krku ukazuje na to da do potrebe za njenim aktiviranjem uopće neće doći. Naime, zakup od 1,1 milijarde m³ godišnje minimum je isplativosti terminala, dok je postojeći kapacitet terminala u potpunosti zakupljen zaključno sa plinskom godinom 2036. - 2037.

4.1.2 CIJENA PLINA NA IZLAZU IZ SRB ZA PLINSKU GODINU 2018. - 2019.

U ovom slučaju predviđen je također kao izvor plinski čvor CEGH uz tranzit preko Austrije i HU. Troškovi tranzita koji su uključeni u Spread odnose se na troškove na izlazu iz HU odnosno do ulaza u SRB. Na temelju tako izračunatog Spread-a korištenjem formule navedene u uvodu izračunata je "ekvivalentna prosječna fiksna cijena" za cijelo promatrano razdoblje. Na tako izračunatu cijenu dodani su i troškovi tranzita preko SRB (uz pretpostavku da je bilo moguće zakupiti ulaz i izlaz u SRB tj. da ima dovoljno kapaciteta za treću stranu) te je na taj način izračunata ukupna cijena prirodnog plina na izlazu iz SRB prema BiH.

Dobiveni rezultati su kako slijedi:

Spread iznosi:

- a) Spread = 4,832 EUR/MWh (GCV) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) Spread = 3,082 EUR/MWh (GCV) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

U ukupnom iznosu Spread-a troškovi transporta (tj. tranzita) uključujući i izlaz iz HU iznose približno 81% u slučaju zakupa kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom, odnosno 71% u slučaju optimiranja transportnog (tj. tranzitnog) kapaciteta kod njegova zakupa.

Ukupna cijena plina na izlazu iz HU odnosno do ulaza u SRB (već izražena u NCV) je:

- a) 28,387 EUR/MWh (NCV) (300,67 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 26,445 EUR/MWh (NCV) (280,10 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

Kao što je prethodno navedeno izračunata je i cijena prirodnog plina na izlazu iz SRB odnosno do ulaza u BiH. Troškovi transporta (odnosno tranzita) preko SRB, izračunati su prema trenutno važećim i dostupnim tarifama za pristup sistemu za transport prirodnog plina iz 2015. godine²⁶. Sam izračun je provjeren i u skladu je sa tarifnim kalkulatorom koji je objavljen na internetskoj stranici kompanije Transportgas Srbija Novi Sad²⁷.

²⁶ „Odluka o ceni pristupa sistemu za transport prirodnog gasa“ od 26. januara 2015. godine JP „Srbijagas“

²⁷ <http://www.transportgas-srbija.rs/sr/za-korisnike/kalkulator-za-zakup-kapaciteta/>

Cijena na izlazu iz SRB uz sve navedene pretpostavke iznosi:

- a) 28,387 (plin na izlazu iz HU odnosno na ulazu u SRB) + 6,048 (tranzit preko SRB) = 34,435 EUR/MWh (NCV) (364,73 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzita prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 26,445 (plin na izlazu iz HU odnosno na ulazu u SRB) + 3,773 (tranzit preko SRB) = 30,218 EUR/MWh (NCV) (320,06 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta u vrijeme njegova zakupa.

Dakle, optimiranjem transporta može se, za ovaj profil, uštedjeti oko 3,8 milijuna EUR na izlazu HU, odnosno sveukupno na izlazu iz SRB čak i 8,2 milijuna EUR.

4.1.3 CIJENE PLINA OVISNO O DOBAVNOM PRAVCU ZA PLINSKU GODINU 2018. - 2019.

Da bi se usporedile nabavne cijene plina (na izlazu iz transportnog sistema) za Sarajevogas sa različitim ruta opskrbe, morale su se izračunati tarife transportne mreže (troškovi transporta plina) u BiH. U tu svrhu razvijena je softverska aplikacija zasnovana na Excelu - Alat za transportne tarife. Alat za transportnu tarifu izračunava tarifu za svakog korisnika transportne mreže na osnovu ukupnih karakteristika transportne mreže i kapaciteta i potrošnje korisnika. Tarife se prikupljaju od korisnika mreže kako bi se pokrili troškovi tri (3) operatora transportnog sistema (TSO) u BiH (BH Gas, Sarajevogas Istočno Sarajevo i Gas promet).

Alat za transportne tarife može izračunati mrežne tarife za dvije različite opcije:

- BiH kao jedna ulazno-izlazna zona
- BiH kao dvije ulazno-izlazne zone: FBiH i RS

U slučaju jedne ulazno-izlazne zone, troškovi sva tri (3) OTS-a raspodijeljeni su između svih korisnika mreže u BiH. U slučaju dvije ulazno-izlazne zone, mrežni troškovi dva (2) OTS-a u RS-u raspodjeljuju se samo među mrežnim korisnicima u RS-u, a mrežni troškovi jednog OTS-a u FBiH distribuiraju se među mrežnim korisnicima u FBiH (više informacija o tarifama prenosne mreže možete pronaći u Izvještaju USAID-a o procjeni utjecaja na okoliš o tarifama mreža za transport gasa, septembar 2019.)

Alat za transportne tarife izračunava tarife na osnovu godišnje rezervacije kapaciteta.

U tabeli u nastavku u drugoj koloni prikazani su troškovi transporta plina u BiH za Sarajevogas, a izračunati su pomoću Alata za transportne tarife. Izračunati troškovi transporta u drugoj koloni uključuju investiciju Južne interkonekcije. Analiza je provedena kao studija slučaja za Sarajevogas.

Treća kolona prikazuje cijene plina do ulaska u BiH koje su bile prikazane u prethodna dva odjeljka, ali preračunate u KM/Sm³. Još jednom treba napomenuti da cijene plina značajno ovise o krivulji potrošnje, tj. o mjesečnim količinama preuzimanja plina. Nadalje, ova cijena plina, kao što je navedeno u prethodna dva odjeljka, ne uzima u obzir optimizaciju portfelja trgovaca ni na VTT Hrvatska ni na granici sa SRB, pa je razumno očekivati nešto nižu cijenu od ove što je tu navedena. Četvrti stupac je zbir kolona 2 i 3.

Kada se razmatra nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona i nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS), tada je cijena plina do ulaza u BiH ista za oba slučaja i opisana je u poglavlju 4.1.1, dok su troškovi transporta različiti unutar BiH.

Tabela 3 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2018.-2019.

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
I	2	3	4=2+3
1. Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.08.'17. do 30.04.'19.			0,4950
od 01.05.'19. do 31.12.'19			0,6400
<i>Ponder za plinsku godinu '18.-'19²⁸.</i>			0,5110
2. Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	0,6580	0,7364
3. Nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0675	0,6580	0,7255
4. Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	0,6375	0,7159
5. Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,1138	0,6375	0,7513
6. FBiH se snabdijeva preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0887	0,6580	0,7467

Kada se razmatra nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona i nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS) tada je cijena plina do ulaza u BiH ista za oba slučaja i opisana je u poglavlju 4.1.2, dok su troškovi transporta različiti unutar BiH.

Kada se razmatra snabdijevanje FBiH preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS) tada je cijena plina za FBiH bila ona koja je izračunata u poglavlju 4.1.1.

Usporedbe radi u nastavku je prikazan i trošak transporta unutar BiH preko SRB bez investicije u Južnu interkonekciju kao i nabavna cijena plina za Sarajevogas za navedeno razdoblje.

Tabela 4 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2018.-2019. (bez Južne i.)

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
I	2	3	4=2+3
Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.08.'17. do 30.04.'19.			0,4950
od 01.05.'19. do 31.12.'19			0,6400
<i>Ponder za plinsku godinu '18.-'19</i>			0,5110
Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0461	0,6375	0,6836
Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0713	0,6375	0,7088

²⁸ Ponder je izračunat koristeći profil potrošnje, na osnovu kojeg je izračunata cijena plina i cijena transporta.

U nastavku u tabeli 5 prikazana je usporedba nabavne cijene plina (na ulazu u BiH), sa uključenom investicijom u Južnu interkonekciju, za Sarajevogas kada bi se optimirao transportni kapacitet sve do ulaza u BiH. Podaci koji su vezani uz transport plina unutar BiH su isti kao u tabeli 3 i bazirani su na maksimalnom zakupu kapaciteta unutar BiH, a ne na optimizaciji korištenja transporta. Drugim riječima izračun transportnih troškova u BiH je baziran samo na godišnjem zakupu maksimalnih količina i nije korištena opcija kvartalnog, mjesečnog i dnevnog zakupa. Podaci u koloni 3 su preuzeti iz analiza navednih u poglavlju 4.1.1 i 4.1.2. i preračunati u KM/Sm³.

Tabela 5 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za 2018.-2019.

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH s optimiranim transportnim kapacitetom KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
I	2	3	4=2+3
1. Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.08.'17. do 30.04.'19.			0,4950
od 01.05.'19. do 31.12.'19			0,6400
<i>Ponder za plinsku godinu '18.-'19</i>			0,5110
2. Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	0,6083	0,6867
3. Nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0675	0,6083	0,6758
4. Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	0,5577	0,6361
5. Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,1138	0,5577	0,6715
6. FBiH se snabdijeva preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0887	0,6083	0,6970

Isto kao u prethodnom slučaju, u nastavku je prikazan i trošak transporta unutar BiH kada se radi o nabavi plina preko SRB bez investicije u Južnu interkonekciju kao i nabavna cijena plina za Sarajevogas koja uključuje optimirani transportni kapacitet do ulaza u BiH za navedeno razdoblje.

Tabela 6 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za 2018.-2019. (bez Južne i.)

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH s optimiranim transportnim kapacitetom KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
I	2	3	4=2+3
Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.08.'17. do 30.04.'19.			0,4950
od 01.05.'19. do 31.12.'19			0,6400
<i>Ponder za plinsku godinu '18.-'19</i>			0,5110
Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0461	0,5577	0,6038
Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0713	0,5577	0,6290

4.2 IZRAČUN ZA PLINSKU GODINU 2019. – 2020.

Izračun za plinsku godinu 2019. – 2020. izrađen je za iste opcije za koje je napravljen i izračun za plinsku godinu 2018. – 2019. uz iste osnovne ulazne podatke odnosno pretpostavke. Također, u ovom slučaju korištene su i slijedeće dodatne ulazne pretpostavke:

- Korišten je isti profil potrošnje kao i za plinsku godinu 2018. – 2019. tj. pretpostavljen je isti profil i za plinsku godinu 2019. – 2020. Predviđen je i zakup kapaciteta za tranzit prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom (konkretno, vrijednost za mjesec januar 2019. pretpostavljena je i za mjesec januar 2020.). Na taj način je moguće pratiti trendove kretanja cijena u zavisnosti isključivo od kretanja cijena na plinskom čvoru CEGH i visine (reguliranih) tarifa za sistemske usluge tj. na način da dobiveni rezultati budu međusobno usporedivi.
- Radi usporedbe, izračunati su i u ovom slučaju približni iznosi cijena u USD/1.000 Sm³ (i zaokruženi na cijeli broj) uz slijedeće pretpostavke: 1 m³ = 9, 465444 kWh, 1 EUR = 1,1395 USD (godišnji prosjek za 2020. godinu, u stvarnosti bi trebalo gledati prosječne tečajeve po mjesecima plinskih godina pa ovaj iznos u USD/1.000 Sm³ služi za orijentaciju).

4.2.1 CIJENA PLINA NA IZLAZU IZ HR ZA PLINSKU GODINU 2019. – 2020.

I u ovom slučaju je izračunata cijena prirodnog plina na virtualnoj točki trgovanja u HR (VTT Hrvatska) te izlaz iz HR na interkonekcijama prema objavljenim tarifama.

Dobiveni rezultati su kako slijedi:

Spread iznosi:

- a) Spread = 5,364 EUR/MWh (GCV) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) Spread = 4,257 EUR/MWh (GCV) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

U ukupnom iznosu Spread-a troškovi transporta (tj. tranzita) do VTT Hrvatska iznose približno 83% u slučaju zakupa kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom, odnosno 79% u slučaju optimiranja transportnog (tj. tranzitnog) kapaciteta kod njegova zakupa.

Ukupna cijena plina na VTT Hrvatska (već izražena u NCV) je:

- a) 18,393 EUR/MWh (NCV) (198,38 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 17,164 EUR/MWh (NCV) (185,13 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

Transportne tarife za izlaz iz HR su u padu i niže nego u plinskoj godini 2018. – 2019. a s novom metodologijom utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za transport plina u HR od 1.1.2021. transportne tarife za izlaz iz HR i transportne tarife za izlaz u HR su, kao što je to već spomenuto u poglavlju 4.1, izjednačene.

Cijena na izlazu iz HR na interkonekciji u promatranom razdoblju iznosi:

- a) 18,393 (plin na VTT HR) + 4,924 (izlaz HR) = 23,317 EUR/MWh (NCV) (251,49 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup i transporta u HR prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 17,164 (plin na VTT HR) + 3,783 (izlaz HR) = 20,947 EUR/MWh (NCV) (225,93 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje transportnog kapaciteta u HR za vrijeme njegova zakupa.

Optimiranjem transporta može se, za ovaj profil, uštedjeti oko 2,4 milijuna EUR na VTT Hrvatska ((18,393 – 17,164) EUR/MWh × 1.949.882 MWh = 2.4 milijuna EUR). Optimiranje transporta bi rezultiralo i u nižim izlaznim tarifama iz HR (3,783 umjesto 4,924 EUR/MWh). Ukupne uštede optimiranjem transporta su čak 4,6 milijuna EUR ((23,317 – 20,947) EUR/MWh × 1.949.882 MWh = 4,6 milijuna EUR).

4.2.2 CIJENA PLINA NA IZLAZU IZ SRB ZA PLINSKU GODINU 2019. – 2020.

I u ovom slučaju predviđen je također kao izvor plinski čvor CEGH uz tranzit preko Austrije i HU. Troškovi tranzita koji su uključeni u Spread odnose se na troškove na izlazu iz HU odnosno do ulaza u SRB. Na temelju tako izračunatog Spread-a korištenjem formule navedene u uvodu izračunata je „ekvivalentna prosječna fiksna cijena“ za cijelo promatrano razdoblje. Na tako izračunatu cijenu dodani su i troškovi tranzita preko SRB (uz pretpostavku da je bilo moguće zakupiti ulaz i izlaz u SRB tj. da ima dovoljno kapaciteta za treću stranu) te je na taj način izračunata ukupna cijena prirodnog plina na izlazu iz SRB prema BiH.

Dobiveni rezultati su kako slijedi:

Spread iznosi:

- a) Spread = 3,027 EUR/MWh (GCV) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) Spread = 2,091 EUR/MWh (GCV) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

U ukupnom iznosu Spread-a troškovi transporta (tj. tranzita) uključujući i izlaz iz HU iznose približno 70% u slučaju zakupa kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom, odnosno 57% u slučaju optimiranja transportnog (tj. tranzitnog) kapaciteta kod njegova zakupa.

Ukupna cijena plina na izlazu iz HU odnosno do ulaza u SRB (već izražena u NCV) je:

- a) 15,799 EUR/MWh (NCV) (170,41 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 14,760 EUR/MWh (NCV) (159,20 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

Kao što je prethodno navedeno, i u ovom slučaju, izračunata je i cijena prirodnog plina na izlazu iz SRB odnosno do ulaza u BiH. Troškovi transporta (odnosno tranzita) preko SRB, izračunati su prema trenutno važećim i dostupnim tarifama za pristup sistemu za transport prirodnog plina iz 2015. godine²⁹. Sam izračun je provjeren i u skladu je sa tarifnim kalkulatorom koji je objavljen na internetskoj stranici kompanije Transportgas Srbija Novi Sad³⁰.

Cijena na izlazu iz SRB uz sve navedene pretpostavke iznosi:

- a) 15,799 (plin na izlazu iz HU odnosno na ulazu u SRB) + 6,097 (tranzit preko SRB) = 21,896 EUR/MWh (NCV) (236,17 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzita prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 14,760 (plin na izlazu iz HU odnosno na ulazu u SRB) + 3,801 (tranzit preko SRB) = 18,561 EUR/MWh (NCV) (200,19 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta u vrijeme njegova zakupa.

²⁹ „Odluka o ceni pristupa sistemu za transport prirodnog gasa“ od 26. januara 2015. godine JP „Srbijagas“

³⁰ <http://www.transportgas-srbija.rs/sr/za-korisnike/kalkulator-za-zakup-kapaciteta/>

Dakle, optimiranjem transporta može se, za ovaj profil, uštedjeti oko 2,0 milijuna EUR na izlazu HU, odnosno sveukupno na izlazu iz SRB čak i 4,5 milijuna EUR.

4.2.3 CIJENE PLINA OVISNO O DOBAVNOM PRAVCU ZA PLINSKU GODINU 2019. – 2020.

U poglavlju 4.1.3. je iznesen prikaz nabavne cijene plina do ulaza u BiH za Sarajevogas sa različitih ruta opskrbe za plinsku godinu 2018. – 2019., dok je u ovom poglavlju napravljen isti prikaz za sve scenarije, samo za plinsku godinu 2019. – 2020.

U tabeli u nastavku u drugoj koloni prikazani su troškovi transporta plina u BiH za Sarajevogas, a izračunati su pomoću Alata za transportne tarife. Izračunati troškovi transporta u drugoj koloni uključuju investiciju Južne interkonekcije. Analiza je provedena kao studija slučaja za Sarajevogas.

Treća kolona prikazuje cijene plina do ulaska u BiH koje su bile prikazane u prethodna dva odjeljka, ali preračunate u KM/Sm³. Cijena plina, kao što je ranije navedeno, ne uzima u obzir optimizaciju portfelja trgovaca ni na VTT Hrvatska ni na granici sa SRB, pa je razumno očekivati nešto nižu cijenu od ove što je tu navedena. Četvrti stupac je zbir kolone 2 i 3.

Tabela 7 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2019.-2020.

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
I	2	3	4=2+3
1. Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.05.'19. do 31.12.'19.			0,6400
od 01.01.'20. do 30.04.'20.			0,5850
od 01.05.'20. do 31.12.'20.			0,5700
<i>Ponder za plinsku godinu '19. – '20.</i>			<i>0,6030</i>
2. Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	0,4317	0,5101
3. Nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0675	0,4317	0,4992
4. Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,078	0,4054	0,4838
5. Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,1138	0,4054	0,5192
6. FBiH se snabdijeva preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0887	0,4317	0,5204

Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona i nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS), cijena plina do ulaza u BiH je ista za oba slučaja i opisana je u poglavlju 4.2.1, dok su troškovi transporta različiti unutar BiH.

Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona i nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS) cijena plina do ulaza u BiH je ista i opisana je u poglavlju 4.2.2, dok su troškovi transporta različiti unutar BiH.

Kada bi se FBiH snabdijevala preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS) tada bi u ovom slučaju za FBiH bila uzeta cijena plina koja je izračunata u poglavlju 4.2.1.

Usporedbe radi u nastavku je prikazan i trošak transporta unutar BiH preko SRB bez investicije u Južnu interkonekciju kao i nabavna cijena plina za Sarajevogas za navedeno razdoblje.

Tabela 8 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2019.-2020. (bez Južne i.)

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
1	2	3	4=2+3
Nabavna cijena plina Sarajevogasa			
od 01.05.'19. do 31.12.'19			0,6400
od 01.01.'20. do 30.04.'20			0,5850
od 01.05.'20 do 31.12.'20			0,5700
<i>Ponder za plinsku godinu '19. – '20.</i>			<i>0,6030</i>
Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0461	0,4054	0,4515
Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0713	0,4054	0,4767

U nastavku u tabeli 9 prikazana je usporedba nabavne cijene plina (na ulazu u BiH), sa uključenom investicijom u Južnu interkonekciju, za Sarajevogas kada bi se optimirao transportni kapacitet sve do ulaza u BiH. Podaci koji su vezani uz transport plina unutar BiH su isti kao u tabeli 3 i bazirani su na maksimalnom zakupu kapaciteta unutar BiH, a ne na optimizaciji korištenja transporta. Drugim riječima izračun transportnih troškova u BiH je baziran samo na godišnjem zakupu maksimalnih količina i nije korištena opcija kvartalnog, mjesečnog i dnevnog zakupa. Podaci u koloni 3 su preuzeti iz analiza navednih u poglavlju 4.2.1 i 4.2.2 i preračunati u KM/Sm³.

Tabela 9 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) 2019.-2020.

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH s optimiranim transportnim kapacitetom KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4=2+3</i>
1. Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.05.'19. do 31.12.'19 od 01.01.'20. do 30.04.'20 od 01.05.'20 do 31.12.'20 <i>Ponder za plinsku godinu '19. – '20.</i>			0,6400 0,5850 0,5700 <i>0,6030</i>
2. Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	0,3878	0,4662
3. Nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0675	0,3878	0,4553
4. Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	0,3436	0,4220
5. Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,1138	0,3436	0,4574
6. FBiH se snabdijeva preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0887	0,3878	0,4765

Isto kao u prethodnom slučaju u nastavku je prikazan i trošak transporta unutar BiH kada se radi o nabavi plina preko SRB bez investicije u Južnu interkonekciju kao i nabavna cijena plina za Sarajevogas koja uključuje optimirani transportni kapacitet do ulaza u BiH za navedeno razdoblje.

Tabela 10 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za 2019.-2020. (bez Južne i.)

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH s optimiranim transportnim kapacitetom KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4=2+3</i>
Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.05.'19. do 31.12.'19 od 01.01.'20. do 30.04.'20 od 01.05.'20 do 31.12.'20 <i>Ponder za plinsku godinu '19. – '20.</i>			0,6400 0,5850 0,5700 <i>0,6030</i>
Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0461	0,3436	0,3897
Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0713	0,3436	0,4149

4.3 IZRAČUN ZA PLINSKU GODINU 2020. – 2021.

Izračun za plinsku godinu 2020. – 2021. izrađen je za iste opcije za koje je napravljen i izračun za plinsku godinu 2018. – 2019. uz iste osnovne ulazne podatke odnosno pretpostavke. Također, u ovom slučaju korištene su i slijedeće dodatne ulazne pretpostavke:

- Korišten je isti profil potrošnje kao i za plinsku godinu 2018. – 2019. tj. pretpostavljen je isti profil i za plinsku godinu 2020. – 2021. Predviđen je i zakup kapaciteta za tranzit prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom (konkretno, vrijednost za mjesec januar 2019. pretpostavljena je i za mjesec januar 2021.). Na taj način je moguće pratiti trendove kretanja cijena u zavisnosti isključivo od kretanja cijena na plinskom čvoru CEGH i visine (reguliranih) tarifa za sistemske usluge tj. na način da dobiveni rezultati budu međusobno usporedivi.
- Radi usporedbe, izračunati su i u ovom slučaju približni iznosi cijena u USD/1.000 Sm³ (i zaokruženi na cijeli broj) uz slijedeće pretpostavke: 1 m³ = 9,465444 kWh, 1 EUR = 1,1824 USD (godišnji prosjek za 2021. godinu, u stvarnosti bi trebalo gledati prosječne tečajeve po mjesecima plinskih godina pa ovaj iznos u USD/1.000 Sm³ služi za orijentaciju).

4.3.1 CIJENA PLINA NA IZLAZU IZ HR ZA PLINSKU GODINU 2020. – 2021.

I u ovom slučaju je izračunata cijena prirodnog plina na virtualnoj točki trgovanja u Hrvatskoj (VTT – Hrvatska) te izlaz iz HR na interkonekcijama prema objavljenim tarifama.

Dobiveni rezultati su kako slijedi:

Spread iznosi:

- a) Spread = 5,246 EUR/MWh (GCV) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) Spread = 4,161 EUR/MWh (GCV) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

U ukupnom iznosu Spread-a troškovi transporta (tj. tranzita) do VTT Hrvatska iznose približno 83% u slučaju zakupa kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom, odnosno 78% u slučaju optimiranja transportnog (tj. tranzitnog) kapaciteta kod njegova zakupa.

Ukupna cijena plina na VTT Hrvatska (već izražena u NCV) je:

- a) 26,623 EUR/MWh (NCV) (297,96 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 25,419 EUR/MWh (NCV) (284,49 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

Transportne tarife za izlaz iz HR su u padu i niže nego u plinskoj godini 2019. – 2020. čak dvostruko što je posljedica uvođenja nove metodologije utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za transport plina u HR od 1.1.2021. Tom metodologijom su transportne tarife za izlaz iz HR i transportne tarife za izlaz u HR, kao što je to već spomenuto u poglavlju 4.1, izjednačene.

Cijena na izlazu iz HR na interkonekciji u promatranom razdoblju iznosi:

- a) 26,623 (plin na VTT HR) + 2,431 (izlaz HR) = 29,054 EUR/MWh (NCV) (325,17 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup i transporta u HR prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 25,419 (plin na VTT HR) + 1,999 (izlaz HR) = 27,418 EUR/MWh (NCV) (306,86 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje transportnog kapaciteta u HR za vrijeme njegova zakupa.

Optimiranjem transporta može se, za ovaj profil, uštedjeti oko 2,3 milijuna EUR na VTT Hrvatska ((26,623 - 25,419) EUR/MWh × 1.949.882 MWh = 2,3 milijuna EUR). Optimiranje transporta bi rezultiralo i u nižim izlaznim tarifama iz HR (1,999 umjesto 2,431 EUR/MWh). Ukupne uštede optimiranjem transporta su 3,2 milijun EUR ((29,054-27,418) EUR/MWh × 1.949.882 MWh = 3,2 milijuna EUR).

4.3.2 CIJENA PLINA NA IZLAZU IZ SRB ZA PLINSKU GODINU 2020. – 2021.

I u ovom slučaju predviđen je također kao izvor plinski čvor CEGH uz tranzit preko Austrije i HU. Troškovi tranzita koji su uključeni u Spread odnose se na troškove na izlazu iz HU odnosno do ulaza u SRB. Na temelju tako izračunatog Spread-a korištenjem formule navedene u uvodu izračunata je „ekvivalentna prosječna fiksna cijena“ za cijelo promatrano razdoblje. Na tako izračunatu cijenu dodani su i troškovi tranzita preko SRB (uz pretpostavku da je bilo moguće zakupiti ulaz i izlaz u SRB tj. da ima dovoljno kapaciteta za treću stranu) te je na taj način izračunata ukupna cijena prirodnog plina na izlazu iz SRB prema BiH.

Dobiveni rezultati su kako slijedi:

Spread iznosi:

- a) Spread = 2,864 EUR/MWh (GCV) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) Spread = 2,081 EUR/MWh (GCV) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

U ukupnom iznosu Spread-a troškovi transporta (tj. tranzita) uključujući i izlaz iz HU iznose približno 69% u slučaju zakupa kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom, odnosno 57% u slučaju optimiranja transportnog (tj. tranzitnog) kapaciteta kod njegova zakupa.

Ukupna cijena plina na izlazu iz HU odnosno do ulaza u SRB (već izražena u NCV) je:

- a) 23,979 EUR/MWh (NCV) (268,37 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 23,110 EUR/MWh (NCV) (258,65 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

Kao što je prethodno navedeno, i u ovom slučaju, izračunata je i cijena prirodnog plina na izlazu iz SRB odnosno do ulaza u BiH. Troškovi transporta (odnosno tranzita) preko SRB, za period do 1.7.2021. godine, izračunati su prema trenutno važećim i dostupnim tarifama za pristup sistemu za transport prirodnog plina iz 2015. godine³¹, a za period od 1.7. do 1.10.2021. godine troškovi su izračunati prema „Odluci o ceni pristupa sistemu za transport prirodnog gasa“ od 1.7.2021. godine³². Sam izračun je provjeren i u skladu je sa tarifnim kalkulatorom koji je objavljen na internetskoj stranici kompanije Transportgas Srbija Novi Sad³³.

Cijena na izlazu iz SRB uz sve navedene pretpostavke iznosi:

³¹ „Odluka o ceni pristupa sistemu za transport prirodnog gasa“ od 26. januara 2015. godine JP „Srbijagas“

³² „Odluka o ceni pristupa sistemu za transport prirodnog gasa“ Transportgas Srbija <http://www.transportgas-srbija.rs/wp-content/uploads/Odluka-o-cenama-pristupa-sistemu-01.juli-2021.pdf>

³³ <http://www.transportgas-srbija.rs/sr/za-korisnike/kalkulator-za-zakup-kapaciteta/>

- a) 23,979 (plin na izlazu iz HU odnosno na ulazu u SRB) + 5,468 (tranzit preko SRB) = 29,447 EUR/MWh (NCV) (329,57 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzita prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 23,110 (plin na izlazu iz HU odnosno na ulazu u SRB) + 3,735 (tranzit preko SRB) = 26,845 EUR/MWh (NCV) (300,45 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta u vrijeme njegova zakupa.

Dakle, optimiranjem transporta može se, za ovaj profil, uštedjeti oko 1,7 milijuna EUR na izlazu HU, odnosno sveukupno na izlazu iz SRB 3,3 milijuna EUR.

4.3.3 CIJENE PLINA OVISNO O DOBAVNOM PRAVCU ZA PLINSKU GODINU 2020. – 2021.

U poglavlju 4.1.3. je iznesen prikaz nabavne cijene plina do ulaza u BiH za Sarajevogas sa različitim ruta opskrbe za plinsku godinu 2018. – 2019., u poglavlju 4.2.3. je iznesen isti prikaz za sve scenarije za plinsku godinu 2019. – 2020., dok je u ovom poglavlju napravljen isti prikaz za sve scenarije, samo za plinsku godinu 2020. – 2021.

U tabeli u nastavku u drugoj koloni prikazani su troškovi transporta plina u BiH za Sarajevogas, a izračunati su pomoću Alata za transportne tarife. Izračunati troškovi transporta u drugoj koloni uključuju investiciju Južne interkonekcije. Analiza je provedena kao studija slučaja za Sarajevogas.

Treća kolona prikazuje cijene plina do ulaska u BiH koje su bile prikazane u prethodna dva odjeljka, ali preračunate u KM/Sm³. Cijena plina, kao što je ranije navedeno, ne uzima u obzir optimizaciju portfelja trgovaca ni na VTT Hrvatska ni na granici sa SRB, pa je razumno očekivati nešto nižu cijenu od ove što je tu navedena. Četvrti stupac je zbir kolone 2 i 3.

Tabela 11 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2020.-2021.

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
1	2	3	4=2+3
1. Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.05.'20. do 31.12.'20. od 01.01.'21. do 01.12.'21. <i>Ponder za plinsku godinu '20. – '21.</i>			0,5700 0,5250 0,5411
2. Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	0,5379	0,6163
3. Nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0675	0,5379	0,6054
4. Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,078	0,5451	0,6235
5. Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,1138	0,5451	0,6589
6. FBiH se snabdijeva preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0887	0,5379	0,6265

Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona i nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS), cijena plina do ulaza u BiH je ista za oba slučaja i opisana je u poglavlju 4.3.1, dok su troškovi transporta različiti unutar BiH.

Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona i nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS) cijena plina do ulaza u BiH je ista i opisana je u poglavlju 4.3.2, dok su troškovi transporta različiti unutar BiH.

Kada bi se FBiH snabdijevala preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS) tada bi u ovom slučaju za FBiH bila uzeta cijena plina koja je izračunata u poglavlju 4.3.1.

Usporedbe radi u nastavku je prikazan i trošak transporta unutar BiH preko SRB bez investicije u Južnu interkonekciju kao i nabavna cijena plina za Sarajevogas za navedeno razdoblje.

Tabela 12 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2020.-2021. (bez Južne i.)

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
1	2	3	4=2+3
Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.05.'20. do 31.12.'20.			0,5700
od 01.01.'21. do 01.12.'21.			0,5250
<i>Ponder za plinsku godinu '20. – '21.</i>			<i>0,5411</i>
Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0461	0,5451	0,5912
Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0713	0,5451	0,6164

U nastavku u tabeli 13 prikazana je usporedba nabavne cijene plina (na ulazu u BiH), sa uključenom investicijom u Južnu interkonekciju, za Sarajevogas kada bi se optimirao transportni kapacitet sve do ulaza u BiH. Podaci koji su vezani uz transport plina unutar BiH su isti kao u tabeli 3 i bazirani su na maksimalnom zakupu kapaciteta unutar BiH, a ne na optimizaciji korištenja transporta. Drugim riječima izračun transportnih troškova u BiH je baziran samo na godišnjem zakupu maksimalnih količina i nije korištena opcija kvartalnog, mjesečnog i dnevnog zakupa. Podaci u koloni 3 su preuzeti iz analiza navednih u poglavlju 4.3.1 i 4.3.2 i preračunati u KM/Sm³.

Kao u prethodnom slučaju, u nastavku, u tabeli 14 je prikazan i trošak transporta unutar BiH kada se radi o nabavi plina preko SRB bez investicije u Južnu interkonekciju kao i nabavna cijena plina za Sarajevogas koja uključuje optimirani transportni kapacitet do ulaza u BiH za navedeno razdoblje.

Tabela 13 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) 2020.-2021.

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH s optimiranim transportnim kapacitetom KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4=2+3</i>
1. Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.05.'20. do 31.12.'20. od 01.01.'21. do 01.12.'21. <i>Ponder za plinsku godinu '20. – '21.</i>			0,5700 0,5250 <i>0,5411</i>
2. Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	0,5076	0,5860
3. Nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0675	0,5076	0,5751
4. Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	0,4970	0,5754
5. Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,1138	0,4970	0,6108
6. FBiH se snabdijeva preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0887	0,5076	0,5963

Tabela 14 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za 2020.-2021. (bez Južne i.)

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH s optimiranim transportnim kapacitetom KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4=2+3</i>
Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.05.'20. do 31.12.'20. od 01.01.'21. do 01.12.'21. <i>Ponder za plinsku godinu '20. – '21.</i>			0,5700 0,5250 <i>0,5411</i>
Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0461	0,4970	0,5431
Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0713	0,4970	0,5683

4.4 IZRAČUN ZA PLINSKU GODINU 2021. – 2022.

Izračun za plinsku godinu 2021. – 2022. izrađen je za iste opcije za koje je napravljen i izračun za plinsku godinu 2018. – 2019. uz iste osnovne ulazne podatke odnosno pretpostavke. Također, u ovom slučaju korištene su i slijedeće dodatne ulazne pretpostavke:

- Korišten je isti profil potrošnje kao i za plinsku godinu 2018. – 2019. tj. pretpostavljen je isti profil i za plinsku godinu 2021. – 2022. Predviđen je i zakup kapaciteta za tranzit prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom (konkretno, vrijednost za mjesec januar 2019. pretpostavljena je i za mjesec januar 2022.). Na taj način je moguće pratiti trendove kretanja cijena u zavisnosti

isključivo od kretanja cijena na plinskom čvoru CEGH i visine (reguliranih) tarifa za sistemske usluge tj. na način da dobiveni rezultati budu međusobno usporedivi.

- Radi usporedbe, izračunati su i u ovom slučaju približni iznosi cijena u USD/1.000 Sm³ (i zaokruženi na cijeli broj) uz slijedeće pretpostavke: 1 m³ = 9,465444 kWh, 1 EUR = 1,0515 USD (godišnji prosjek za 2022. godinu, u stvarnosti bi trebalo gledati prosječne tečajeve po mjesecima plinskih godina pa ovaj iznos u USD/1.000 Sm³ služi za orijentaciju).

4.4.1 CIJENA PLINA NA IZLAZU IZ HR ZA PLINSKU GODINU 2021. – 2022.

I u ovom slučaju je izračunata cijena prirodnog plina na virtualnoj točki trgovanja u Hrvatskoj (VTT Hrvatska) te izlaz iz HR na interkonekcijama prema objavljenim tarifama.

Dobiveni rezultati su kako slijedi:

Spread iznosi:

- a) Spread = 4,184 EUR/MWh (GCV) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) Spread = 3,571 EUR/MWh (GCV) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

U ukupnom iznosu Spread-a troškovi transporta (tj. tranzita) do VTT Hrvatska iznose približno 78% u slučaju zakupa kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom, odnosno 75% u slučaju optimiranja transportnog (tj. tranzitnog) kapaciteta kod njegova zakupa.

Ukupna cijena plina na VTT Hrvatska (već izražena u NCV) je:

- a) 118,605 EUR/MWh (NCV) (1.180,47 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 117,924 EUR/MWh (NCV) (1.173,69 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

Nova metodologija utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za transport plina u HR na snazi je od 1.1.2021. Tom metodologijom su transportne tarife za izlaz iz HR i transportne tarife za izlaz u HR, kao što je to već spomenuto u poglavlju 4.1, izjednačene.

Cijena na izlazu iz HR na interkonekciji u promatranom razdoblju iznosi:

- a) 118,605 (plin na VTT HR) + 1,159 (izlaz HR) = 119,764 EUR/MWh (NCV) (1.192,00 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup i transporta u HR prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 117,924 (plin na VTT HR) + 1,021 (izlaz HR) = 118,945 EUR/MWh (NCV) (1.183,85 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje transportnog kapaciteta u HR za vrijeme njegova zakupa.

Optimiranjem transporta može se, za ovaj profil, uštedjeti oko 1,3 milijuna EUR na VTT Hrvatska ((118,605-117,924) EUR/MWh x 1.949.882 MWh = 1,3 milijuna EUR). Optimiranje transporta bi rezultiralo i u nižim izlaznim tarifama iz HR (1,021 umjesto 1,159 EUR/MWh). Ukupne uštede optimiranjem transporta su 1,6 milijuna EUR ((119,764-118,945) EUR/MWh x 1.949.882 MWh = 1,6 milijuna EUR).

U plinskoj godini 2021.-2022. porastom cijene plina na europskom tržištu značajno je porasla ovdje izračunata ukupna nabavna cijena plina (u odnosu na prethodne plinske godine) te je udio troškova transporta u ukupnoj nabavnoj cijeni značajno pao i sada čini svega 4%, dok je u plinskoj godini 2020.-

2021. taj udio iznosio cca 25%, u plinskoj godini 2019.-2020. taj udio je iznosio cca 42%, a u plinskoj godini 2018.-2019. je iznosio cca 33%.

4.4.2 CIJENA PLINA NA IZLAZU IZ SRB ZA PLINSKU GODINU 2020. – 2021.

I u ovom slučaju predviđen je također kao izvor plinski čvor CEGH uz tranzit preko Austrije i HU. Troškovi tranzita koji su uključeni u Spread odnose se na troškove na izlazu iz HU odnosno do ulaza u SRB. Na temelju tako izračunatog Spread-a korištenjem formule navedene u uvodu izračunata je „ekvivalentna prosječna fiksna cijena“ za cijelo promatrano razdoblje. Na tako izračunatu cijenu dodani su i troškovi tranzita preko SRB (uz pretpostavku da je bilo moguće zakupiti ulaz i izlaz u SRB tj. da ima dovoljno kapaciteta za treću stranu) te je na taj način izračunata ukupna cijena prirodnog plina na izlazu iz SRB prema BiH.

Dobiveni rezultati su kako slijedi:

Spread iznosi:

- a) Spread = 3,046 EUR/MWh (GCV) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) Spread = 2,223 EUR/MWh (GCV) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

U ukupnom iznosu Spread-a troškovi transporta (tj. tranzita) uključujući i izlaz iz HU iznose približno 70% u slučaju zakupa kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom, odnosno 59% u slučaju optimiranja transportnog (tj. tranzitnog) kapaciteta kod njegova zakupa.

Ukupna cijena plina na izlazu iz HU odnosno do ulaza u SRB (već izražena u NCV) je:

- a) 117,341 EUR/MWh (NCV) (1.167,88 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzitnog kapaciteta prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 116,428 EUR/MWh (NCV) (1.158,80 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta za vrijeme njegova zakupa

Kao što je prethodno navedeno, i u ovom slučaju, izračunata je i cijena prirodnog plina na izlazu iz SRB odnosno do ulaza u BiH. Troškovi transporta (odnosno tranzita) preko SRB, za period od 1.10.2021. do 1.10.2022. godine troškovi su izračunati prema „Odluci o ceni pristupa sistemu za transport prirodnog gasa“ od 1.7.2021. godine³⁴. Sam izračun je provjeren i u skladu je sa tarifnim kalkulatorom koji je objavljen na internetskoj stranici kompanije Transportgas Srbija Novi Sad³⁵.

Cijena na izlazu iz SRB uz sve navedene pretpostavke iznosi:

- a) 117.341 (plin na izlazu iz HU odnosno na ulazu u SRB) + 3,879 (tranzit preko SRB) = 121,220 EUR/MWh (NCV) (1.206,50 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz zakup tranzita prema mjesecu s najvećom dnevnom potrošnjom
- b) 116,428 (plin na izlazu iz HU odnosno na ulazu u SRB) + 2,553 (tranzit preko SRB) = 118,981 EUR/MWh (NCV) (1.184,21 USD/1.000 Sm³ (NCV)) – uz optimiranje tranzitnog kapaciteta u vrijeme njegova zakupa.

³⁴ „Odluka o ceni pristupa sistemu za transport prirodnog gasa“ Transportgas Srbija <http://www.transportgas-srbija.rs/wp-content/uploads/Odluka-o-cenama-pristupa-sistemu-01.juli-2021.pdf>

³⁵ <http://www.transportgas-srbija.rs/sr/za-korisnike/kalkulator-za-zakup-kapaciteta/>

Dakle, optimiranjem transporta može se, za ovaj profil, uštedjeti oko 1,3 milijuna EUR na izlazu HU, odnosno sveukupno na izlazu iz SRB 2,6 milijuna EUR.

U plinskoj godini 2021.-2022. porastom cijene plina na europskom tržištu značajno je porasla ovdje izračunata ukupna nabavna cijena plina (u odnosu na prethodne plinske godine) te je udio troškova transporta u ukupno nabavnoj cijeni značajno pao i sada čini svega 5%, dok je u plinskoj godini 2020.-2021. taj udio iznosio cca 26%, u plinskoj godini 2019.-2020. taj udio je iznosio cca 39%, a u plinskoj godini 2018.-2019. je iznosio cca 30%.

4.4.3 CIJENE PLINA OVISNO O DOBAVNOM PRAVCU ZA PLINSKU GODINU 2021. – 2022.

U poglavlju 4.1.3. je iznesen prikaz nabavne cijene plina do ulaza u BiH za Sarajevogas sa različitim ruta opskrbe za plinsku godinu 2018. – 2019., u poglavlju 4.2.3. je iznesen isti prikaz za sve scenarije za plinsku godinu 2019. – 2020., u poglavlju 4.3.3. za plinsku godinu 2020. – 2021., dok je u ovom poglavlju napravljen isti prikaz za sve scenarije, samo za plinsku godinu 2021. – 2022.

U tabeli u nastavku u drugoj koloni prikazani su troškovi transporta plina u BiH za Sarajevogas, a izračunati su pomoću Alata za transportne tarife. Izračunati troškovi transporta u drugoj koloni uključuju investiciju Južne interkonekcije. Analiza je provedena kao studija slučaja za Sarajevogas.

Treća kolona prikazuje cijene plina do ulaska u BiH koje su bile prikazane u prethodna dva odjeljka, ali preračunate u KM/Sm³. Cijena plina, kao što je ranije navedeno, ne uzima u obzir optimizaciju portfelja trgovaca ni na VTT Hrvatska ni na granici sa SRB, pa je razumno očekivati nešto nižu cijenu od ove što je tu navedena. Četvrti stupac je zbir kolone 2 i 3.

Tabela 15 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2021.-2022.

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
1	2	3	4=2+3
1. Nabavna cijena plina Sarajevogasa od 01.10.'21. do 01.12.'21.			0,5250
od 01.12.'21. do 01.01.'22.			0,6390
od 01.01.'22. do 01.04.'22.			0,7050
od 01.04.'22. do 01.07.'22.			0,8490
od 01.07.'22. do 01.10.'22.			1,0380
<i>Ponder za plinsku godinu '21. – '22.</i>			<i>0,6959</i>
2. Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	2,2172	2,2956
3. Nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0675	2,2172	2,2847
4. Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	2,2441	2,3225
5. Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,1138	2,2441	2,3579
6. FBiH se snabdijeva preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0887	2,2172	2,3059

Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona i nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS), cijena plina do ulaza u BiH je ista za oba slučaja i opisana je u poglavlju 4.4.1, dok su troškovi transporta različiti unutar BiH.

Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona i nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS), cijena plina do ulaza u BiH je ista i opisana je u poglavlju 4.4.2, dok su troškovi transporta različiti unutar BiH.

Kada bi se FBiH snabdijevala preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS) tada bi u ovom slučaju za FBiH bila uzeta cijena plina koja je izračunata u poglavlju 4.4.1.

Usporedbe radi u nastavku je prikazan i trošak transporta unutar BiH preko SRB bez investicije u Južnu interkonekciju kao i nabavna cijena plina za Sarajevogas za navedeno razdoblje.

Tabela 16 - Cijena plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za 2021.-2022. (bez Južne i.)

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
1	2	3	4=2+3
Nabavna cijena plina Sarajevogasa			
od 01.10.'21. do 01.12.'21.			0,5250
od 01.12.'21. do 01.01.'22.			0,6390
od 01.01.'22. do 01.04.'22.			0,7050
od 01.04.'22. do 01.07.'22.			0,8490
od 01.07.'22. do 01.10.'22.			1,0380
<i>Ponder za plinsku godinu '21. – '22.</i>			<i>0,6959</i>
Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0461	2,2441	2,2902
Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0713	2,2441	2,3154

U nastavku u tabeli 17 prikazana je usporedba nabavne cijene plina (na ulazu u BiH), sa uključenom investicijom u Južnu interkonekciju, za Sarajevogas kada bi se optimirao transportni kapacitet sve do ulaza u BiH. Podaci koji su vezani uz transport plina unutar BiH su isti kao u tabeli 3 i bazirani su na maksimalnom zakupu kapaciteta unutar BiH, a ne na optimizaciji korištenja transporta. Drugim riječima izračun transportnih troškova u BiH je baziran samo na godišnjem zakupu maksimalnih količina i nije korištena opcija kvartalnog, mjesečnog i dnevnog zakupa. Podaci u koloni 3 su preuzeti iz analiza navedenih u poglavlju 4.4.1 i 4.4.2 i preračunati u KM/Sm³.

Kao u prethodnom slučaju, u nastavku u tabeli 18 je prikazan i trošak transporta unutar BiH kada se radi o nabavi plina preko SRB bez investicije u Južnu interkonekciju kao i nabavna cijena plina za Sarajevogas koja uključuje optimirani transportni kapacitet do ulaza u BiH za navedeno razdoblje.

Tabela 17 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) 2021.-2022.

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH s optimiranim transportnim kapacitetom KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
1	2	3	4=2+3
1. Nabavna cijena plina Sarajevogasa			
od 01.10.'21. do 01.12.'21.			0,5250
od 01.12.'21. do 01.01.'22.			0,6390
od 01.01.'22. do 01.04.'22.			0,7050
od 01.04.'22. do 01.07.'22.			0,8490
od 01.07.'22. do 01.10.'22.			1,0380
<i>Ponder za plinsku godinu '21. – '22.</i>			<i>0,6959</i>
2. Nabava plina preko HR – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	2,2020	2,2804
3. Nabava plina preko HR – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0675	2,2020	2,2695
4. Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0784	2,2027	2,2811
5. Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,1138	2,2027	2,3165
6. FBiH se snabdijeva preko HR, a RS preko dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0887	2,2020	2,2907

Tabela 18 - Cijena plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za 2021.-2022. (bez Južne i.)

Scenariji	Trošak transporta za Sarajevogas (ulaz + izlaz + naknada za količinu unutar BiH) KM/Sm ³	Cijena plina do ulaza u BiH s optimiranim transportnim kapacitetom KM/Sm ³	Ukupna nabavna cijena plina za Sarajevogas KM/Sm ³
1	2	3	4=2+3
Nabavna cijena plina Sarajevogasa			
od 01.10.'21. do 01.12.'21.			0,5250
od 01.12.'21. do 01.01.'22.			0,6390
od 01.01.'22. do 01.04.'22.			0,7050
od 01.04.'22. do 01.07.'22.			0,8490
od 01.07.'22. do 01.10.'22.			1,0380
<i>Ponder za plinsku godinu '21. – '22.</i>			<i>0,6959</i>
Nabava plina preko SRB – cijela BiH jedna entry-exit zona	0,0461	2,2027	2,2488
Nabava plina preko SRB – dvije entry-exit zone (FBiH i RS)	0,0713	2,2027	2,2740

4.5 USPOREDBA REZULTATA

Cijena plina za naredni dan na burzi na plinskom čvoru CEGH pala je u plinskoj godini 2019. – 2020. u odnosu na plinsku godinu 2018. – 2019. dok je u plinskoj godini 2020. – 2021. bila viša u odnosu na

plinsku godinu 2019. – 2020. ali niža u odnosu na plinsku godinu 2018. – 2019. Zbog krize uzrokovane prije svega ratom u Ukrajini i poremećaja u pravcima dobave plina, cijena plina za naredni dan na burzi na plinskom čvoru CEGH značajno je porasla u plinskoj godini 2021. – 2022.

Nabavna cijena plina na plinskom čvoru CEGH korištena u analizama izračunata je na način da je izračunat aritmetički prosjek svih indeksa cijena CEGHIX u promatranom mjesecu plinske godine i pomnožen sa ukupno predviđenom količinom plina u tom istom mjesecu i zatim isti postupak ponovljen za svih 12 mjeseci promatrane plinske godine, a dobiveni rezultati su sumirani i podijeljeni sa predviđenom ukupnom količinom plina u toj plinskoj godini (dobivena nabavna cijena na plinskom čvoru CEGH je zatim u analizi, a prema cjenovnoj plinskoj formuli uvećana za Spread i pomnožena sa 1,11 radi pretvaranja iz GCV u NCV a zatim uvećana za eventualne daljnje troškove tranzita do BiH i troškove transporta do Sarajeva što onda sve zajedno predstavlja ponderiranu nabavnu cijenu plina za Sarajevogas).

Konkretno, nabavna cijena na plinskom čvoru CEGH izračunata na gore navedeni način iznosila je 20,742 EUR/MWh (GCV) u plinskoj godini 2018. – 2019., te 11,206 EUR/MWh (GCV) u plinskoj godini 2019. – 2020., a 18,739 EUR/MWh (GCV) u plinskoj godini 2020. – 2021., dok je u plinskoj godini 2021. – 2022. skočila preko pet puta u odnosu na prethodnu plinsku godinu i iznosila je 102,667 EUR/MWh (GCV).

Na slikama u nastavku (slika 9 i slika 10) može se primijetiti da bi za plinsku godinu 2019. - 2020. nabavna cijena plina za Sarajevogas bila manja u svim predviđenim scenarijima u odnosu na ponderiranu nabavnu cijenu plina koju je Sarajevogas imao u plinskoj godini 2019. – 2020. Uzrok toga je pad cijene plina na čvoru CEGH kao i smanjeni transportni troškovi, najviše u HR. Također se može primijetiti da bi za plinsku godinu 2018.-2019. i 2020.-2021. nabavna cijena plina za Sarajevogas bila viša u svim predviđenim scenarijima u odnosu na ponderiranu prosječnu nabavnu cijenu plina koju je Sarajevogas plaćao u plinskoj godini 2018.-2019. i 2020.-2021. Također, u plinskoj godini 2021. – 2022. nabavna cijena plina za Sarajevogas bila bi viša u svim predviđenim scenarijima u odnosu na ponderiranu nabavnu cijenu plina koju je Sarajevogas imao u plinskoj godini 2021. – 2022.

Dakle u slučaju kada bi se plin uvezio preko HR i Slovenije sa plinskog čvora CEGH u Austriji i kada bi bio zakupljen maksimalni kapacitet na cijeloj ruti, nabavna cijena plina za Sarajevogas:

- za plinsku godinu 2019. - 2020. bi bila manja od ponderirane nabavne cijene plina koja je bila u plinskoj godini 2019. – 2020. za prosječno 16% ovisno o scenariju (od 14% do 17%),
- za plinsku godinu 2020. – 2021. bi bila veća od ponderirane nabavne cijene plina koja je bila u plinskoj godini 2020.-2021. za prosječno 14% ovisno o scenariju (od 12% do 16%),
- za plinsku godinu 2021. – 2022. bi bila veća od ponderirane nabavne cijene plina koja je bila u plinskoj godini 2021.-2022. za prosječno 230% ovisno o scenariju (od 228% do 231%),

navedeno prikazuje slika 9.

Dok prema slici 10 za optimirani transport do ulaza u BiH nabavna cijena plina za Sarajevogas bi bila:

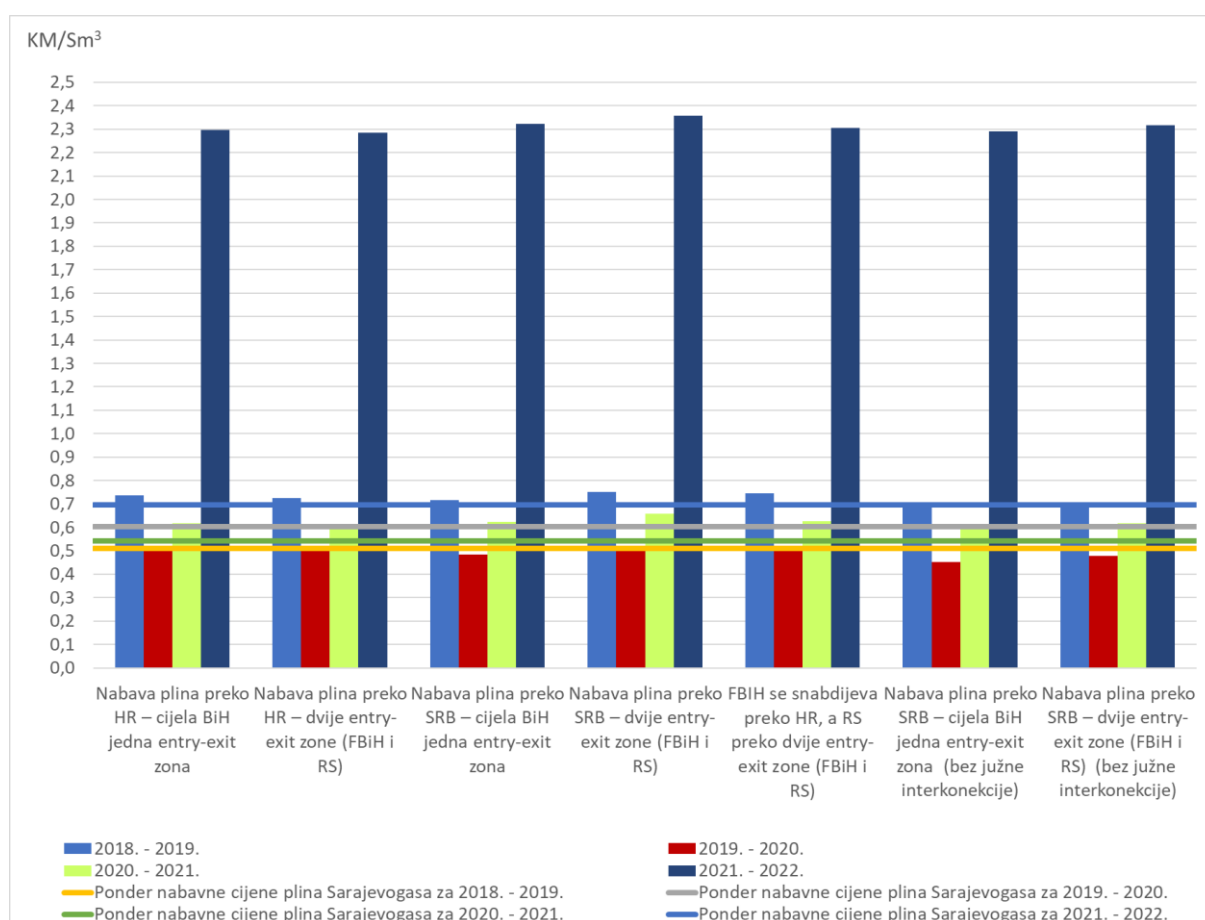
- za plinsku godinu 2019. - 2020. niža za prosječno 23% ovisno o scenariju (od 21% do 25%),
- za plinsku godinu 2020. – 2021. viša za prosječno 8% ovisno o scenariju (od 6% do 10%).
- za plinsku godinu 2021. – 2022. viša za prosječno 228% ovisno o scenariju (od 226% do 229%).

Isto tako, u slučaju kada bi se plin uvezio preko HU i SRB sa plinskog čvora CEGH u Austriji i kada bi bio zakupljen maksimalni kapacitet na cijeloj ruti, nabavna cijena plina za Sarajevogas:

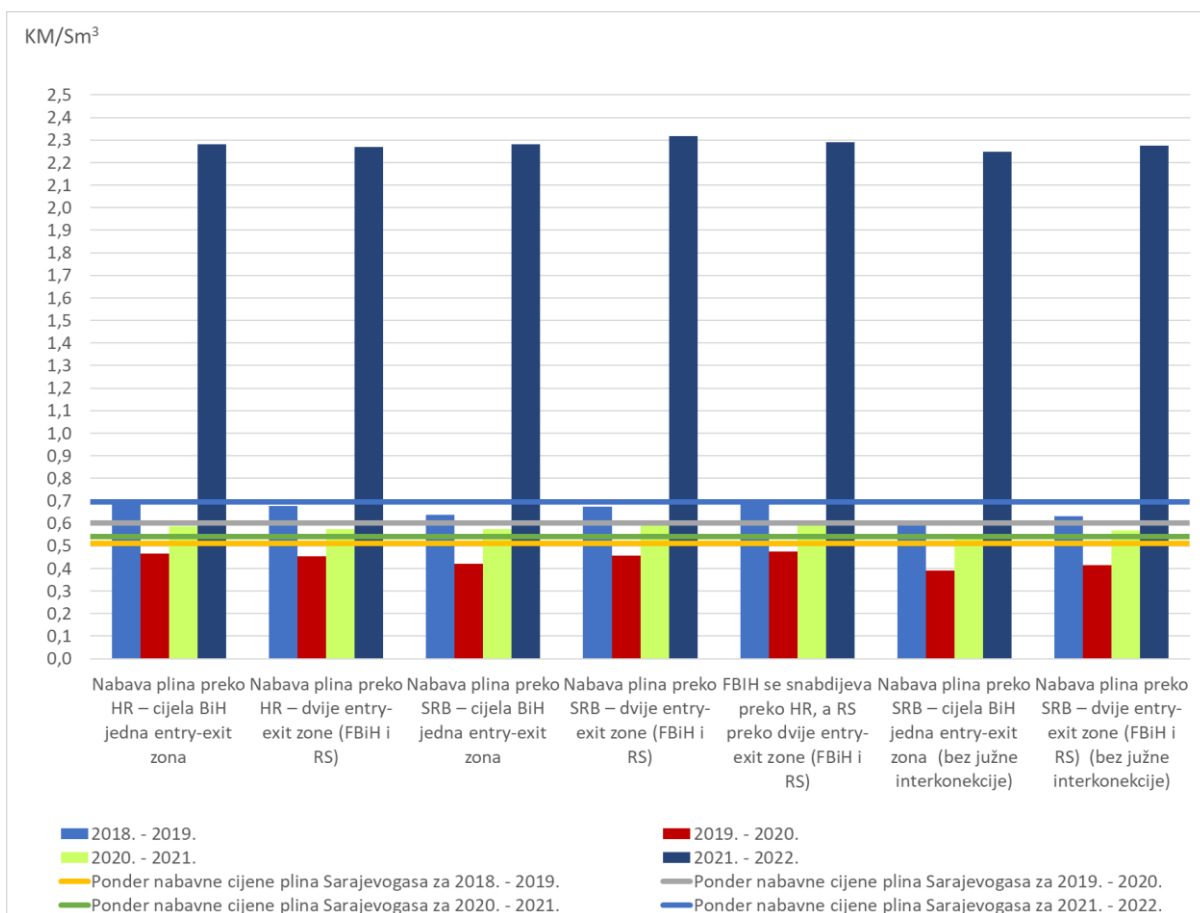
- za plinsku godinu 2019. – 2020. bi bila manja od ponderirane nabavne cijene plina koja je bila u plinskoj godini 2019. – 2020. za prosječno 20% ovisno o scenariju (od 14% do 25%),
- za plinsku godinu 2020. – 2021. bi bila veća od ponderirane nabavne cijene plina koja je bila u plinskoj godini 2020.-2021. za prosječno 15% ovisno o scenariju (od 9% do 22%),
- za plinsku godinu 2021. – 2022. bi bila veća za prosječno 233% ovisno o scenariju (od 229% do 239%).

Navedeno prikazuje slika 9. Dok prema slici 10 za optimirani transport do ulaza u BiH nabavna cijena plina za Sarajevogas bi bila:

- za plinsku godinu 2019. - 2020. niža za prosječno 30% ovisno o scenariju (od 24% do 35%),
- za plinsku godinu 2020. – 2021. viša za prosječno 6% ovisno o scenariju (od 0% do 13%).
- za plinsku godinu 2021. – 2022. viša za prosječno 228% ovisno o scenariju (od 223% do 233%).



Slika 9 - Nabavne cijene plina za Sarajevogas (max tran. kap.) za plinske godine 2018.-2019., 2019.-2020., 2020.-2021., 2021.-2022.



Slika 10 – Nabavne cijene plina za Sarajevogas (opt. tran. kap.) za plinske godine 2018.-2019., 2019.-2020., 2020.-2021., 2021.-2022.

5. ZAKLJUČAK

Ovaj izvještaj se bavi potencijalom nove infrastrukture prirodnog gasa u regiji u kombinaciji sa kupnjom prirodnog plina na konkurentnom tržištu, povećavajući sigurnost opskrbe prirodnim plinom s potencijalom smanjenja cijena prirodnog plina za krajnje korisnike u BiH. Glavni zaključak je da je prema rezultatima ovog teoretskog modela u stabilnim tržišnim uvjetima kombinacijom kupovine prirodnog plina na otvorenom tržištu s prednostima proširenja infrastrukture prirodnog plina moguće smanjiti cijene za krajnje korisnike u BiH. Ovaj zaključak je uslovljen time da su stvarna mjesečna potrošnja za cijelu zemlju i stepen sezonalnosti poznati i tačni, kao i da su tržišni uvjeti stabilni u smislu ne narušavanja odnosa ponude i potražnje na evropskom tržištu uzrokovanih vanjskim utjecajima. Međutim, u ovom radu su ukupne količine potrebne BiH izračunate na osnovu ograničene, približne krivulje potrošnje bazirane na krivulji potrošnje Sarajevogasa, koja je izuzetno sezonska, što je rezultiralo prilično visokom cijenom plina zbog visoke sezonalnosti. Ako bi se koristili potpuni podaci, stvarna potrošnja bi vjerovatno pokazala povoljniju, ravniju krivulju, s manje sezonalnosti zbog industrijske potrošnje u Zenici i potrošnje velikog industrijskog potrošača u RS-u koji čini gotovo 80% ukupne potrošnje RS-a.

Kao što je naznačeno, prethodno navedeno vrijedi u stabilnim tržišnim uvjetima u smislu nenarušavanja odnosa ponude i potražnje na evropskom tržištu uzrokovanih vanjskim utjecajima. Narušeni odnosi ponude i potražnje nastali prije svega krizom oko dobavnih pravaca uzrokovanih ratom u Ukrajini uzrokovali su značajan porast nabavne cijene prirodnog plina u plinskoj godini 2021.-2022. Međutim, upravo se u tom slučaju (vezano uz pitanje sigurnosti snabdijevanja) pokazao značaj međusobne povezanosti evropskog plinskog tržišta u smislu interkonekcija te LNG terminala. Pritom treba napomenuti i rastuću ulogu LNG terminala na otoku Krku u smislu ove regije³⁶.

Potrebno je naglasiti da su provedeni primjeri teoretski uz slijedeća napomene. Treba napomenuti da ako se koristi plinska formula vezana uz pojedini plinski čvor i npr. spot cijenu, to automatski ne znači da će trgovac/snabdjevač zaista i nabavljati plin potrebne dnevne količine po spot cijeni na tom plinskom čvoru. Kao što je naftna formula, općenito u Evropi u svijetu, bila vezana i na cijenu lož ulja, koji je u tom času predstavljao konkurentni energent prirodnom plinu na toplinskom tržištu, tako danas trgovci/snabdjevači mogu odrediti cijenu na temelju onog što konkurencija na (liberaliziranom) tržištu plina može ponuditi. Tako proizvođači mogu cijenu plina iz vlastite proizvodnje u (dugoročnim) ugovorima vezati na npr. spot cijenu sa određenog plinskog čvora. U Evropi je zabilježen i trend promjena klauzula u postojećim dugoročnim ugovorima na način da uključuju i indeks na spot cijene s ugovorom definiranih plinskih čvorova u nekom udjelu ili čak i 100%³⁷.

³⁶ Vlada RH donijela je 8. augusta 2022. odluku o povećanju kapaciteta LNG terminala na otoku Krku s ciljem povećanja kapaciteta sa postojećih 2,9 na 6,1 milijardi m³ godišnje.

³⁷ Od javno dostupnih primjera, grčka plinska kompanija DEPA, koja drži oko 40% tržišta plina u Grčkoj, početkom 2020. je ispregovarala nove uvjete u ugovorima o dobavi s ruskim Gazpromom. Revidirani ugovor ograničava cijene plina indeksirane na naftu na 60% ukupne narudžbe, a ostalih 40% se određuje u skladu s nizozemskom platformom za trgovanje plinom TTF. Ugovor ističe 2026. godine uz opciju produženja na 10 godina. Bugarska je ostvarila cijene vezane na plinske čvorove u ugovorima s Gazpromom kroz proces pri DG COMP (European Commission - Directorate General for Competition). U Turskoj su 2021. godine istekli postojeći dugoročni ugovori s naftnom formulom u iznosu ukupne potrošnje od 16 mlrd. m³/god. od čega 8 mlrd. m³/god. s Gazpromom (od čega opet polovicu ima BOTAŞ a ostatak privatni uvoznici). Predmet pregovora oko novih dugoročnih ugovora bilo je i formiranje cijena, uključujući i plinske formule vezane na plinske čvorove.

Elementi iz komercijalnih bilateralnih ugovora o prodaji plina (ne samo dugoročnih nego i komercijalnih ugovora općenito) te konkretne cjenovne formule odnosno cijene nisu javno dostupni jer predstavljaju poslovnu tajnu. Stoga je CEGH (Central European Gas Hub) izabran za izvor gasa, jer je to najrelevantnije regionalno gasno čvorište a i zbog javno dostupnih podataka o cijenama. U navedenim primjerima pretpostavljeno je da će trgovac izračun cijene postaviti na temelju onog što može ponuditi konkurencija (cijene plina sa plinskog čvorišta CEGH uz transport do HR). Cijenu gasa na VTT Hrvatska baziranu na cijenama plinskog čvorišta CEGH, moguće je očekivati i u slučaju da izvor plina nije CEGH nego LNG Krk. Naime, trgovac kojem je izvor plina LNG Krk će svoj plin prodavati na VTT Hrvatska po paritetu u odnosu na CEGH kao izvor. Drugim riječima, izračunat će moguću cijenu za kupca uz izvor CEGH i transport putem plinovoda i ponuditi nešto nižu cijenu da dobije ugovor. Zato se rečenicu iz poglavlja 4. ovog izvještaja,³⁸ da je kao izvor plina predviđen plinski čvor CEGH može promatrati i uslovno, da CEGH nije stvarni izvor plina, nego izvor referentne cijene plina.

Primjeri su teoretski i zbog slijedećih razloga. Jedan je svjesno miješanje prošlosti i budućnosti - buduće tarife za transport u BiH i prošla potrošnja plina, što metodološki nije ispravno. Međutim, kako je dio ulaznih veličina morao biti pretpostavljen/procijenjen, kao npr. transportne tarife za buduće interkonekcije u BiH, za druge ulazne veličine (cijene na tržištu, tarife za transport u pojedinim zemljama, cijene za Sarajevogas) korišteni su historijski podaci umjesto dodatnih pretpostavki o budućim cijenama plina i transportnim tarifama kroz pojedine zemlje. Na ovaj način se može, barem što se tiče cijena na tržištu i tranzitnih tarifa, ponoviti izračun svake godine i promatrati trendove. I konačno, analiziran je hipotetički profil potrošnje za BiH u cjelini, dok u stvarnosti, ne znači da je CEGH jedini izvor plina za cijeli profil potrošnje.

Temeljem provedene analize, dostavljenih podataka o potrošnji, procijenjene krivulje potrošnje, dostupnih podataka o tarifama za transport plina kroz pojedine zemlje, do ulaza u BiH, u promatranim teoretskim primjerima, preko HR i Slovenije bilo moguće smanjiti cijenu plina za cca 7% zbog optimiranja transportnog kapaciteta u plinskoj godini 2018. - 2019., zatim cca 10% u plinskoj godini 2019. - 2020., u plinskoj godini 2020. - 2021. za cca 6%, a u plinskoj godini 2021. - 2022. za cca 0,7%.

Bitno je napomenuti da je donošenjem nove metodologije za utvrđivanja iznosa tarifa za transport plina u HR omogućen izvoz plina iz HR (u dijelu troška koji se odnosi na transport plina) po duplo nižoj tarifi nego li je to bilo prethodnih godina.

Također optimiranjem transporta preko HU i SRB bilo bi moguće smanjiti cijenu plina do ulaza u BiH za cca 14% u plinskoj godini 2018. - 2019. zatim cca 18% u plinskoj godini 2019. - 2020., cca 10% u plinskoj godini 2020. - 2021., te u plinskoj godini 2021. - 2022. za cca 2%.

Vezano uz nabavnu cijenu plina na plinskom čvoru CEGH izračunatu za promatrani zadani profil potrošnje, ona je u plinskoj godini 2019. - 2020. bila niža za 46% u odnosu na plinsku godinu 2018. - 2019. U plinskoj godini 2020. - 2021. ova je nabavna cijena bila 67% viša u odnosu na plinsku godinu 2019. - 2020., a 10% niža u odnosu na plinsku godinu 2018. - 2019. U plinskoj godini 2021.-2022. nabavna cijena je bila 395% viša u odnosu na početno promatranu plinsku godinu 2018. - 2019. te 448% viša u odnosu na prethodnu plinsku godinu 2020.-2021.

Završno valja napomenuti da svaki novi dobavni pravac, svaka nova interkonekcija i bilo koji novi izvor dobave plina, nosi i nove mogućnosti za razvoj slobodnog tržišta prirodnog plina u BiH. Iz iskustva u okruženju, npr. recentnog razvoja transportnog sustava u HR i otvaranja druge interkonekcije HR-HU, a pogotovo nakon puštanja u rad LNG terminala, može se vidjeti da su se odnosi svih sudionika na

³⁸ Poglavlje 4, rečenica: „Kao izvor plina predviđen je plinski čvor CEGH – Central European Gas Hub u Austriji (kao plinski čvor primarno relevantan za ovu regiju).“

tržištu, kako trgovaca/opskrbljivača prema kupcima, ali i međusobno jednih prema drugima, potpuno promijenili. Gubitak utjecaja kojeg su imali tradicionalni domaći proizvođači i monopolistički trgovci značajno je promijenio njihov odnos prema kupcima. Isto tako i kupci su postali svjesni mogućnosti izbora i njihove uloge i snage na otvorenom tržištu. Sve to je u vrlo kratkom roku promijenilo odnose i karakteristike tržišta koje se iz tržišta ponude (kada su trgovci nametali uvjete i cijenu prodaje) promijenilo u tržište potražnje (kada kupci postavljaju glavne uvjete kupnje). No ne smije se zanemariti niti činjenica da sa novim mogućnostima slobodnog tržišta dolazi i odgovornost, kako trgovaca tako i kupaca, da se educiraju i u novim se uvjetima sami pobrinu da na najbolji način zadovolje svoje potrebe i planove.

Značaj međusobne povezanosti europskog plinskog tržišta dodatno je došao do izražaja i u slučaju krize uzrokovane ratom u Ukrajini pri čemu je došlo do promjene postojećih izvora i pravaca snabdijevanja te je, iako je došlo do porasta cijena prirodnog plina na europskom tržištu, zahvaljujući njima zadržana sigurnost snabdijevanja plinom.

Američka agencija za međunarodni razvoj

www.usaid.gov