



Financuar në kuadër të marrëveshjes specifike të grantit nr. 2018/402-850 nga Programi me Shumë Përfitues i BE-së IPA II për Shqipërinë, Bosnje e Hercegovinën, Maqedoninë e Veriut, Kosovën*, Malin e Zi dhe Serbinë

Korniza e Investimeve për Ballkanin Perë Mekanizmi i Projektit Infrastr Asistenca Teknike 9 (IPF9)

TA2018149 R0 IPA / AA-001107-001

WB21-KOS-ENE-02

PLANI PËR ZHVILLIMIN E GAZIT DHE KORNIZA RREGULLATIVE DHE ASISTENCA – PLANI PËR ZHVILLIMIN E GAZIT

12 tetor 2022



) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence



Informata për dokumentin

Projekti i Mekanizmit të Infrastrukturës (IPF) është instrument për asistencën teknike i Kornizës së Investimeve të Ballkanit Perëndimor (WBIF) që është një nismë e përbashkët e Bashkimit Evropian, Institucioneve Financiare Ndërkombëtare, donatorëve dypalësh dhe qeverive të Ballkanit Perëndimor e që mbështet zhvillimin socio-ekonomik në të gjithë Ballkanin Perëndimor nëpërmjet ofrimit të asistencës financiare dhe teknike për investime strategjike në infrastrukturë. Ky aktivitet i asistencës teknike financohet nga fondet e BE-së.

Shënim për heqjen e përgjegjësisë: Autorët marrin përgjegjësi të plotë për përmbajtjen e këtij raporti. Mendimet e shprehura në të jo detyrimsht përfaqësojnë pikëpamjet e Bashkimit Evropian apo të Bankës Evropiane për Investime.

INFORMATATË PËRGJITHSHME

Kontrata	Korniza e Investimeve për Ballkanin Perëndimor, Mekanizmi i Projektit të Infrastrukturës, Asistenca Teknike 9 (IPF9), Infrastrukturat: digjitale, energjetike, mjedisore, të transportit dhe sociale
Numri i kontratës:	TA2018149 R0 IPA
Autoriteti kontraktues:	Banka Evropiane për Investime
Kontraktor:	EGIS International (FR) / WYG International (NL) / WYG International Danismanlik Limited Sirketi (WYG Turkiye) (TR) / COWI A/S (DK) / COWI AS (NO) / GOPA Infra GmbH (DE) / GOPA — International Energy Consultants GmbH (DE) / CESTRA d.o.o. Beograd (RS) / TRENECON Consulting & Planning Ltd (HU) SYSTEMA Consulting SMLTD (GR) / Danish Refugee Council (DK) / SOFRECOM (FR)
Emërtimi i nënprojektit:	Plani për zhvillimin e gazit dhe shqyrtimi i kornizës rregullative dhe asistencë
Ref e nënprojektit:	WB21-KOS-ENE-02
Përfutuesit:	Qeveria e Kosovës – Ministria e Ekonomisë, Departamenti i Energjisë
Promovues:	
Spektori:	Energjetik
Vendi:	Kosova
IF kryesor:	BERZH
IPF përgjegjës:	IPF9
Data e fillimit të nënprojektit:	29.06.2021
Kohëzgjatja e nënprojektit:	18 muaj
Përfundimi i pritshëm:	11.01.2023
Ekspertët që i kanë kontribuar këtij raporti:	Karmen Stupin, Ilir Shala, Jurica Brajković, Davor Kolednjak, Sabina Kukich, Ivica Bilušić, Darko Horvat, Mladen Zeljko, Tomislav Nekić, Hrvoje Pavlović, Panche Krlev, Damir Pešut, Daniel Golja, Aleksandar Đurković, Ines Rožanić,



Mario Pokrivač, Marta Brkić, Adnan Alshani, Tajana Uzelac Obradović,
Marijana Bakula, Mirjana Marčenić, Igor Anić, Ines Geci, Konrad Kiš, Ivan
Juratek, Vancho Angelov

Menaxheri i projektit Marko Krejči
sektorial:

HISTORIA E NDRYSHIMEVE

Versioni	Data	Kontrolluar nga	Funksioni	Visa
V01	03-qershor-2022	Ognjen Paleka	Ekspert kryesor për energjinë IPF9	
V02	12-shtator-2022	Ognjen Paleka	Ekspert kryesor për energjinë IPF9	
V03	12-tetor-2022	Ognjen Paleka	Ekspert kryesor për energjinë IPF9	

Versioni	Data	Miraturar nga	Funksioni	Visa
V01	03-qershor-2022	Ralph Henderson	Udhëheqës i ekipit IPF9	
V02	12-shtator-2022	Ralph Henderson	Udhëheqës i ekipit IPF9	
V03	12-tetor-2022	Ralph Henderson	Udhëheqës i ekipit IPF9	

PRANUESIT

Emri	Entiteti
Florim Canolli	Zyra e Kryeministrit
Luan Morina	Ministria e Ekonomisë
Anyla Beqa	Ministria e Ekonomisë
Leonita Shabani	Ministria e Ekonomisë
Arberesha Isufi	Ministria e Ekonomisë
Besiana Berisha	Ministria e Ekonomisë
Blin Berdoniqi	Ministria e Ekonomisë
Drin Ponosheci	Ministria e Ekonomisë
Fjolla Fazliu	Ministria e Ekonomisë
Miftar Nika	Ministria e Ekonomisë
Mehmet Qelaj	Ministria e Ekonomisë
Milot Kelmendi	Ministria e Ekonomisë
Rina Lluka	Ministria e Ekonomisë
Sabit Gashi	Ministria e Ekonomisë
Bashkim Pllana	Ministria e Ekonomisë
Rina Kryeziu-Rogova	Ministria e Ekonomisë
Dije Rizvanolli	Ministria e Financës, Punës dhe Transfereve
Shqiptar Ibra	Ministria e Financës, Punës dhe Transfereve
Servet Spahiu	Ministria e Mjedisit, Planifikimit Hapësinor dhe Infrastrukturës
Muhamet Malsiu	Ministria e Mjedisit, Planifikimit Hapësinor dhe Infrastrukturës
Burbuqe Hydaverdi	Ministria e Mjedisit, Planifikimit Hapësinor dhe Infrastrukturës
Agim Isufi	Ministria e Industrisë, Ndërmarrësisë dhe Tregtisë
Astrit Saraqini	ZRRE



Shyqeri Morina	KOSTT
Sidorela Dodaj	KEDS
Andi Aranitasi	BERZH
Jeff Jeter	BERZH
Neil Taylor	BERZH
Bekim Muaremi	BERZH
Cristian Carraretto	BERZH
Francesco Corbo	BERZH
Stefan Kostovski	BERZH
Aurora Popova	KKIPA, Kosovë
Luigi Brusa	ZBE, Kosovë
Lendita Gashi	ZBE, Kosovë
Flamur Junuzi	ZBE, Kosovë
Besime Kajtazi	ZBEK - Pika Kontaktit WBIF, Kosovë
Natalia Tselenti	IPF9
Frederic Moury	IPF9
Ralph Henderson	IPF9
Ognjen Paleka	IPF9
Marko Krejči	IPF9
Alush Grosha	IPF9



PËRMBAJTJA

1 - PËRMBLEDHJA DHE RRUGA PËRPARA	17
2 - HYRJE	26
2.1 - Fushëveprimi dhe objektivat	26
3 - KONTEKSTI I PËRGJITHSHËM	27
3.1 - Mjedisi socio-ekonomik	27
3.2 - Konteksti brenda sektorit të energjisë dhe strategjitë relevante	32
4 - TREGU I GAZIT	35
4.1 - Vlerësimi i kërkesës potenciale për gaz	35
4.1.1 - Gazi për ngrohje	38
4.1.2 - Gazi për elektricitet	39
4.1.3 - Profilet e kërkesës për gaz	42
4.1.4 - Menaxhimi i ngarkesës dhe magazinimi	43
4.2 - Vlerësimi i furnizimit me gaz	46
4.2.1 - Opsionet për linjën e furnizimit me gaz	46
4.2.2 - Infrastruktura e gazit, zhvillimet dhe burimet e gazit natyror në rajon	51
4.2.2.1 - Burimet potenciale të furnizimit me LNG	54
4.2.3 - Tregtia me dhe rezervat e gazit natyror	55
4.3 - Çmimi i gazit – konsideratat tarifore	57
4.3.1 - Tarifat e transmissioinit të gazit	57
4.3.2 - Tarifat e shpërndarjes së gazit	57
4.3.3 - Çmimet e gazit	58
4.4 - Konsiderata për fizibilitetin e gazifikimit	62
4.4.1 - Konkurrueshmëria e gazit	62
4.4.2 - Konsideratat e marrëveshjes së gjelbër	64
4.4.2.1 - Rrjetet e dedikuara të H ₂ 100%	66
5 - KORNIZA INSTITUCIONALE, LEGJISLATIVE DHE POLITIKE	68
5.1 - Aspektet institucionale	68
5.2 - Aspektet legjislative	71
5.3 - Aspektet politike	73
5.4 - Modele të tregut të OST/OSSH	75
6 - VLERËSIMI TEKNO-EKONOMIK I SISTEMIT TË TRANSMISIONIT	77
6.1 - Informatat bazë	77
6.1.1 - Linjat e gazsjellësit	78
6.1.1.1 - Gazsjellësi kufiri MKD/KOS në Prishtinë	79
6.1.1.2 - Gazsjellësi Ferizaj - Prizren	80



6.1.1.3 - Gazsjellësi Prizren - Gjakovë.....	81
6.1.1.4 - Gazsjellësi Gjakovë - Pejë	82
6.1.1.5 - Gazsjellësi Pejë - Istog.....	83
6.1.1.6 - Gazsjellësi Istog - Skenderaj.....	84
6.1.1.7 - Gazsjellësi Prishtina 1 - Drenas.....	84
6.1.1.8 - Gazsjellësi Drenas - Skenderaj.....	85
6.1.1.9 - Gazsjellësi Skenderaj - Mitrovicë.....	85
6.1.1.10 - Gazsjellësi Mitrovicë - Vushtri.....	86
6.1.1.11 - Gazsjellësi Ferizaj - Gjilan	86
6.1.1.12 - Gazsjellësi Gjilan - Kamenicë	86
6.1.1.13 - Gazsjellësi Krushë e Madhe - Rahovec	86
6.1.1.14 - Gazsjellësi Rahovec - Malishevë	86
6.1.1.15 - Gazsjellësi Ferizaj - Shtime.....	87
6.1.1.16 - Gazsjellësi Pejë - Klinë	87
6.1.1.17 - Gazsjellësi për Kaçanik.....	87
6.1.1.18 - Gazsjellësi Prizren - Dragash.....	87
6.1.1.19 - Gazsjellësi Prishtinë - Podujevë.....	87
6.1.1.20 - Gazsjellësi Suharekë - Mamushë.....	88
6.1.1.21 - Gazsjellësi SBV Hani i Elezit deri Sharrcem.....	88
6.1.1.22 - Gazsjellësi Prizren – kufiri ALB/KOS	88
6.2 - Konsideratat teknike për infrastrukturën e gatshme për hidrogjen (H₂)	88
6.2.1.1 - Kufijë aktualë të BE për përzierjen e H ₂	89
6.2.1.2 - Energjia që transportohet në gazsjellës 100% për hidrogjen	91
6.2.1.3 - Çështje teknike të përzierjeve të hidrogjenit dhe metanit – në gazsjellës të transmisionit	92
6.2.1.4 - Gypat dhe materialet e gatshme për hidrogjen.....	92
6.3 - Përlllogaritjet paraprake hidraulike.....	93
6.3.1 - Metodologjia	93
6.3.2 - Kushtet standarde dhe cilësia e gazit	94
6.3.2.1 - Kushtet standarde.....	94
6.3.2.2 - Veçoritë e gazit.....	94
6.3.3 - Të dhënat e lidhura me gazsjellësin.....	94
6.3.4 - Projektimi për presion	95
6.3.5 - Përlllogaritja e trashësive të pareteve	95
6.4 - Vlerësimet CAPEX dhe OPEX të sistemit paraprak të transmisionit.....	95
7 - VLERËSIMI TEKNO-EKONOMIK I SISTEMIT TË SHPËRNDARJES	98
7.1 - Bazat e sistemit të shpërndarjes së gazit	98
7.2 - Parimet për zhvillimin e skicës	99
7.2.1 - Skica e sistemit	99
7.2.2 - Lidhjet për konsumatorë	100
7.3 - Rrjetet potenciale të shpërndarjes së gazit.....	100
7.4 - Vlerësimet paraprake CAPEX dhe OPEX për rrjetet e shpërndarjes	101



8 - VLERËSIMI EKONOMIK DHE OPSIONET PËR ZHVILLIMIN E SISTEMIT 102

8.1 - Hyrje.....	102
8.2 - Metodologjia.....	103
8.2.1 - Tarifat e shpërndarjes së gazit	105
8.2.2 - Tarifat e transmisionit.....	111
8.2.2.1 - Tarifat e transmisionit të gazit për zhvillimin e gazsjellësit SKOPRI	112
8.2.2.2 - Tarifa e transmisionit të gazit për zhvillimin e gazsjellësit Unazë.....	113
8.2.2.3 - Tarifat e transmisionit të gazit për zhvillimin e të gjithë rrjetit të transmisionit të gazit (SKOPRI dhe Ring të kombinuar)	113
8.2.2.4 - Zhvillimi i kufizuar i gazsjellësit Unazë	113
8.3 - Kostot e rrjetit të transmisionit të gazit.....	114

9 - SKENARËT E OPTIMIZUAR TË GAZIFIKIMIT 119

9.1 - Skenari i gazifikimit në shkallë të gjerë	119
9.1.1 - Parametrat e sistemit të transmisionit	119
9.1.2 - Përlogaritjet ekonomike dhe të tarifës	121
9.1.3 - Konsideratat mjedisore	121
9.2 - Përshkrimi i gazifikimit në shkallë të vogël.....	124
9.2.1 - Parametrat e sistemit të transmisionit	124
9.2.2 - Llogaritja ekonomike dhe e tarifave	126
9.3 Skenari industrial	128
9.2.3 - Kërkesa për gaz	128
9.2.4 - Parametrat e sistemit të transmisionit	129
9.2.5 - Llogaritjet ekonomike dhe tarife.....	133
9.3 - Skenari vetëm industrial	134
9.3.1 - Kërkesa për gaz	134
9.3.2 - Parametrat e sistemit të transmisionit	134
9.3.3 - Llogaritjet ekonomike dhe tarife.....	134
9.4 - Shënime për skenarin e vlerësuar të gazifikimit	136

10 - OPSIONET E FINANCIMIT 137

11 - SKENARË ALTERNATIVË TË GAZIFIKIMIT – FURNIZIMI ME LNG/CNG .. 139

11.1 - Gazsjellësi virtual për LNG.....	139
11.1.1 - Metodologjia për optimizimin e furnizimit me LNG.....	139
11.1.2 - Burimi i LNG.....	140
11.1.3 - Furnizimi i Prishtinës.....	140
11.1.3.1 - Furnizimi me kamionë që kanë krio-kontejnerë.....	140
11.1.3.2 - Furnizimi me vagonë-cisterna të trenit	141
11.1.4 - Furnizimi i Sharrcem	142
11.1.5 - Furnizimi i Ferronikelit.....	143



11.2 - Gazsjellësi virtual CNG	144
11.2.1 - Burimi CNG	144
11.2.2 - Metodologjia e optimizimit të furnizimit me CNG	144
11.2.3 - Furnizimi i Prizrenit	145
11.2.4 - Furnizimi i Pejës	146
11.2.5 - Furnizimi i Gjakovës	146
11.3 - Vlerësimi financiar	147
11.4 - Furnizimi me LNG	147
11.4.1 - Transporti me rrugë	148
11.4.1.1 - Prishtina	148
11.4.1.2 - Sharrcem (Hani I Elezit)	150
11.4.1.3 - Ferronikeli (Drenas - Drenas)	151
11.4.2 - Transporti me hekurudhë	152
11.4.3 - Konkluzione rreth furnizimit me gaz LNG	153
11.5 - Furnizimi me CNG	153
11.5.1.1 - Prizren	154
11.5.1.2 - Peja	155
11.5.1.3 - Gjakovë	156
11.5.2 - Konkluzionet për furnizimin me gaz CNG	157
12 - KRAHASIMI ME "PA PROJEKT"	158
13 - BIBLIOGRAFIA	159

SHTOJCA 1: DIAGRAMËT E RRJEDHËS NË BLLOK DHE MODELET E PËRLLLOGARITJES HIDRAULIKE PËR SKENAR

SHTOJCA 2: HARTAT

SHTOJCA 3: RRJETET E PËRKOYSHËM TË SHPËRNDARJES

SHTOJCA 4: KËRKESAT PËR SIGURI

SHTOJCA 5: SHTRIMI I GYPAVE, KËRKESAT PËR NDËRTIM DHE METODAT E NDËRTIMIT

SHTOJCA 6: VLERËSIMI GJEOLLOJIK, HIDROGJEOLLOJIK DHE GJEOTEKNIK



LISTA E FIGURAVE

Figura 1 – Shpërndarja gjeografike e kërkesës potenciale për gaz.....	187
Figura 2 – Përlogaritja e tarifës totale për shpërndarje.....	188
Figura 3 – Sistemi i transmissiionit të gazit në Kosovë Skenari i gazifikimit në shkallë të gjerë me tarifa mesatare.....	209
Figura 4 – Sistemi i transmissiionit të gazit në Kosovë Skenari i gazifikimit në shkallë të vogël me tarifa mesatare.....	21
Figura 5 – Sistemi i transmissiionit të gazit në Kosovë Skenari industrial pa lidhje me Drenas dhe Skenderaj.....	23
Figura 6 – Shkalla e rritjes së PBB nga 2015 deri 2020.....	276
Figura 7 – Shkalla mesatare vjetore e inflacionit nga 2015 deri 2020.....	287
Figura 8 – Shkalla e papunësisë nga 2015 deri 2020.....	298
Figura 9 – Borxhi publik si % e PBB nga 2015 deri 2020.....	309
Figura 10 – Balanca tregtare nga 2015 deri 2020.....	29
Figura 11 – Struktura e projeksionit të PBB.....	364
Figura 12 – Projeksionet e popullsisë së Kosovës 2017-2061.....	364
Figura 13 – Parashikimet e kërkesës për energji termike në Kosovë.....	386
Figura 14 – Shpërndarja gjeografike e kërkesës potenciale për gaz.....	397
Figura 15 – Kapacitetet e instaluar nga teknologjia në Kosovë për periudhën 2040-2060.....	408
Figura 16 – Gjenerimi i energjisë elektrike nga teknologjia në Kosovë për periudhën 2040-2060.....	419
Figura 17 – Skema e impiantit për likuifikimin e gazit me propan.....	42
Figura 18 – Linjat potenciale të furnizimit me gaz natyror.....	474
Figura 19 – Korridori ALKOGAP.....	485
Figura 20 – Linja e interkoneksionit të gazit Maqedoni e Veriut-Kosovë.....	507
Figura 21 – Infrastruktura ekzistuese dhe e planifikuar e gazit.....	528
Figura 22 – Linja TANAP.....	539
Figura 23 – Linja e gazsjellësit TurkStream.....	539
Figura 24 – Infrastruktura LNG.....	50
Figura 25 – Rrjedha tregtare e gazit natyror, kapacitetet ndërkufitare, konsumi vendor dhe prodhimi dhe rajon në 2021 (mcm).....	51
Figura 26 – Prodhimi i gazit natyror dhe përqindja e konsumit në rajonin Ejl.....	52
Figura 27 – Parashikimet afatshkurtra të çmimeve për gazin natyror.....	584
Figura 28 – Parashikimet afatgjata të çmimeve për gazin natyror.....	595
Figura 29 – Krahësimi i çmimeve të gazit natyror me shumicë për tremujorin e tretë të 2021.....	616
Figura 30 – Çmimet historike të energjisë elektrike për konsumatorë industriale në Kosovë në krahasim me çmimet e gazit natyror për konsumatorë industrialë në Ejl.....	637
Figura 31 – Çmimet historike të energjisë elektrike për konsumatorë komercialë në Kosovë në krahasim me çmimet e gazit natyror për konsumatorë familjarë në Ejl.....	648
Figura 32 – Plani paraprak i gazsjellësit të planifikuar për transmissiionin e gazit në Kosovë.....	72
Figura 33 – Toleranca për hidrogjenin e përbërësve të infrastrukturës së gazit.....	83
Figura 34 – Përqindja absolute e konsumit të gazit në sektorin e energjisë dhe sektorin jo të energjisë.....	1024
Figura 35 – Përqindja relative e konsumit të gazit në sektorin e energjisë dhe sektorin jo të energjisë.....	1035
Figura 36 – Kërkesa kumulative për gaz sipas komunave gjatë jetëgjatësisë së projektit (GWh).....	1035
Figura 37 – Tarifat e përafërta të shpërndarjes.....	1057
Figura 38 – Struktura e investimit në rrjetin e shpërndarjes.....	1089
Figura 39 – Përlogaritja e tarifave totale të shpërndarjes.....	100
Figura 40 – Tarifat e përafërta të shpërndarjes totale.....	101



Figura 41 – Zonat e shpërndarjes me tarifat krahasuese të shpërndarjes së gazit	102
Figura 42 – Kërkesa e realizueshme për gaz.....	103
Figura 43 – Sasitë kumulative të gazit të përdorura në përllogaritjen e tarifave mesatare të transmissio- njatë jetëgjatësisë së projektit.....	103
Figura 44 – Kostot e rrjeteve të përzgjedhura evropiane të gazit për konsumatorë familjarë.....	1157
Figura 45 – Kostot e rrjeteve të përzgjedhura evropiane të gazit për konsumatorë jofamiljarë.....	1157
Figura 46 – Kostot e rrjeteve të gazit për zonat e konsumit NËSE vetëm SKOPRI zhvillohet.....	1167
Figura 47 – Kostot e rrjeteve të gazit për zonat e konsumit nëse zhvillohen SKOPRI dhe Unaza.....	1168
Figura 48 – Shpërndarja gjeografike e kostove të rrjetit të gazit për zonat e përzgjedhura të konsumit nëse zhvillohen SKOPRI dhe Unaza	1179
Figura 49 – Kërkesa për gaz në skenarin e gazifikimit në shkallë të gjerë	11910
Figura 50 – Kërkesa për gaz në skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël.....	1245
Figura 51 – Kostot e rrjetit të gazit për onat e përzgjedhura të konsumit në skenarin e gazifikimit të shkallë të vogël.....	1267
Figura 52 – Shpërndarja gjeografike e kostove të rrjetit të gazit për zonat e përzgjedhura të konsumit për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël	1278
Figura 53 – Shpërndarja e gazit në skenarin industrial	1279
Figura 54 – Sistemi i transmissio- njatë jetëgjatësisë së projektit.....	12723
Figura 55 – Kërkesa e supozuar për gaz për skenarin alternativ të gazifikimit, industrial.....	12724
Figura 56 – Kërkesa për gaz në skenarin vetëm industrial.....	12725
Figura 57 – Kërkesa e supozuar për gaz për skenarin alternativ të gazifikimit, industrial.....	12725
Figura 58 – Zinxhiri i furnizimit me gaz me LNG si burim.....	13930
Figura 59 – Linja e funizimit me LNG për Prishtinë.....	14031
Figura 60 – Linja e funizimit me LNG për Prishtinë me rrugë.....	14132
Figura 61 – Linja e funizimit me LNG për Prishtinë me hekurudhë.....	14132
Figura 62 – Linja e funizimit me LNG për Sharrcem me rrugë	14233
Figura 63 – Linja e funizimit me LNG për Ferronikeli me rrugë	14333
Figura 64 – Linja e funizimit me CNG si burim	14434
Figura 65 – Linja e funizimit me CNG nga Prishtina	14434
Figura 66 – Linja e funizimit me CNG për Prizren.....	1455
Figura 67 – Linja e funizimit me CNG për Peje	14636
Figura 68 – Linja e funizimit me CNG për Gjakove	14636
Figura 69 – Struktura e kostos së investimeve në infrastrukturën LNG në Prishtinë.....	14838
Figura 70 – Struktura e të ardhurave të lejuara të LNG për Prishtinë.....	14938
Figura 71 – Struktura e kostove të investimit në Sharrcem.....	15039
Figura 72 – Struktura e të ardhurave të lejuara për LNG Sharrcem	15039
Figura 73 – Struktura e kostove të investimit.....	1519
Figura 74 – Struktura e të ardhurave të lejuara të LNG për Ferronikeli.....	15140
Figura 75 – Struktura e kostove të investimit në tren LNG për Prishtinë.....	15240
Figura 76 –Struktura e të ardhurave të lejuara të LNG me hekurudhë për Prishtinë.....	15241
Figura 77 – Struktura e kostove të investimit.....	15441
Figura 78 – Struktura e të ardhurave të lejuara të CNG për Prizren	15543
Figura 79 – Struktura e kostove të investimit.....	15543
Figura 80 – Struktura e të ardhurave të lejuara të CNG për Pejë.....	15544
Figura 81 – Struktura e kostove të investimit.....	15644
Figura 82 – Struktura e të ardhurave të lejuara të CNG për Gjakovë.....	15745
Figura 83 – Diagrami bazë i rrjedhës së blloqeve.....	16048
Figura 84 – Modeli hidraulik për skenarin paraprak të gazifikimit	16250



Figura 85 – Diagrami i rrjedhës së blloqeve për skenarin e gazifikimit në shkallë të gjerë.....	16351
Figura 86 – Modeli hidraulik për skenarin e gazifikimit në shkallë të gjerë.....	16452
Figura 87 – Diagrami i rrjedhës së blloqeve për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël.....	16553
Figura 88 – Modeli hidraulik për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël.....	16654
Figura 89 – Diagrami i rrjedhës së blloqeve për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël industrial.....	16555
Figura 90 – Modeli hidraulik për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël industrial.....	16656
Figura 91 – Rrjetet e shpërndarjes së Prishtinës, Fushe Kosovës dhe Obiliqit.....	17058
Figura 92 – Rrjeti i shpërndarjes së Prizrenit	17159
Figura 93 – Rrjeti i shpërndarjes së Ferizajit	17159
Figura 94 – Rrjeti i shpërndarjes së Pejës.....	17260
Figura 95 – Rrjeti i shpërndarjes së Gjakovës.....	17260
Figura 96 – Rrjeti i shpërndarjes së Gjilanit.....	17361
Figura 97 – Rrjeti i shpërndarjes së Podujevës	17361
Figura 98 – Rrjetet e shpërndarjes së Mitrovicës dhe Mit. Së Veriut.....	17462
Figura 98 – Rrjeti i shpërndarjes së Vushtrrisë.....	17462
Figura 100 – Rrjeti i shpërndarjes së Suharekës.....	17563
Figura 101 – Rrjeti i shpërndarjes së Glogocit (Drenas).....	17563
Figura 102 – Rrjetet e shpërndarjes së Lipjanit (majtas) dhe Rahovecit (djathtas).....	17664
Figura 103 – Rrjeti i shpërndarjes së Malishevës	17664
Figura 104 – Rrjeti i shpërndarjes së Skenderajit.....	17765
Figura 105 – Rrjeti i shpërndarjes së Vitisë.....	17765
Figura 106 – Rrjeti i shpërndarjes së Deçanit	17866
Figura 107 – Rrjeti i shpërndarjes së Klinës.....	17866
Figura 108 – Rrjeti i shpërndarjes së Kamenicës	17967
Figura 109 – Rrjeti i shpërndarjes së Istogut	17967
Figura 110 – Rrjeti i shpërndarjes së Dragashit.....	18068
Figura 111 – Rrjeti i shpërndarjes së Kaçanikut.....	18068
Figura 112 – Rrjeti i shpërndarjes së Shtimes	18169
Figura 113 – Rrjetet e shpërndarjes së Hanit të Elezit (majtas) dhe Mamushës (djathtas)	18169
Figura 114 – Zonat e ndikimit të gazsjellësit.....	18371
Figura 115 –Kanalet dhe zona e punimeve.....	18472
Figura 116 – Harta gjeografike sinoptike për seksionin: Prishtina 1 - Drenas	19785
Figura 117 – Harta gjeologjike sinoptike, faqet Ferizaj dhe Rahovec, seksioni : Prishtina 1 – Drenas	19785
Figura 118 – Harta gjeografike sinoptike për seksionin: Drenas (Ferronikeli) - Skenderaj.....	19886
Figura 119 – Harta gjeologjike sinoptike, faqet Rahovec dhe Mitrovica, seksioni: Drenas (Ferronikeli) - Skenderaj	19886
Figura 120 – Harta gjeografike sinoptike për seksionin: Ferizaj - Suhareke	20088
Figura 121 – Harta gjeologjike sinoptike, faqet Ferizaj dhe Rahovec, seksioni: Ferizaj - Suhareke.....	20088
Figura 122 – Harta gjeografike sinoptike për seksionin: Suhareke - Prizren	20189
Figura 123 – Harta gjeologjike sinoptike, faqet Rahovec dhe Prizren, seksioni: Suhareke - Prizren	20189
Figura 124 – Harta gjeografike sinoptike për seksionin: Prizren – Krushe e Madhe	20290
Figura 125 – Harta gjeologjike sinoptike, seksioni: Prizren – Krushe e Madhe	20290
Figura 126 – Harta gjeografike sinoptike për seksionin: Krushe e Madhe - Gjakova.....	20391
Figura 127 – Harta gjeologjike sinoptike, seksioni: Krushe e Madhe - Gjakova.....	20391
Figura 128 – Harta gjeografike sinoptike për seksionin: Gjakova - Decan.....	20492
Figura 129 – Harta gjeologjike sinoptike, seksioni: Gjakova - Decan.....	20492
Figura 130 – Harta gjeografike sinoptike për seksionin: Decan - Peja.....	20593



Figura 131 – Harta gjeologjike sinoptike, seksioni: Decan - Peja.....	20593
Figura 132 – Harta gjeolografike sinoptike për seksionin: Peja - Istog	20694
Figura 133 – Harta gjeologjike sinoptike, seksioni: Peja - Istog	20795
Figura 134 – Harta gjeolografike sinoptike për seksionin: Istog - Skenderaj.....	20896
Figura 135 – Harta gjeologjike sinoptike, seksioni: Istog - Skenderaj.....	20896



LISTA E TABELAVE

Tabela 1 – Dallimet ndërmjet skenarëve të konsideruar	24
Tabela 2 – Indikatorët makroekonomikë për 2019 dhe 2020.....	30
Tabela 3 – Projeksionet PBB	33
Tabela 4 – Projeksionet e popullsisë, madhësia e amvisërive dhe numri i amvisërive.....	375
Tabela 5 – Parashikimet për kërkesën për ngrohje në Kosovë e paraqitur si konsum potencial i gazit natyror.....	386
Tabela 6 – Kërkesa e Kosovës për rrymë elektrike 2040-2060	408
Tabela 7 – Gjenerimi i rrymës elektrike nga njësitë CCGT [GWh]	419
Tabela 8 – Kërkesa për gaz për gjenerim të energjisë [mcm].....	419
Tabela 9 – Kapaciteti potencial për transmisionin e gazit duke patur parasysh parashikimet për konsum të gazit në Kosovë.....	41
Tabela 10 – Parashikimet afatgjatë për çmimin e gazit natyror	55
Tabela 11 – Seksione të interkoneksionit të gazit MKD-KOS	73
Tabela 12 – Seksionet e gazsjellësit Ferizaj - Prizren.....	815
Tabela 13 – Seksionet e gazsjellësit Prizren - Gjakovë	826
Tabela 14 – Seksionet e gazsjellësit Gjakovë - Pejë.....	837
Tabela 15 – Gazsjellësi Pejë - Istog	848
Tabela 16 – Gazsjellësi Istog - Skenderaj	848
Tabela 17 – Gazsjellësi Prishtinë 1 - Drenas.....	859
Tabela 18 – Gazsjellësi Drenas - Skenderaj.....	859
Tabela 19 – Përbërja e gazit natyror	87
Tabela 20 – Të dhëna rreth gazsjellësit.....	957
Tabela 21 –CAPEX paraprak për të gjithë gazsjellësit e transmisionit të zhvilluar fillimisht.....	969
Tabela 22 – CAPEX për të gjithë rrjetet e shpërndarjes të zhvilluar fillimisht.....	93
Tabela 23 – Kosto totale e zhvillimit të rrjetit të shpërndarjes.....	98
Tabela 24 – Tarifat mesatare në vende të përzgjedhura evropiane.....	1124
Tabela 25 – Krahasimi i kostove të investimit dhe kërkesës kumujative për gaz për gazsjellësin SKOPRI dhe Unazë.....	113
Tabela 26 – Tarifat mesatare të përgjithshme për transmisionin e gazit për zhvillimin e përcaktuar të gazsjellësit të transmisionit të Kosovës	1146
Tabela 27 – Rezultatet e përlogaritjeve hidraulike dhe CAPEX për gazsjellësit e transmisionit të zhvilluar në skenarin e gazifikimit në shkallë të gjerë.....	12011
Tabela 28 –Implementimi i ZHG me analizën e respektimit të objektivave për mbrojtje mjedisore.....	1223
Tabela 29 – Rezultatet e përlogaritjeve hidraulike dhe CAPEX për zhvillimin e gazsjellësit të transmisionit të zhvilluar në skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël	1256
Tabela 30 – Kosto totale për zhvillimin e rrjetit të shpërndarjes për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël.....	1266
Tabela 31 – Krahasimi i rezultateve hidraulike të skenarëve të gazifikimit industrial kundrejt skenarit të gazifikimit në shkallë të vogël	15320
Tabela 32 – Rezultatet e përlogaritjeve hidraulike dhe CAPEX për gazsjellësit e transmisionit të zhvilluar në skenarin e gazifikimit industrial DN400	15321
Tabela 33 – Rezultatet e përlogaritjeve hidraulike dhe CAPEX për gazsjellësit e transmisionit të zhvilluar në skenarin e gazifikimit industrial DN500	15322
Tabela 34 – CAPEX paraprak dega Obiliq – Vushtrri - Mitrovicë.....	15322
Tabela 35 – Kostot e investimit për skenarin e gazifikimit industrial (DN500)	15324
Tabela 36 – Kostot e investimit për skenarin e gazifikimit vetëm industrial (DN400)	15326



Tabela 37 – Krahاسimi i tarifave LNG	15342
Tabela 38 – Krahاسimi i tarifave CNG	15745
Tabela 39 – Rezultatet e përlogaritjeve paraprake hidraulike	16149
Tabela 40 – Zonat e sigurisë së gazsjellësit	Error! Bookmark not defined. 71
Tabela 41 – Matësit e gazit	19583



Lista e shkurtesave

ACER	ACER	Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë
ALB	ALB	Shqipëria
ALKOGAP	ALKOGAP	Gazsjellësi shqipër-Kosovë
API	API	Inspektini Amerikan i Gazsjellësve
ASME	ASME	Shoqëria Amerikane e Inxhinierëve Mekanikë
ASTM	ASTM	Shoqëria Amerikane për Testim dhe Materiale
a.s.l.	a.s.l.	Lartësia mbidetare
BAT	BAT	Teknikat më të mira në dispozicion
bcm	bcm	Miliardë metra kub
BG	BG	Bullgaria
BVS	SBV	Stacion për bllokimin e valvulës
CAPEX	CAPEX	Shpenzimet kapitale
CCGT	CCGT	Turbinë me gaz me cikël të kombinuar (hidrocentral)
CEER	CEER	Këshilli i Rregullatorëve të Energjisë Evropianë
CHP	CHP	Central i kombinuar për ngrohje dhe energji
CNG	CNG	Gaz natyror i kompresuar
COP	KP	Koeficienti i performancës
CPI	IÇK	Indeksi i çmimeve për konsumatorë
CTMS	SMTK	Stacion matës për transferimin e kujdestarisë
DC	QSH	Qendra e shpërndarjes
DCVG	DCVG	Gradienti i tensionit të rrymës direkte
DH	NQ	Ngrohja e qytetit
DSO	OSSH	Operatori i sistemit të shpërndarjes
EBRD	BERZH	Banka Evropiane për Rindërtim dhe Zhvillim
EC	KE	Komisioni Evropian
ECRB	ECRB	Nordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë
ECS	SKE	Sekretariati i Komunitetit të Energjisë
ECT	ECT	Traktati i Komunitetit të Energjisë
EEA	ZEE	Zona Ekonomike Evropiane
EIB	BEI	Banka Evropiane për Investime
ELBC	ELBC	Kontrolli i Ndërprerjes së Linjës Elektrike
EnC	EnC	Komuniteti i Energjisë
ENTSO-E	ENTSO-E	Rrjeti Evropian i Operatorëve të Sistemit të Transmisionit për Energji Elektrike
ENTSO-G	ENTSO-G	Rrjeti Evropian i Operatorëve të Sistemit të Transmisionit për Gaz
ERO	ZRRE	Zyra e Rregullatorit të Energjisë
ES	SE	Strategjia për Energji
ESIA	VNMS	Vlerësimi i Ndikimit Mjedisor dhe Social
EU	BE	Bashkimi Evropian
EUO	ZBE	Zyra e Bashkimit Evropian
FS	SF	Studimi i Fizibilitetit
	PBB	Produkti Bruto i Brendshëm
GDP	ZHG	Plani për Zhvillimin e Gazit
GHG	GS	Gazrat serrë
GWh	GWh	Gigavat-orë



H ₂	H ₂	Hidrogjen
HICP	IHÇK	Indeksi i harmonizuar i çmimeve për konsumatorë
HP	PL	Presion i lartë
IAP	IAP	Gazsjellësi Jon-Adriatik
IEA	ANE	Agjencia Ndërkombëtare për Energji
IP	PK	Pikë kryqëzimi
IPA	IPA	Instrumenti i Asistencës për Paraanëtarësim
IPF	IPF	Mekanizmi për Projekt Infrastrukturor
IRENA	IRENA	Agjencia Ndërkombëtare për Energji të Ripërtëritshme
ISO	OPS	Operator i Pavarur i Sistemit
ITO	OPT	Operator i Pavarur i Transmisionit
KAS	ASK	Agjencia e Statistikave të Kosovës
KBRA	ARBK	Agjencia për Regjistrimin e Bizneseve të Kosovës
KCC	KKK	Komisioni i Konkurrencës së Kosovës
KEPA	AKMM	Agjencia Kosovare për Mbrojtjen e Mjedisit
KIESA	KIESA	Agjencia e Kosovës për Përkrahjen e Investimeve dhe Ndërmarrjeve
KOS	KOS	Kosovë
KOSTT	KOSTT	Operatori i Sistemit të Transmisionit në Kosovë
LDAR	LDAR	Zbulimi dhe riparimi i rrjedhjeve
LHV	LHV	Vlerë më e ulët e ngrohjes
LNG	LNG	Gaz natyror i lëngëzuar
LP	PU	Presion i ulët
MAED	MAED	Modeli për Analizën e Kërkesës për Energji
MCC	MCC	Korporata e Sfidave të Mijëvjeçarit
MESPI	MMPHI	Ministria e Mjedisit, Planifikimit Hapësinor dhe Infrastrukturës
mcm	mcm	Milionë metra kub
MJ	MJ	Megaxhaul
MKD	MKD	Maqedonia e Veriut
MOU	MiM	Memorandum i Mirëkuptimit
MP	PM	Presion mesatar
MRS	SMRR	Stacion matës dhe rregullator
MS	SHA	Shtetet anëtare
MË	MË	Megavat
MWh	MWh	Megavat-orë
NDS	SKZH	Strategjia Kombëtare për Zhvillim
NECP	PKEK	Plani Kombëtar për Energji dhe Klimë
NER	BKE	Burimet kombëtare të energjisë
NG	GN	Gaz natyror
NGV	AGN	Automjete me gaz natyror
NIPAC	KKIPA	Koordinatori Kombëtar për IPA
NRA	AKRR	Autoriteti Kombëtar Rregullativ
NDT	TJ	Testim jodestruktiv
OPEX	OPEX	Shpenzimet operative
OS	SA	Stacion aromëzues
P&ID	DPI	Diagrami i procesit dhe instrumentimit
PJ	PJ	Petaxhaul
PPP	PPP	Partneritet publiko-privat



PRMS	SMRP	Stacion matës për reduktimin e presionit
PTS	SKP	Stacion kontrolli dhe pastrimi
PSV	PSHV	Pikë e shkëmbimit virtual
REKK	REKK	Qendra Rajonale për Hulumtime të Politikave të Energjisë
REMIT	REMIT	Rregullimi i Integritetit dhe Transparencës së Tregut të Energjisë me Shumicë
SAA	MSA	Marrëveshja për Stabilizim Asociim
SAC	KNSH	Komisioni për Ndihmë Shtetërore
SAD	DNSH	Departamenti për Ndihmë Shtetërore
SCADA	SCADA	Kontrolli mbikëqyrës dhe përfitim i të dhënave
SEA	VSM	Vlerësim Strategjik Mjedisor
SEE	EJL	Evropa Juglindore
SKOPRI	SKOPRI	Interkoneksioni i gazit Maqedoni e Veriut-Kosovë (Shkup-Prishtinë)
TA	AT	Asistenca teknike
TANAP	TANAP	Gazsjellësi Trans Anatolian
TAP	TAP	Gazsjellësi Trans Adriatik
TEP	PET	Paketa e energjisë së trete
ToR	TeR	Termet e Referencës
TPP	TC	Termocentral
TSO	OST	Operatori i sistemit të transmisionit
TËh	TËh	Teravat-orë
TYNDP	TYNDP	Plani për zhvillim dhjetëvjeçar i rrjetit
UNFCCC	UNFCCC	Konventa Kornizë për Ndryshimet Klimatike e Kombeve të Bashkuara
US	SHBA	Shtetet e Bashkuara
VAT	TVSH	Taksa e Vlerës së Shtuar
VOC	VOC	Përbërës organikë të luhatshëm
WBIF	WBIF	Korniza për Investime e Ballkanit Perëndimor



1 - PËRMBLEDHJA DHE RRUGA PËRPARA

Ky raport përmbledh punën e Konsulentit në vlerësimin e opsioneve për planin për zhvillimin e gazit të Kosovës. Afati kohor i këtij angazhimi ka shkuar paralelisht me pasiguri dhe ndërprerje të konsiderueshme në tregun evropian të energjisë të shkaktuar nga pandemia COVID-19, konflikti në Ukrainë dhe përpjekjet e përgjithshme evropiane për ta transformuar dhe dekarbonizuar sektorin e vet të energjisë. Të gjitha këto shkaktajnë ndryshime të konsiderueshme në çmimet e energjisë dhe materialeve, të cilat ndikojnë ndjeshëm në analizat ekonomike në kuadër të këtij angazhimi.

Strategjia energjetike e Kosovës, aktualisht në zhvillim e sipër, shqyrton disa skenarë dhe prej tyre konsideron përdorimin e gazit natyror.

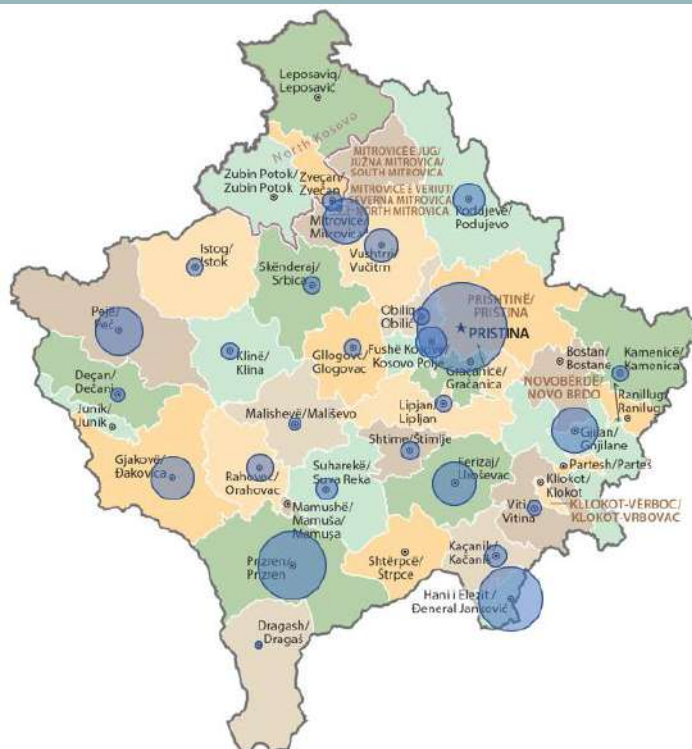
Gazi në Kosovë konsiderohet si lëndë djegëse tranzitore në dekarbonizimin e ekonomisë së Kosovës. Infrastruktura e gazit konsiderohet e tillë që mund të transportojë edhe hidrogjen, në rast se zhvillimet e ardhshme mundësojnë përdorimin e gjerë të tij

Konsiderohet se gazi për Kosovën do të furnizohej nëpërmjet lidhjes së gazsjellësit SKOPRI ndërmjet Shkupit-Prishtinës. Ky gaz do të sigurohej nga Bullgaria, nëpërmjet gazsjellësit ekzistues nga Zdihilova në Shkup, ose nga Greqia nëpërmjet gazsjellësit Nea Mesimvria-Negotinë, që aktualisht është duke u bërë gati për ndërtim. Burimet finale të gazit natyror për Kosovën mund të jenë gazi nga Rusia, LNG greke, TAP ose LNG kroate (nëpërmjet IAP).

Gazit natyror në Kosovë pritet të përdoret në sektorët e banimit, shërbimeve, industrisë dhe prodhimit të energjisë elektrike. Gazi është potencialisht konkurrues në të gjithë sektorët e shqyrtuar. Kërkesa e mundshme për gaz u zhvillua bazuar në modelimin e një sërë parametrash përfshirë PBB, popullsinë, eficiencën e energjisë dhe parametra të tjerë. Kërkesa për gaz në energji u vlerësua bazuar në të dhënat nga Përfituesi deri në vitin 2040 dhe u modelua më tej nga Konsulenti deri në vitin 2060.

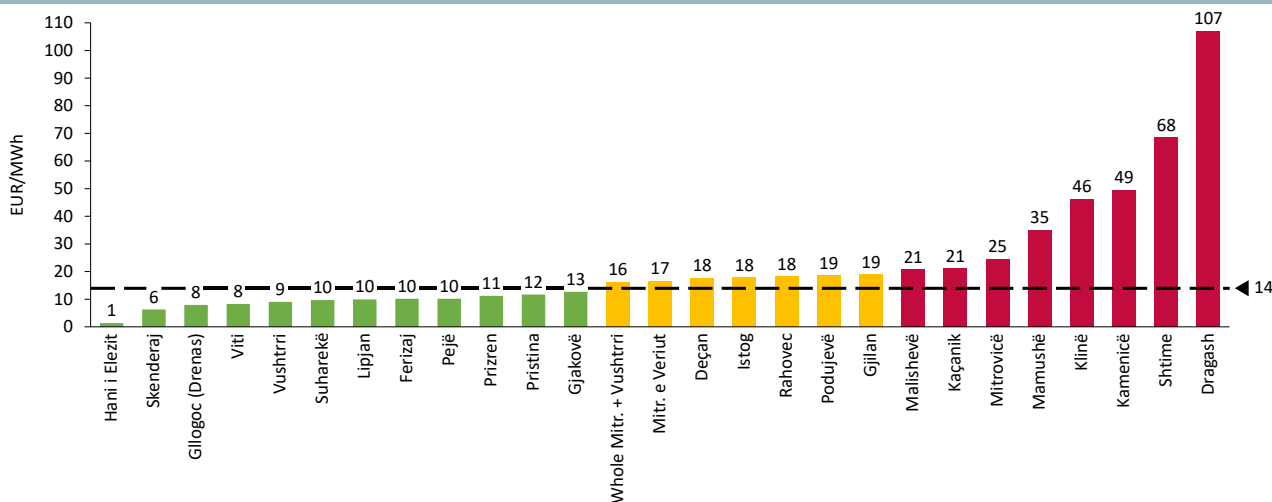
Kërkesa potenciale vjetore e vlerësuar për gaz u shpërnda gjeografikisht sikurse paraqitet në **Figura 1** (për vendbanimet më të mëdha se 20.000 banorë). Madhësia e rrethit tregon kërkesën potenciale për gaz (duke përjashtuar kërkesën për nga gazi në energji). Gjatë vlerësimit të kërkesave maksimale për orë të gazit të nevojshme janë marrë parasysh modelet e pritshme të përdorimit të gazit dhe ekstremet e motit për dimensionimin e sistemit të transmisionit.

FIGURA 1 – SHPËRNDARJA GJEOGRAFIKE E KËRKESËS POTENCIALE PËR GAZ



Për lëto vendbanime janë zhvilluar rrjetet e përkohshme të shpërndarjes. Kjo gjë ka mundësuar një përllogaritje paraprake të tarifave të shpërndarjes për konsumatorët e gazit në secilin vendbanim sikurse paraqitet në **Figura 2**.

FIGURA 2 – VLERËSIMI I TARIFAVE TOTALE TË SHPËRNDARJES



Për analizë të mëtejshme janë përzgjedhur vetëm vendbanimet me nivel të pranueshëm të kostove të shpërndarjes (e gjelbër dhe e verdhë). Vini re se vendbanimet me kosto të shpërndarjes pak mbi tarifën e pranueshme të vlerësuar përkohësisht prej 14 €/MWh janë lejuar gjithashtu për shkak të mundësisë së aplikimit të një tarife mesatare të vetme të shpërndarjes për të gjithë konsumatorët kosovarë.

Orientimi i sistemit të transmissioinit dhe përllogaritjet paraprake hidraulike u bënë në bazë të shpërndarjes gjeografike të kërkesave të vendbanimeve të përzgjedhura. Kjo rezultoi në ndërtimit e propozuar të SKOPRI, Unazës së gazit dhe disa degëve të transmissioinit, që përbëjnë një **Skenar të gazifikimit në shkallë të gjerë**.



Kjo do të mundësonte gazifikimin e zonave të shpërndarjes: Hani i Elezit, Skenderaj, Gllogoc (Drenas) Viti, Vushtrri, Mitrovica e Veriut, Suharekë, Lipjan, Ferizaj, Pejë, Prizren, Prishtinë, Gjakovë, Deçan, Istog, Rahovec, Podujevë dhe Gjiilan. Ky skenar rezulton në kërkesën maksimale për orë të gazit prej 226 000 m³/h, ndërsa kulmi vjetor i kërkesës për gaz prej 655 mcm arrihet në vitin 2040. Kërkesa e përfutur për gaz u përdor për të përsëritur modelin e sistemit të transmisionit dhe parametrat e rishikuar të sistemit përfshirë sistemin CAPEX.

Gjatësia e përgjithshme e sistemit të transmisionit në këtë skenar është 279,6 km. CAPEX për ndërtimin e sistemit të transmisionit është vlerësuar në 165,8 mln € (me dimension DN600 SKOPRI), dhe 377,5 mln € për sistemet e shpërndarjes, duke prodhuar CAPEX total të vlerësuar prej 543,3 mln €. Vini re se sistemi i shpërndarjes CAPEX përmban edhe degët e transmisionit të nevojshme për të lidhur zonat e shpërndarjes me sistemin kryesor të transmisionit (Unaza ose SKOPRI). Zonat e shpërndarjes me rrjete ekzistuese ose të planifikuara të ngrohjes qendrore mund të përdorin gaz natyror në impiantet e ngrohjes qendrore duke shmangur kështu kostot e rrjetit të shpërndarjes së gazit.

Tarifa e sistemit të transmisionit është pak më poshtë 4 €/MWh, ndërsa tarifa e shpërndarjes varion nga vendbanimi në vendbanim në intervalin nga 1 deri në 19 €/MWh. Tarifa mesatare e shpërndarjes së gazit për të gjithë konsumatorët e shpërndarjes është 11,5 €/MWh, duke sjellë koston e përgjithshme të rrjetit të gazit për konsumatorët kosovarë prej 15,4 €/MWh. **Figura 3** e sistemit përkatës së transmisionit të gazit me tarifat vjetore gjatë jetëgjatësisë së projektit paraqitet më poshtë.

FIGURA 3 – SISTEMI I TRANSMISIONIT TË GAZIT TË KOSOVËS SKENARI I GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË GJERË ME TARIFAT MESATARE



Republika e Kosovës – Skica e përgjithshme e gazsjellësit për transmision të gazit

KOSOVA

Kostot OST

Kostot OSSH

LEGJENDA

Objektet mbitokësore të gazsjellësit

Vendndodhja potenciale e CCGT



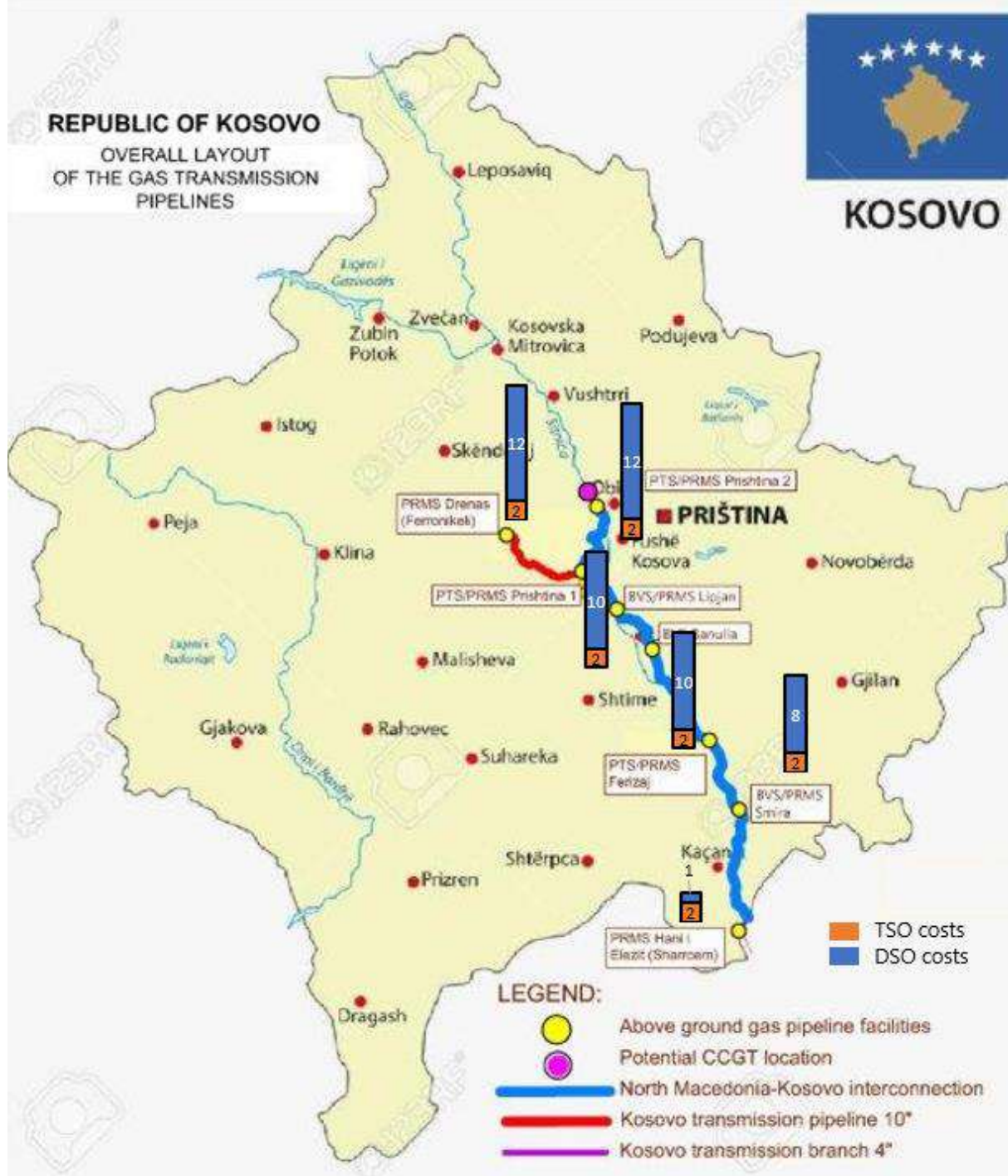
Interkoneksioni Maqedoni e Veriut – Kosovë
Degëzimet e transmissioinit të gazsjellësit të Kosovës
ALKOGAP

Konsulenti ka shqyrtuar edhe **Skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël** që përfshinte ndërtimin e SKOPRI me zgjatim në Drenas. Kjo do të mundësonte gazifikimin e zonave të shpërndarjes përgjatë gjurmës së SKOPRI: Hani i Elezit, Viti, Ferizaj, Lipjan, Prishtinë dhe Drenas. Ky skenar rezulton në kërkesën maksimale për orë për gaz prej 157 000 m³/h (e arritur në vitin 2045), ndërsa kulmi vjetor i kërkesës për gaz prej 458 mcm arrihet në vitin 2036. Përsëri, kërkesa e marrë për gaz u përdor për të përsëritur modelin e sistemit të transmetimit dhe rendimentin e rishikuar parametrat e sistemit duke përfshirë sistemin CAPEX.

Gjatësia e përgjithshme e sistemit të transmetimit në këtë skenar është 90,2 km. CAPEX-i për ndërtimin e sistemit të transmissioinit është vlerësuar në 69,9 mln € (me dimension DN500 SKOPRI), dhe 130,8 mln € për sistemet e shpërndarjes, duke nxjerrë CAPEX total të vlerësuar prej 200,7 mln €. Ngjashëm si më parë, zonat e shpërndarjes me rrjete ekzistuese ose të planifikuara të ngrohjes qendrore mund të përdorin gaz natyror në termocentralet e ngrohjes qendrore, duke shmangur kështu kostot e rrjetit të shpërndarjes së gazit.

Tarifa e sistemit të transmissioinit është 2,3 €/MWh, ndërsa tarifa e shpërndarjes varion ndërmjet zonave të shpërndarjes në intervalin prej 1 deri në 12 €/MWh. Tarifa mesatare e shpërndarjes së gazit për të gjithë konsumatorët e shpërndarjes është 9 €/MWh, duke sjellë koston e përgjithshme të rrjetit të gazit për konsumatorët e Kosovës në 11,3 €/MWh. **Figura 4** të sistemit përkatës të transmetimit të gazit me tarifa mesatare gjatë jetgjatësisë së projektit paraqitet më poshtë.

FIGURA 4 – SISTEMI I TRANSMISIONIT TË GAZIT SKENARI I GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË VOGËL ME TARIFAT MESATARE



Republika e Kosovës – Skica e përgjithshme e gazsjellësit për transimion të gazit

KOSOVA

Kostot OST

Kostot OSSH

LEGJENDA

Objektet mbitokësore të gazsjellësit

Vendndodhja potenciale e CCGT

Interkoneksioni Maqedoni e Veriut – Kosovë



Gazsjellësi i transmisionit të Kosovës 10"

Degëzimi i transmisionit të Kosovës 4"

Në varësi të presionit në kufirin MKD-BG, kapaciteti i gazsjellësit SKOPRI mund të jetë i mjaftueshëm për gazifikimin e vendbanimeve shtesë. Tarifa e transmisionit gradualisht po rritet me zgjerimin e sistemit më larg nga Drenasi.

Furnizimi me LNG për Kosovën në përgjithësi është i përealizueshëm në krahasim me furnizimin me gaz në gypa, megjithatë ky mund të jetë një opsion për një numër të kufizuar të konsumatorëve specifik nëse sistemi i transmisionit nuk është ndërtuar. Kostoja mesatare specifike e transportit të LNG vlerësohet ndërmjet 5 dhe 6 €/MWh. Terminali më i afërt i LNG- nga ku LNG mund të transportohet me kamion ose tren në Kosovë është aktualisht në ndërtim e sipër në Alexandropolis.

CNG mund të konsiderohet si opsion për furnizimin me gaz të një numri të kufizuar të konsumatorëve specifikë në rast se ndërtohet SKOPRI, por pa sistem të transmisionit të gazit në Kosovë (Unaza). Gazi natyror do të kompresohet në Prishtinë dhe do të dërgohet me kamion për konsumatorët në mbarë Kosovën. Kostoja mesatare specifike e transportit të CNG (nga Prishtina nëpër Kosovë) është nga 19 në 21 €/MWh

Bazuar në gjetjet e paraqitura më lart, furnizimi me gaz për Kosovën mund të bëhet me kosto të pranueshme të infrastrukturës. Niveli i kostove të pranueshme do të përcaktojë shtrirjen e gazifikimit. SKOPRI është shtylla kurrizore e sistemit të ardhshëm të transmisionit të gazit në Kosovë. Ndër të tjera, do të furnizonte një CCGT të paraparë në Prishtinë. Kjo CCGT, si një ngarkesë ankorimi është gjithashtu një kontribues kryesor në realizueshmërinë e SKOPRI.

Duke marrë parasysh qëllimin e dekarbonizimit deri në vitin 2060, realizueshmëria e zhvillimit të përgjithshëm të sistemit të gazit ngarkohet me rënien e pritshme të kërkesës për gaz pas vitit 2045 dhe me kohë të përgjithshme të kufizuar për rikuperimin e investimeve. Ka mundësi që gazsjellësi të jetë në përdorim pas vitit 2060 për transportin e hidrogjenit dhe që hidrogjeni si transportues energjie të jetë në gjendje të mbajë tarifa më të larta transmissioni. Duke përdorur një qasje konservative, asnjë prej tyre nuk është marrë parasysh në këtë analizë.

Në planifikimin e hapave të mëtejshëm, vendimi kryesor është nëse do të vazhdohet me SKOPRI si DN500 ose DN600. Nëse presioni i gazit natyror në kufirin BG-MKD ngrihet në 54 bar, DN500 SKOPRI mund të dërgojë 186 000 m³/h në Prishtinë (në 30 bar të nevojshme për funksionimin e CCGT). Sipas të njëjtave supozime dhe sipas modelit hidraulik të gazifikimit të madh, DN600 SKOPRI do të mund të furnizonte Prishtinën 260 000 m³/h. Shtimi i kompresorit në fillimin e SKOPRI-t mund t'i rrisë ndjeshëm këto shifra. Vini re se DN500 SKOPRI CAPEX (pjesa KOS) vlerësohet në 61,5 mln €, ndërsa DN600 SKOPRI CAPEX (përsëri vetëm pjesa KOS) vlerësohet në 72 mln €. **Në rast se Kosova parasheh gazifikim në shkallë të gjerë, atëherë DN600 SKOPRI është më i përshtatshëm. Nëse Kosova planifikon të fillojë me gazifikim të kufizuar (në shkallë të vogël), DN500 mund të jetë një qasje më e arsyeshme.**

Përfutuesi ka sugjeruar të merren në konsideratë skenarët shtesë: "industrial" dhe "vetëm industrial". Skenari industrial supozon se nuk ka zhvillim të rrjeteve të shpërndarjes dhe rritje të zhvillimit të sektorit të industrisë së Kosovës. Prandaj, kërkesa për gaz në atë skenar nuk përfshin kërkesën për gaz nga familjet dhe shërbimet dhe rrit kërkesën e vlerësuar të industrisë për gaz me 30%. "Vetëm industrial" është modifikim i mëtejshëm duke marrë parasysh vetëm kërkesën për gaz për industrinë (rritur me 30% mbi skenarët e gazifikimit në shkallë të vogël dhe të madhe), dhe asnjë kërkesë për gaz për prodhimin e energjisë. Të dy këta skenarë shtesë janë marrë në konsideratë në planimetrinë e sistemit të transmisionit si në skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël dhe, si alternativë, pa degëzim në Drenas. Në rast se Drenasi dhe Skenderaj nuk lidhen, Vushtrria dhe Mitrovica lidhen përmes Obiliqit. Paraqitja e atij sistemi të transmisionit është dhënë në **Figurën 5**.

Skenari industrial rezulton në kërkesën maksimale për orë për gaz prej 134 000 m³/h, ndërsa kulmi vjetor i kërkesës për gaz prej 449 mcm arrihet në vitin 2036. Gjatësia e përgjithshme e sistemit të transmisionit në këtë skenar është 134,3 km, ose 105,8 km, pa kyçe në Drenas dhe Skenderaj. CAPEX për ndërtimin e sistemit të

transmisionit llogaritet në 87,9 mln €, ose 73,2 mln € pa degë në Drenas dhe Skenderaj. Tarifa e sistemit të transmisionit është 2,1 €/MWh, nuk është paraparë shpërndarje, prandaj këtu përfshihet i gjithë CAPEX. Vini re se në skenarët e gazifikimit në shkallë të vogël dhe të madhe, disa degë lidhjeje u përfshinë në CAPEX të shpërndarjes.

Skenari vetëm industrial rezulton në kërkesën maksimale për orë për gaz prej 43 000 m³/h, ndërsa kërkesa maksimale vjetore prej 213 mcm arrihet në vitin 2051. Gjatësia e përgjithshme e sistemit të transmisionit është e njëjtë si në rastin e skenarit industrial. Ky skenar lejon uljen e diametrit të gazsjellësit të SKOPRI në DN400. Kështu, CAPEX zvogëlohet në 78,7 mln €, ose 64 mln € pa degë në Drenas dhe Skenderaj. Tarifa e sistemit të transmisionit është 4.6 €/MWh.

FIGURA 5 – SKENARI I SISTEMIT TË TRANSMISIONIT TË GAZIT INDUSTRIAL NË KOSOVË PA LIDHJE ME DRENAS DHE SKENDERAJ





REPUBLIKA E KOSOVËS
SKICA E PËRGJITHSHME E LINJAVE TË TRANSMISIONIT TË GAZIT
Kostot TSO
Kostot DSO
Objektet mbitokësore për gazin
Vendndodhja e mundshme e CCGT
Interkoneksioni Maqedoni e Veriut-Kosovë
Linjat e transmissioinit të Kosovës 10*
Linjat e degëzuara të transmissioinit të Kosovës 4*

Error! Reference source not found. bën përmbledhjen e skenarëve të shqyrtuar të gazifikimit.

TABELA 1 – DALLIMET NDËRMJET SKENARËVE TË SHQYRTUAR

	Skenari i gazifikimit në shkallë të gjerë	Skenari i gazifikimit në shkallë të vogël	Skenari industrial	Skenari vetëm industrial
Gaz për energji	380 MW CCGT	380 MW CCGT	380 MW CCGT	-
Kulmi i kërkeses për gaz për orë	226 000 m ³ /h	157 000 m ³ /h	134 000 m ³ /h	43 000 m ³ /h
Kulmi i kërkeses për gaz vjetore	655 mcm (2040)	458 mcm (2036)	449 mcm (2036)	213 mcm (2051)
Gjatësia e sistemit të transmissionit	279,6 km	90,2 km	134,3 or 105,8 km	134,3 or 105,8 km
Dimensioni SKOPRI	DN600	DN500	DN500	DN400
Sistemi i transmissionit CAPEX	165,8 mln €	69,9 mln €	87,9 or 73,2 mln €	78,7 or 64 mln €
Sistemet e shpërndarjes CAPEX	377,5 mln €	130,8 mln €	-	-
Total CAPEX	543,3 mln €	200,7 mln €	87,9 or 73,2 mln €	78,7 or 64 mln €
Tarifa e transmissionit	3,9 €/MWh	2,3 €/MWh	2,1 €/MWh ¹	4,6 €/MWh ²
Tarifa mesatare e shpërndarjes	11,5 €/MWh	9 €/MWh	-	-

Ministria e Ekonomisë së Kosovës, Përfites i këtij studimi, e ka deklaruar « Skenarin industrial» si të parapëlqyerin e vet mbi të cilin duhet të mbështetet puna në vijim.

¹ Tarifa për CAPEX më të ulët – pa lidhje me Drenasin

² Tarifa për CAPEX më të ulët – pa lidhje me Drenasin

2 - HYRJE

Ky raport është paraqitur në kuadër të angazhimit WB21-KOS-ENE-02 plani për Zhvillimin e Gazit dhe shqyrtimi dhe Asistenca e Kornizës Rregullative. Ky angazhim është një nënprojekt në kuadër të Kornizës së Investimeve të Ballkanit Perëndimor - Infrastruktura e Projektit 9 (WBIF-IPF9). TeR për këtë angazhim u përfunduan në prill 2021 dhe puna filloi në tetor 2021. Ky angazhim (mision) synon të ndihmojë Përfituesin, Ministrinë e Ekonomisë së Kosovës, të marrë vendime të informuara sa i përket zhvillimit të infrastrukturës së gazit natyror dhe prezantimin e përgjithshëm gazit natyror në ofertën e vet energjetike.

Në Kosovë, aktualisht, nuk ka infrastrukturë funksionale të gazit dhe nuk ka lidhje me rrjetin rajonal të gazit (që rezulton në mungesë të tregut të gazit natyror). Objektivi strategjik i Qeverisë së Kosovës është diversifikimi i burimeve të furnizimit me energji për të rritur sigurinë e furnizimit me energji. Zhvillimi i infrastrukturës së gazit mbulohet në Strategjinë për Energji të Kosovës 2017-2026. Me sa ka kuptuar Konsulenti, rishikimi i Strategjisë për Energjinë, që ishte duke u zhvilluar në kohën e hartimit të këtij raporti, merr parasysh një skenar që përfshin gazifikimin.

Kosova nuk është nënshkruese e marrëveshjes së Parisit. Megjithatë, Konsulenti e kupton që Kosova synon të dekarbonizojë ekonominë e saj në përputhje me marrëveshjen e Parisit. Agjenda e dekarbonizimit do të ndryshojë ndjeshëm sistemet energjetike të Kosovës, të cilat sot varen nga linjiti. Është e paqartë nëse Kosova do të marrë pozicionin për të arritur objektivin e emisioneve zero deri në vitin 2050³ apo më vonë, sikurse kanë njoftuar disa vende të tjera evropiane.

Ky dokument trajton rolin potencial të gazit natyror në zhvillimin e ardhshëm të sistemeve energjetike të Kosovës dhe arritjen e qëllimeve të dekarbonizimit.

Ky dokument bazohet në gjetjet e dokumenteve të mëparshme të përgatitura në kuadër të nënprojektit: Raporti fillestar, raporti i kërkesës për gaz, raporti i furnizimit me gaz, rishikimi institucional dhe tregu, dhe studimi e tarifave.

2.1 - Fushëveprimi dhe objektivat

Objektivi i këtij angazhimi (misioni) ishte përgatitja e një Plani për Zhvillimin e Gazit (ZHG) dhe Shqyrtimi dhe Asistenca e Kornizës Rregullative për Kosovën. Gjithashtu, paralelisht me këtë dokument po zhvillohet edhe Vlerësimi Strategjik Mjedisor dhe i nënshtrohet procedurës kombëtare. Pas përfundimit të Planit të Zhvillimit të Gazit, Konsulenti do të zhvillojë një Plan Identifikimi të Projektit për të identifikuar dhe renditur një portofol të projekteve prioritare të realizueshme. Dokumentet janë zhvilluar në përputhje me legjislacionin kombëtar të Kosovës, ligjet mjedisore dhe sociale të BE-së, rregulloret, praktikatat e mira ndërkombëtare dhe kërkesat e BERZH, duke përfshirë ato të përshkruara në ESP të BERZH-it 2019.

Objekti i detajuar i detyrës përshkruhet në Termat e Referencës (TeR).

³ Për qëllime të kësaj detyre, Konsulenti ka supozuar se Kosova do të arrijë zero emisione të karbonit deri në vitin 2060.

3 - KONTEKSTI I PËRGJITHSHËM

3.1 - Mjedisi socio-ekonomik

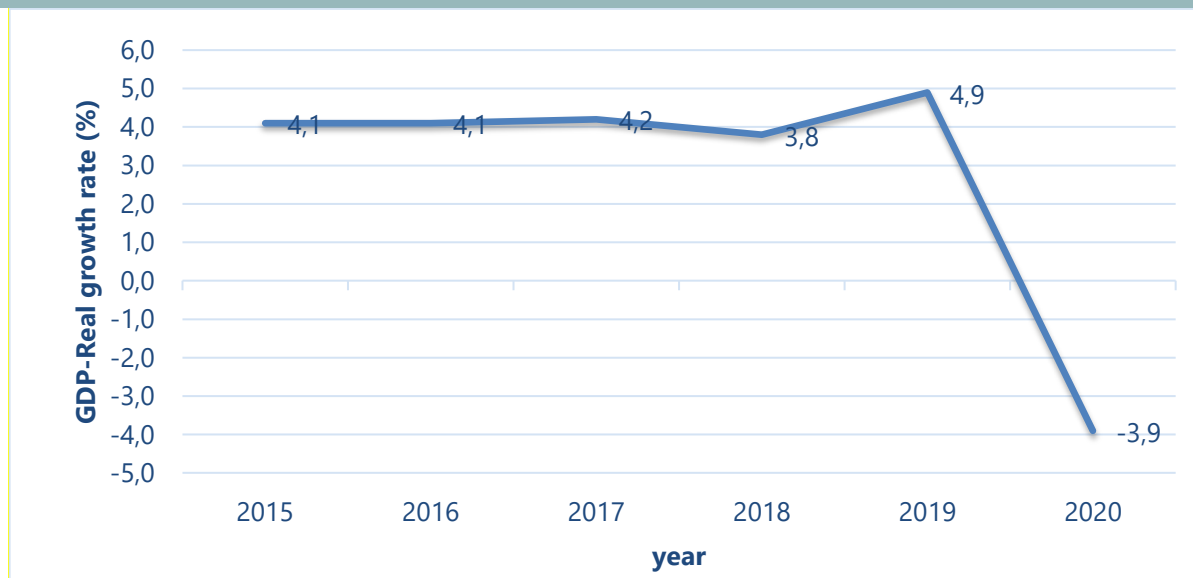
Në vitin 2019, popullsia totale e Kosovës përllogaritej në 1.782.115 [ASK "Vjetari statistikor i Republikës së Kosovës, 2020"], 38,1% prej të cilëve jetojnë në zona urbane [ASK ("Konsumi i energjisë në familje 2015")].

Në vitin 2019 vlera nominale e PBB të Kosovës arriti vlerën 7,1 miliardë €. Në terma realë, rezultoi se PBB për 2019 shënoi rritje prej rreth 4,2 përqind. Struktura e PBB të Kosovës në vitin 2019 ishte si vijon: bujqësia 8,1 përqind, ndërtimi 9,0 përqind, minierat 2,2 përqind, prodhimi 12,3 përqind, shërbimet 58,6 përqind dhe energjia 4,2 përqind [1].

Aktiviteti ekonomik në vitin 2020 në Kosovë u karakterizua nga një tronditje e paprecedentë e shkaktuar nga pandemia COVID-19. Masat e marra për ruajtjen e shëndetit publik për shkak të pandemisë, kryesisht në kuadër të kufizimit të lëvizjes dhe distancimit fizik, u reflektuan në një rënie të përgjithshme të aktivitetit ekonomik. Masat e marra kufizuese kanë rezultuar në një rënie mesatare të aktivitetit ekonomik sipas të dhënave të Agjencisë së Statistikave të Kosovës (ASK) dhe rrjedhimisht PBB reale u zvogëlua për 3,9 përqind në përgjithësi në vitin 2020 krahasuar me vitin 2019 siç tregohet në **Figurën 6** ([2],[3]).

Rënia e normës së PBB është nxitur fuqishëm nga rënia e investimeve neto prej 18,8 për qind dhe e eksporteve neto me 17,5 për qind. Sipas ASK-së, rënia më e madhe është shënuar në sektorin e transportit dhe deponimit (25,5 përqind), ndërtimtarisë (24,3 përqind), dhe hotelarisë dhe restoranteve (21,8 përqind). Nga ana tjetër, rritje më të lartë është shënuar në sektorin e shëndetësisë dhe punës sociale (16,9 për qind), industrinë përpunuese (11,7 për qind), informacionin dhe komunikimin (10 për qind), dhe furnizimin me energji elektrike dhe gaz (9,4 për qind). Konsumi, si komponenti kryesor i kërkesës së brendshme, shënoi rritje reale prej 6,7 për qind, mbështetur nga rritja e konsumit privat prej 7,0 për qind dhe e konsumit publik prej 4,4 për qind. Remitancat, si një burim i rëndësishëm financimi për konsumin privat, janë rritur me 15,1 për qind krahasuar me vitin 2019. [2].

FIGURA 6 – SHKALLA E RITJES SË PBB NGA 2015 DERI 2020



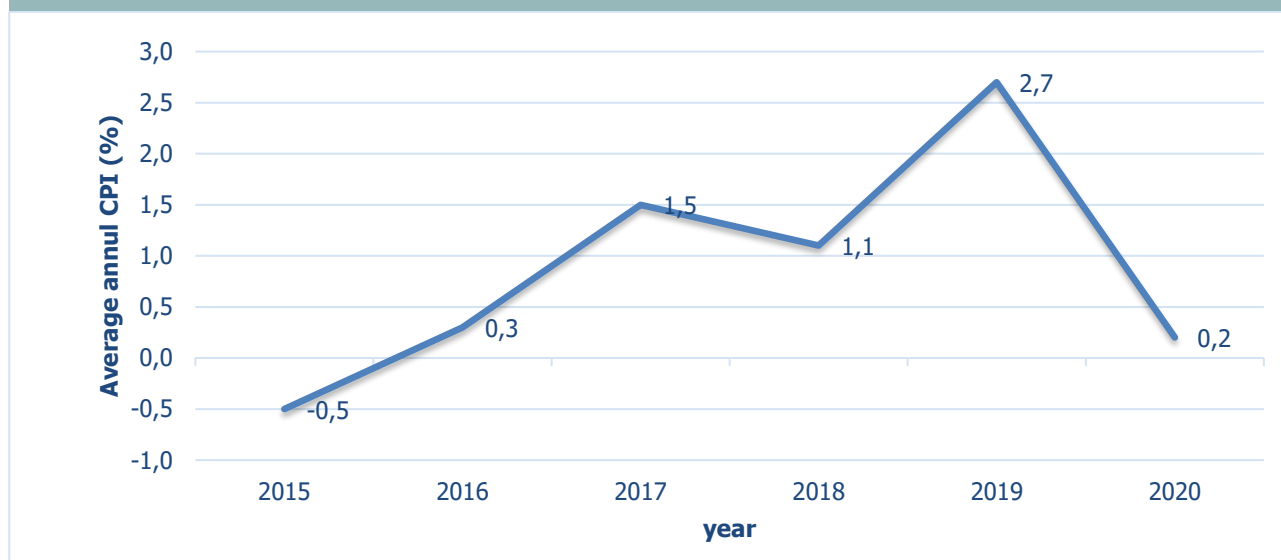
Shkalla reale e rritjes së PBB

VITI

Rënia e kërkesës së agreguar dhe dinamika e çmimeve të mallrave në tregjet ndërkombëtare u reflektuan në presione të dobëta të inflacionit në Kosovë. Norma e rritjes së nivelit të çmimeve, e matur me indeksin e

çmimeve të konsumit (IÇK)⁴, tregoi një ngadalësim në krahasim me vitin 2019 (2,7 për qind) dhe ishte 0,2 për qind. Ngadalësimi u ndikua kryesisht nga çmimet e transportit të cilat ranë me 5,8 për qind, çmimet e veshjeve (0,9 për qind), çmimet e rekreacionit dhe kulturës (0,6 për qind), dhe çmimet e energjisë elektrike dhe gazit (0,1 për qind). Në vazhdim, luhatja e çmimeve në Kosovë kryesisht përcaktohet nga luhatja e çmimeve në tregjet ndërkombëtare, për shkak të varësisë së madhe të ekonomisë së Kosovës nga importet. Indeksi i çmimeve të importit shënoi rënie mesatare prej 1,9 për qind në vitin 2020, kryesisht i ndikuar nga rënia e çmimeve të produkteve minerale (15,9 për qind) si dhe çmimeve të produkteve tekstile (13,8 për qind). Rritja më e lartë e çmimeve është shënuar për çmimet e produkteve bimore (13,9 për qind) [2].

FIGURA 7 – SHKALLA MESATARE VJETORE E INFLACIONIT NGA 2015 DERI 2020



CPI mesatare vjetore

viti

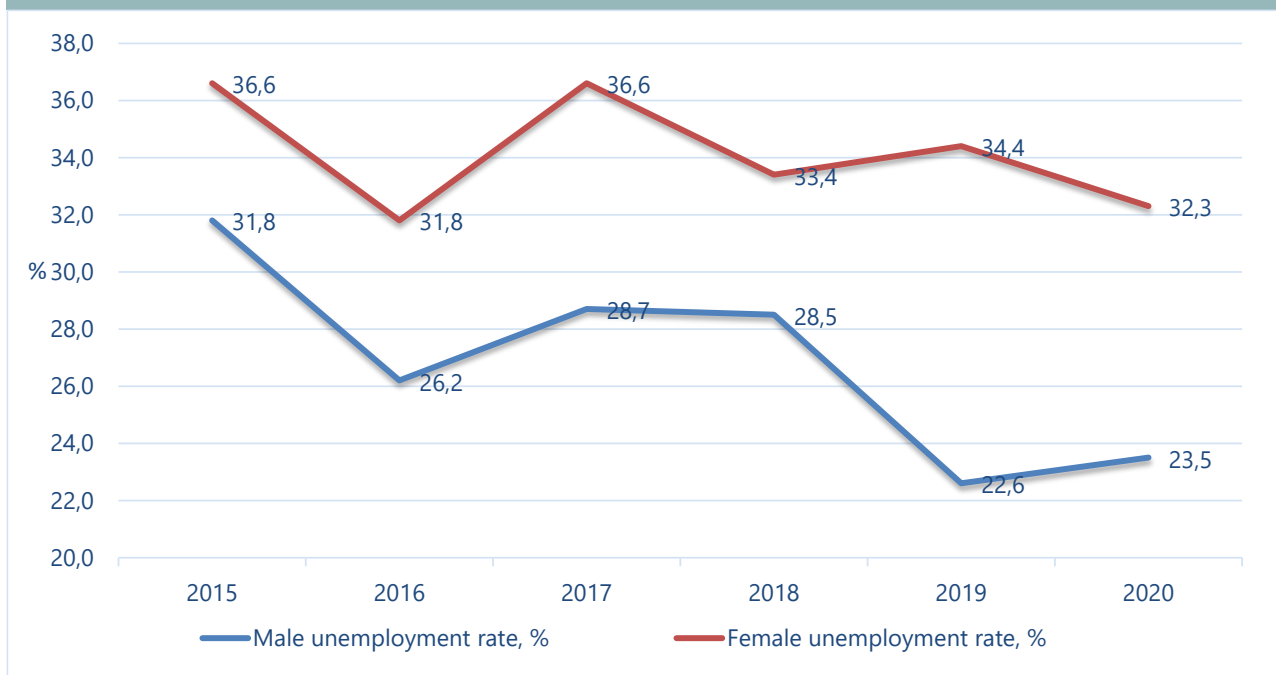
Në vitin 2020, shkalla e pjesëmarrjes në fuqinë punëtore në Kosovë ishte 38,3 për qind, që krahasuar me vitin 2019 tregon një rënie të shkallës së pjesëmarrjes në fuqinë punëtore për 3,2 pikë përqindjeje. Sipas Anketës së Fuqisë Punëtore, shkalla mesatare e punësimit⁵ ishte 28,4 përqind, që paraqet një rënie prej 2,3 pikë përqindje krahasuar me vitin 2019. Shkalla e punësimit rezultoi të jetë më e lartë te meshkujt krahasuar me femrat, ku 42,8 për qind e meshkujve në moshë pune ishin të punësuar kundrejt 14,1 për qind të femrave. Sipas rezultateve të anketës, shkalla e punësimit tek femrat është ulur me 0,4 pikë përqindje, ndërsa tek meshkujt është ulur me 4,1 pikë përqindje krahasuar me vitin 2019.[2].

Pavarësisht pandemisë dhe tkurrjes së aktivitetit ekonomik, statistikatat e tregut zyrtar të punës në Kosovë treguan se shkalla mesatare e papunësisë në vitin 2020 ishte 25,9 për qind, pothuajse nivel i ngjashëm me të njëjtën periudhë të vitit paraprak kur shkalla ishte 25,57 për qind. Sipas ASK, tregu i punës në Kosovë karakterizohet me shkallë më të lartë të papunësisë tek femrat (32,3 për qind), ku grupmosha e femrave të reja (grupmosha 15 deri në 24 vjeç) ka shkallën më të lartë të papunësisë (49,1 për qind), ndërsa shkalla e papunësisë tek meshkujt ishte dukshëm më e ulët dhe ishte 23,5 për qind siç tregohet në **Figura** ([2],[4]).

⁴ Indeksi i Çmimeve të Konsumit (CPI) është një masë e nivelit agregat të çmimeve në një ekonomi. IÇK përbëhet nga një grup mallrash dhe shërbimesh të blera zakonisht. CPI mat ndryshimet në fuqinë blerëse të monedhës së një vendi dhe nivelin e çmimeve të një shporte mallrash dhe shërbimesh.

⁵ Shkalla e punësimit përfaqëson përqindjen e popullsisë në moshë pune që është e punësuar.

FIGURA 8 – SHKALLA E PAPUNËSISË NGA 2015 DERI 2020

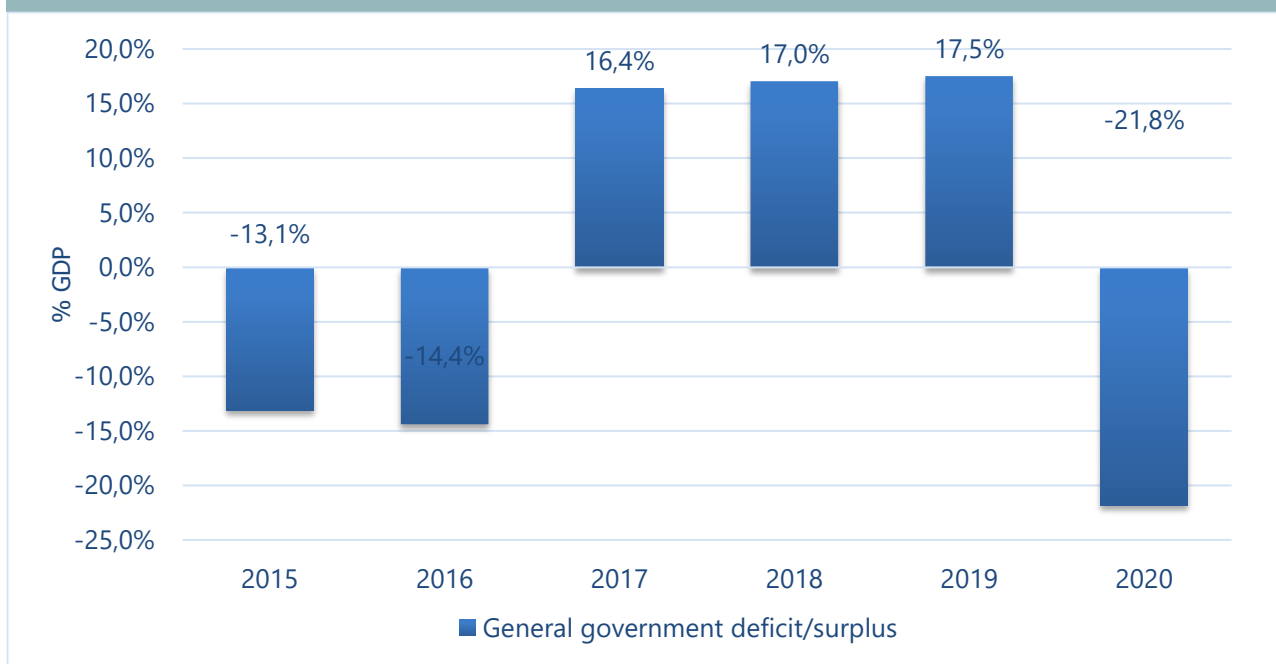


Shkalla e papunësisë së meshkujve

Shkalla e papunësisë së femrave

Të hyrat buxhetore në vitin 2020 arritën vlerën neto prej 1,7 miliardë €, që paraqet një rënie vjetore prej 8,8 përqind, ndërsa shpenzimet buxhetore arritën vlerën prej 2,2 miliardë €, që paraqet një rritje vjetore prej 6,5 përqind. Rrjedhimisht, deficitin buxhetor primar ka arritur në 7,1 për qind të PBB-së, krahasuar me 2,6 për qind në vitin 2019. Rritja e shpenzimeve buxhetore me 6,5 për qind ishte më e ulët krahasuar me vitin 2019 kur pati një rritje prej 7,2 për qind. Kategoria që ka sjellë rritje të përshpejtuar të shpenzimeve janë shpenzimet aktuale, të cilat janë rritur me 18,6 për qind (subvencionet dhe transfertat janë rritur me 38,4 për qind), ndërsa shpenzimet kapitale janë ulur me 28,4 për qind. Shpenzimet qeveritare për paga janë rritur për 7,3 përqind dhe kanë arritur vlerën prej 660,8 milion €, ndërsa shpenzimet e qeverisë për mallra dhe shërbime (përfshirë shpenzimet komunale) janë rritur për 0,2 përqind dhe kanë arritur vlerën prej 296,3 milion €. Borxhi publik në vitin 2020 ka arritur në 1,5 miliardë €, që është 23,9 për qind më i lartë krahasuar me vitin 2019. Në përqindje të PBB-së, borxhi publik ka arritur në 21,8 për qind, krahasuar me 17,5 për qind në vitin 2019 të treguar në **Figura**. Rritja e borxhit publik i atribuohet rritjes së borxhit të brendshëm për 21,5 përqind (i cili arriti në 961,9 milion €) dhe rritjes së borxhit të jashtëm publik për 28,6 përqind. Borxhi i jashtëm publik ka arritur nivelin prej 525,8 milionë € ose 35,3 për qind e totalit të borxhit publik. [2].

FIGURA 9 – BORXHI PUBLIK SI % E PBB NGA 2015 DERI 2020



Deficiti/suficiti i përgjithshëm i qeverisë

Kërkesa për investime në bono thesari dhe obligacione qeveritare ka qenë më e ulët se një vit më parë. Në vitin 2020, norma mesatare e interesit në letrat me vlerë të Qeverisë së Kosovës u rrit në 2,1 për qind, krahasuar me 1,8 për qind në vitin 2019. Rritja e normës së interesit lidhet me rritjen e vazhdueshme të pjesëmarrjes së letrave me vlerë afatgjatë për shkak të dominimi, në strukturën e letrave me vlerë të Qeverisë së Kosovës, i obligacioneve me afat maturimi nga tre dhe pesë vjet [2].

Deficiti i llogarisë rrjedhëse në vitin 2020 është rritur me 20,4 për qind, duke shënuar vlerën prej 480,7 milionë €. Deficiti i llogarisë rrjedhëse ishte 7,1 përqind e PBB në vitin 2020, krahasuar me vitin 2019 kur ishte 5,6 përqind. Rritja e eksporteve të mallrave dhe rënia e ndjeshme e importeve për shkak të rënies së aktivitetit ekonomik kanë ndikuar që deficiti në tregtinë e mallrave të bjerë me 9,4 për qind (rritje 4,5 për qind në vitin 2019) dhe të arrijë në rreth 2,8 miliardë €. Në vijim, deficiti tregtar në mallra ishte 41,5 për qind (43,9 për qind në vitin 2019). Vlera e eksporteve të mallrave arriti në 475,0 milionë €, që korrespondon me një rritje vjetore prej 23,8 përqind (4,4 përqind rritje në vitin 2019). Në vitin 2020, importet e mallrave u ulën me 5,7 përqind (4,5 përqind rritje në vitin 2019) dhe arritën në 3,3 miliardë € siç tregohet në **10**. Rënia e lartpërmendur mund t'i atribuohet rënies së kërkesës së agreguar në nivel global [2].

FIGURA 10– BILANCI TREGTAR NGA 2015 DERI 2020





Eksport, mijë EUR Import, mijë EU Bilanci i tregtisë së mallrave, mijë EUR

Përmbledhja e trendeve kryesore makroekonomike për Republikën e Kosovës paraqitet në **Tabela 2**.

TABELA 2 – TREGUESIT MAKROEKONOMIKË PËR 2019 DHE 2020

Artikulli	Njësia	Të dhënat vjetore	
		2019	2020
Produkti i Brendshëm Bruto ¹			
PBB nominale	Milionë €	7.056	6.772
PBB relae	Milionë €	6.989	6.679
Shkalla e rritjes së PBB reale	Përqindje	4,8	-5,3
Çmimet ¹			
Çmimet për konsumatorë (HICP)	Përqindje	2,7	0,2
Indeksi i çmimeve të prodhuesve	Përqindje	0,9	-0,6
Indeksi i çmimeve të importit	Përqindje	2,3	-1,9
Tregu i punës ¹			
Punësimi (moshat 15-64)	Mijë	372	368
Papunësia (moshat 15-64)	Mijë	130	120
Personat joaktivë (moshat 15-64)	Mijë	711	733
Sektori i jashtëm			
Bilanci i llogarisë rrjedhëse	Milionë €	-399,5	-472,2
Importi i mallrave dhe shërbimeve	Milionë €	3.982,60	3.651,60
Eksporti i mallrave dhe shërbimeve	Milionë €	2.068,30	1.470,00
Remitentat (të hyrat)	Milionë €	851,7	980,1
Investimet direkte në Kosovë	Milionë €	254,6	345,7
Kursi i këmbimit ²			
Kursi i këmbimit € kundrejt USD	Mesatar	1,1195	1,1422
Norma e interesit			
Normat e interesit për kreditë e reja	Përqindje	6,5	6,2
Kredi për korporata jofinanciare	Përqindje	6,3	6,0
Kredi për familje	Përqindje	6,8	6,5
Kredi bankare			
Kredi bankare për sektorin familjar	Milionë €	3.031,90	3.246,60
Kredi për korporata jofinanciare	Milionë €	1.916,90	2.054,80
Kredi për familje ³	Milionë €	1.102,00	1.179,90
Qeveria e përgjithshme ⁴			
Të ardhurat (përfshirë kreditë)	Milionë €	2.212,90	2.196,60
Shpenzimet (përfshirëp shlyerjen e kredive)	Milionë €	2.144,60	2.323,20
Vlera e stokut të borxhit	Milionë €	1.201,50	1.487,70
Borxhi si % e PBB	Përqindje	17,5	21,8
Stoku i letrave me vlerë të qeverisë	Milionë €	791,9	961,9
Popullsia ⁵			
Popullsia e Kosovës	Mijë	1.795,67	1.782,10



Shënim për burimet e të dhënave: 1 Agjencia e Statistikave të Kosovës. 2 BQE. Mesataret bazohen në kursin referencë të këmbimit të valutës së huaj. 3 Përfshihen orhanizatet joqeveritare që u shërbejnë familjeve. 4 Burimi: Ministria e Financës. 5 Shifrat më të fundit janë të përkohshme.

Burimi: [5],[6]

3.2 - Konteksti brenda sektorit të energjisë dhe strategjitë relevante

Zhvillimi i sektorit energjetik të Kosovës me opsionin e ndërtimit të infrastrukturës së gazit duhet parë në kontekst të i) Marrëveshjes së Gjellbër Evropiane dhe rolin tranzitor të gazit natyror, agjendën e gjellbër të BB dhe Iniciativën për rajonet e qymyrit në tranzicion ii) angazhimeve të Kosovës nga marrëveshjet ndërkombëtare, kryesisht Traktati i Komunitetit të Energjisë dhe iii) politikave dhe strategjive të Kosovës që adresojnë zhvillimin ekonomik, mjedisin dhe ndryshimet klimatike, zhvillimin rajonal, planifikimin hapësinor, etj.

Nga këndvështrimi i politikave, një dokument kyç planifikimi në nivel shtetëror ishte Strategjia Kombëtare e Zhvillimit (SKZH), e miratuar në vitin 2016 për një periudhë 5-vjeçare dhe Udhërrëfyshi për zbatimin e saj. Në vijim të Konceptit Qeveritar për përgatitjen e SKZH 2030, një dokument i ri është në procedurë të hartimit. SKZH 2030 do të jetë dokumenti kryesor strategjik që jep vizionin për zhvillimin e qëndrueshëm të vendit dhe drejtimin e politikave strategjike dhe buxhetore në periudhën në vijim. SKZH përmban shtyllat kryesore të zhvillimit të shtetit dhe objektivat strategjike të lidhura me Agjendën e Integrimit Evropian, Objektivat e Zhvillimit të Qëndrueshëm dhe Marrëveshjen e Gjellbër Evropiane. Një nga shtyllat është një mjedis i pastër dhe burime të qëndrueshme. SKZH 2030 do të pasohet nga strategjia sektoriale duke përfshirë strategjinë e Energjisë dhe programet e zbatimit. Në nivel lokal, secila komunë në Kosovë ka zhvilluar planin e saj afatgjatë zhvillimor gjithëpërfshirës për të përfshirë të gjithë sektorët

Programi i Qeverisë për periudhën 2021 – 2025 është dokumenti bazë përmes të cilit Qeveria e Kosovës ua komunikon qytetarëve vizionin e saj. Programi pasqyron qasjen dhe parimet që duhen ndjekur gjatë gjithë qeverisjes, si dhe prioritetet dhe iniciativat bazë që do të ndërmerren në të gjitha fushat, përfshirë energjinë. Për sektorin e energjisë, synimi është krijimi i kushteve për zhvillim të qëndrueshëm ekonomik, përmes teknologjisë dhe energjisë së pastër dhe të përballueshme. Rritja e efikasitetit të energjisë dhe diversiteti i burimeve të energjisë do të luajnë një rol kyç në arritjen e këtij qëllimi. Qeveria do të rishikojë Strategjinë e Energjisë dhe do të hartojë Planin Kombëtar të Energjisë dhe Klimës dhe do të rishikojë kornizën ligjore, për të qenë në përputhje të plotë me strategjinë e re të energjisë.

Për shkak të statusit të vet në OKB, Kosova nuk është nënshkruese e drejtpërdrejtë e konventave dhe marrëveshjeve të tjera ndërkombëtare mjedisore. Kosova nuk ka marrë pjesë apo nuk ka nënshkruar Konventën Kornizë të OKB-së për Ndryshimet Klimatike (UNFCCC), por ajo ka përgjegjësinë t'u përgjigjet kërkesave si një nga nënshkruesit e Traktatit të Komunitetit të Energjisë. Në këtë kontekst, Qeveria planifikon investime për zhvillim të qëndrueshëm dhe infrastrukturë të integruar si dhe aktivitete për përmirësimin e ajrit dhe burimeve natyrore duke përditësuar kornizën ligjore dhe strategjike (strategjia mjedisore e Kosovës).

Strategjia e Ndryshimeve Klimatike 2018-2027 me planin e saj të veprimit, trajton dy komponentë, zhvillimin e emisioneve të ulëta dhe përshtatjen ndaj efekteve të ndryshimeve klimatike.

Plani Hapësinor i Kosovës, i hartuar nga Ministria e Mjedisit, Planifikimit Hapësinor dhe Infrastrukturës (MASHPI), është dokumenti kyç i sektorit të planifikimit hapësinor në nivel shtetëror i ndërtuar në bashkëpunim me të gjithë sektorët e rëndësishëm të Qeverisë së Kosovës duke përfshirë atë të përgjithshëm ekonomik dhe mbarëkombëtar dhe sektorin e energjisë.

Strategjia e Zhvillimit Rajonal për periudhën 2020-2030 është dokumenti bazë që përcakton synimet dhe prioritetet afatgjata të politikës së zhvillimit rajonal dhe mundëson koordinimin e politikave të tjera sektoriale për zhvillim të balancuar socio-ekonomik rajonal në Kosovë.

Me Strategjinë e Zhvillimit Rajonal për Kosovën, në periudhën 2022-2027, BERZH do ta mbështesë Kosovën në tranzicionin e gjelbër dhe në rritje përmes asistencës teknike, granteve investive dhe mjeteve të tjera të aplikueshme të BERZH. Si prioritete strategjike në Kosovë në këtë periudhë BERZH përcakton i) zhvillimin e një sektori privat më konkurrues dhe gjithëpërfshirës për të nxitur rimëkëmbjen dhe rritjen ekonomike, ii) mbështetjen e tranzicionit të ekonomisë së gjelbër në Kosovë përmes një përzierjeje më të qëndrueshme të energjisë dhe iii) efikasitet më të madh të burimeve dhe forcimit rajonal integrimin, lidhjen dhe investimet e huaja.

Strategjia e Energjisë së Kosovës (ES) është dokumenti kyç i politikës energjetike, bazuar në Ligjin për Energjinë, që përcakton objektivat bazë në zhvillimin e sektorit energjetik, duke marrë parasysh zhvillimin e qëndrueshëm ekonomik, mbrojtjen e mjedisit, furnizimin e qëndrueshëm dhe të besueshëm me energji për konsumatorët e fundit, efikasitetin. përdorimin e energjisë, zhvillimin e kapaciteteve të reja gjeneruese konvencionale dhe të rinovueshme, krijimin e një tregu konkurrues, zhvillimin e sistemit të gazit dhe krijimin e vendeve të reja të punës në sektorin e energjisë. Strategjia aktuale e energjisë së Republikës së Kosovës 2017-2026 (ES 2017-2026) e miratuar në janar 2018, përcakton 5 objektivat e mëposhtme të sektorit të energjisë:

- 1) Sigurinë e furnizimit të qëndrueshëm, me cilësi të lartë dhe të besueshëm me energji elektrike me kapacitete të duhura për operacion të qëndrueshëm të energjisë
- 2) Integrimin në Tregun Rajonal të Energjisë
- 3) Avancimin e kapaciteteve ekzistuese të sistemit termik dhe ndërtimin e kapaciteteve të reja
- 4) **Zhvillimin e infrastrukturës së gazit natyror**
- 5) Arritjen e targeteve dhe detyrimeve në efikasitet të energjisë, burime të energjisë së rinovueshme dhe mbrojtje të mjedisit.

Integrimi në Tregun Rajonal të Energjisë (objektivi nr. 2.) nënkupton integrimin e plotë në tregun rajonal të energjisë dhe nënkupton zbatimin zyrtar dhe praktik të Acquis Communautaire për Energjinë siç përcaktohet në Paketën e Tretë të legjislacionit të BE-së për energjinë (TEP), duke përfshirë Direktivën për Gaz.

Një nga masat që duhet të realizohet plotësisht përpara arritjes së këtij objekti është miratimi dhe zbatimi i akteve nënligjore për zbatimin e ligjeve të sektorit të energjisë të miratuara nga viti 2016 duke përfshirë Ligjin për Gazin Natyror. Këto masa, ndër të tjera, janë të përfshira edhe në Programin për Zbatimin e Strategjisë së Energjisë, i cili është një dokument politik i detyrueshëm i miratuar nga Qeveria e Kosovës.

Strategjia për Energjinë, si një nga objektivat (objektivi nr. 4) parashtrohet **zhvillimin e infrastrukturës së gazit natyror, nëpërmjet lidhjes me projekte për infrastrukturën e gazit në rajonin e Evropës Juglindore, sidomos me projektin e gazsjellësit TAP dhe unazën e gazit të Komunitetit të Energjisë**. Duke patur parasysh mungesën e studimeve, infrastrukturës, marrëveshjeve konkrete etj., Strategjia për periudhën afatmesme parasheh disa nga **masat ligjore dhe institucionale** për arritjen e kësaj objektive:

- 1) Zhvillimi i legjislacionit sekondar për të implementuar Ligjin për Gazin Natyror
- 2) Zhvillimi i kapaciteteve institucionale për të menaxhuar aktivitetet e nevojshme për procesin e zhvillimit të infrastrukturës së gazit natyror
- 3) Zbatimi i studimit të fizibilitetit për ndërtimin e infrastrukturës së sistemit të gazit natyror
- 4) Zhvillimi i planit për gazifikimin e Kosovës dhe
- 5) Përgatitja dhe miratimi i marrëveshjeve model të nevojshme.



Strategjia e Re e Energjisë është në proces hartimi nën koordinimin e Ministrisë së Ekonomisë (drafti nuk është në dispozicion të publikut). Por rëndësia e furnizimit të qëndrueshëm me energji është një nga shtyllat kryesore të zhvillimit të qëndrueshëm ekonomik të energjisë dhe planifikimi i gazifikimit të vendit duhet parë në këtë kuptim, si dhe në kontekstin e procesit të dekarbonizimit dhe rolit të gazit natyror në tranzicionin e energjisë.

4 - TREGU I GAZIT

4.1 - Vlerësimi i kërkesës potenciale për gaz

Për të përcaktuar mundësinë e sjelljes së gazit natyror në Kosovë, kërkesa e ardhshme për energji në Kosovë është përgatitur sipas MAED Modeli për Analizën e Kërkesës për Energji. Modeli MAED vlerëson kërkesën e ardhshme për energji bazuar në skenarët afatmesëm deri në afatgjatë të zhvillimeve socio-ekonomike, teknologjike dhe demografike. Modeli MAED fokusohet ekskluzivisht në kërkesën për energji, dhe akoma më konkretisht në kërkesën për shërbime të caktuara energjetike. Kur forma të ndryshme energjie, p.sh., energjia elektrike, lëndët djegëse fosile, etj., konkurrojnë për një kategori të caktuar të përdorimit përfundimtar të kërkesës për energji, kjo kërkesë llogaritet fillimisht në termat e energjisë së dobishme dhe më pas shndërrohet në kërkesën përfundimtare për energji, duke marrë parasysh depërtimin në treg dhe efikasitetin e çdo burimi alternativ të energjisë. Metodologjia e projeksionit të konsumit të energjisë në këtë studim është përshkruar në detaje në *Vlerësimin e kërkesës për gaz*.

Drejtimesit kryesorë të zhvillimit të kërkesës për energji janë zhvillimi ekonomik dhe demografia.

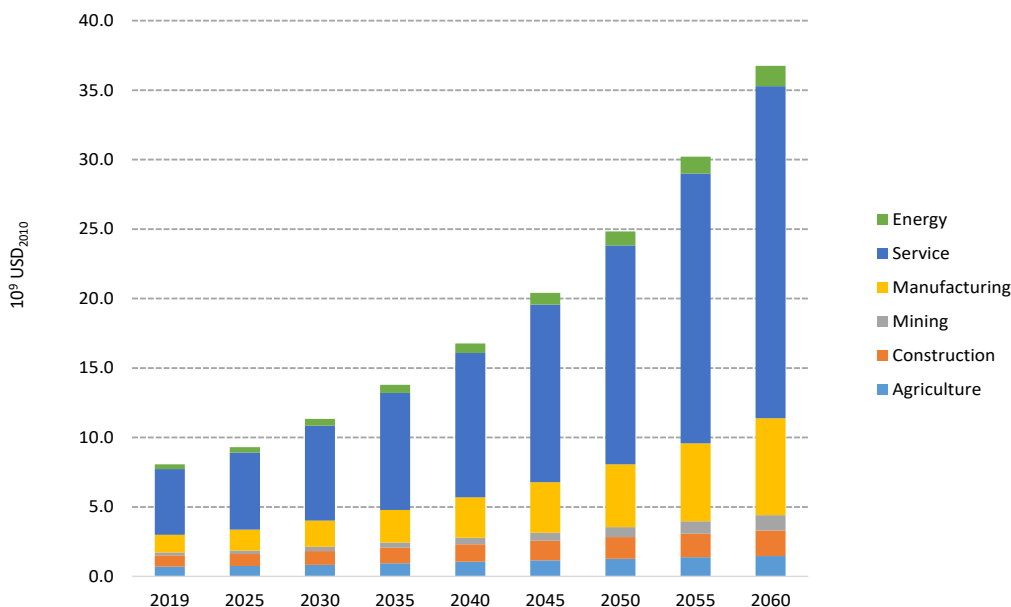
Treguesi i përdorur në matjen e zhvillimit ekonomik është Produkti i Brendshëm Bruto për frymë (PBB/frymë). Sa i përket zhvillimit ekonomik, të dhënat e publikuara tregojnë se rritja e PBB së Kosovës ka një trend pozitiv dhe ka qenë në rritje, mesatarisht, 3,6% në vit në periudhën 2012-2019. Rritja afatgjatë e PBB parashikohet bazuar në një normë rritjeje vjetore prej 4%. Megjithatë, për periudhën deri në vitin 2025 shkalla e rritjes së PBB llogaritet veçmas duke marrë parasysh rënien e PBB në vitin 2020 (për shkak të pandemisë COVID-19) dhe në përputhje me parashikimet e të dhënave të PBB të publikuara nga Ministria e Financave, Punës e Kosovës, dhe Transferet [1]. Projeksionet e rritjes së PBB të përdorura në këtë studim janë paraqitur në **Tabela 3**.

TABELA 3 – PROJEKSIONET E PBB

	Njësia	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PBB	[bill US\$]	8,07	9,31	11,3 3	13,7 9	16,7 7	20,41	24,83	30,21	36,75
Norma rritjes PBB	[%p.a.]		2,43	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
PBB/frymë	US\$	4.52 6	5.10 8	6.22 1	7.65 3	9.48 7	11.84 2	14.90 7	18.95 0	24.34 7

Struktura bazë e PBB përbëhet nga tre sektorët e mëposhtëm: primar (bujqësi), sekondar (industri) dhe terciar (shërbime). Pjesa e sektorit të bujqësisë në PBB të Kosovës parashikohet të zvogëlohet gradualisht nga 8,7% në vitin 2019 në 4% në vitin 2060. Pjesa e sektorit të prodhimit pritet të rritet nga 15,7% në vitin 2019 në 19% në vitin 2060. që është më afër vendeve të zhvilluara. Pjesa e sektorit të shërbimeve do të rritet nga 58,6% në 2019 në 65% në 2060 (**Figura**).

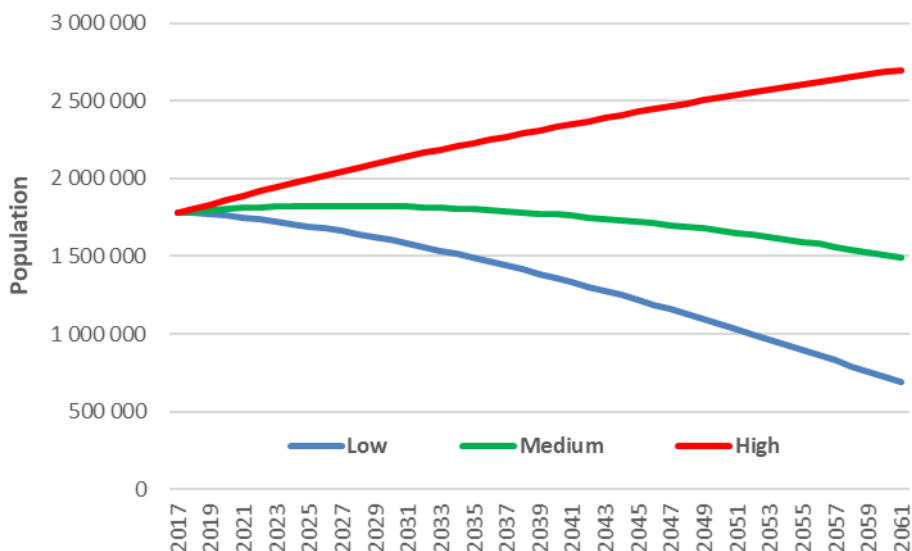
FIGURA 11 – PROJEKSIONI I STRUKTURËS SË PBB



Energjia, shërbimet, prodhimi, minierat, ndërtimi, bujqësia

Të dhënat demografike për Kosovën dhe projeksionet për popullsinë deri në vitin 2060 bazohen në të dhënat zyrtare nga *Agjencia e Statistikave të Kosovës* (ASK) [2]. Ekzistojnë tre opsione të tendencave demografike deri në vitin 2061 (**Figura 12**). Bazuar në të dhënat aktuale dhe informacionet për gjendjen dhe trendet demografike në vend, ASK konsideron se varianti i mesëm pasqyron më së miri trendet e ardhshme demografike në Kosovë.

FIGURA 6 – PROJEKSIONET PËR POPULLSINË E KOSOVËS 2017-2061



Popullsia, ulët, mesëm, lartë

Burimi: Projeksionet për popullsinë e Kosovës 2017-2061, Agjencia e Statistikave të Kosovës, dhjetor 2017

Gjatë parashikimit të kërkesës për gaz, në kuadër të konsumit final të energjisë janë tre sektorë kryesorë të konsumit që marrin në shqyrtim: ekonomitë familjare, sektori i shërbimeve dhe industria. Duke qenë se modelimi i energjisë në sektorin e ekonomive familjare bazohet në njësinë e ekonomive familjare, është e nevojshme të përcaktohet numri i familjeve në vitin bazë dhe projeksioni i tij për vitet e ardhshme. Lidhja ndërmjet popullsisë dhe numrit të familjeve është numri i anëtarëve të familjes, d.m.th., "madhësia e familjes".

Këto të dhëna gjenden në statistikat zyrtare për vitin bazë dhe për të ardhmen mund të projektohen në bazë të standardeve të njohura të vendeve të tjera. Seritë kohore të numrit të personave për familje në vendet e zhvilluara evropiane dhe vendet në tranzicion tregojnë se numri i personave për familje zvogëlohet me rritjen e PBB-së për frymë. Kjo ndodh për shkak të plakjes së njerëzve dhe ndryshimeve në stilin e jetës, në të cilat pjesët e familjeve me një dhe dy anëtarë janë vazhdimisht në rritje.

Në vitin 2019, madhësia mesatare e ekonomive familjare në Kosovë ishte 4,98. Madhësia mesatare e ekonomive familjare në zonat rurale (5,1) nxirret nga publikimi i ASK "Konsumi i energjisë në ekonomitë familjare 2015". Duke marrë parasysh madhësinë mesatare të ekonomisë familjare në nivel kombëtar, është llogaritur një madhësi familjare për zonën urbane prej 4,80. Bazuar në trendet historike të madhësisë së ekonomive familjare në raport me PBB-në për frymë në një numër të madh vendesh, madhësia mesatare e ekonomive familjare në Kosovë parashikohet të bjerë nga 4,98 në 2,81 në vitin 2060. (Tabela 4).

TABELA 4 – PROJEKSIONET E POPULLSISË, MADHËSIA E EKONOMISË FAMILJARE DHE NUMRI I EKONOMIVE FAMILJARE

	Njësia	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Popullsia	[milione]	1,78	1,82	1,82	1,80	1,77	1,72	1,67	1,59	1,51
Për frymë/ef	[frymë]	4,98	4,66	4,40	4,13	3,87	3,61	3,34	3,08	2,81
Ekonomitë familjare	[milione]	0,358	0,391	0,414	0,436	0,457	0,478	0,499	0,518	0,537

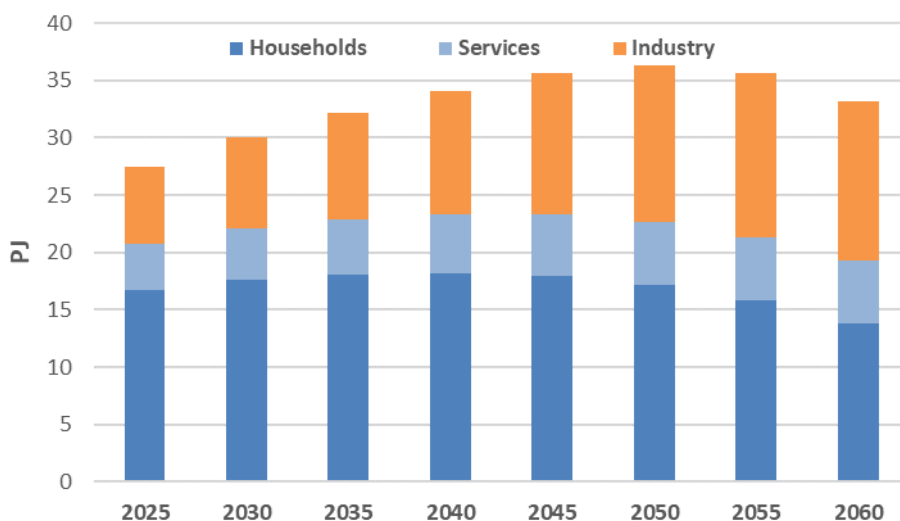
Duke marrë parasysh popullsinë dhe numrin e projeksioneve të ekonomive familjare, dhe tendencat e supozuara të zhvillimit ekonomik, kërkesa për energji të dobishme për ngrohjen e hapësirave, përgatitjen e ujit të ngrohtë dhe gatimin në sektorin e ekonomive familjare në Kosovë është parashikuar për familjet urbane dhe rurale. Duke marrë parasysh standardin teknik në lidhje me vetitë termike (d.m.th. izolimin termik) të ndërtesave të reja, si dhe rinovimin e stokut ekzistues të banesave, kërkesa specifike për energji të dobishme për ngrohjen e ambienteve pritet të bjerë nga 193 kËh/m² mesatarisht në vitin 2019. në 67 kËh/m² mesatarisht në vitin 2060. Prandaj, kërkesa totale për energji termike e dobishme në familje (urbane dhe rurale) parashikohet të rritet nga 15,4 PJ në 2019 në 18,2 PJ në 2040 dhe më pas të bjerë në 13, 8 PJ në 2060.

Metodologjia për parashikimin e kërkesës për energji në sektorin e shërbimeve është organizuar në analogji me sektorin e ekonomive familjare. Përcaktuesi kryesor i kërkesës për energji në sektorin e shërbimeve është sipërfaqja e përgjithshme e ndërtesave dhe objekteve afariste dhe publike. Parashihet se sipërfaqja e sektorit të shërbimeve në vitin 2019 në Kosovë është 3,4 m² për kokë banori dhe parashikohet që të rritet deri në 9 m² për kokë banori në vitin 2060. Kjo nënkupton që sipërfaqja e përgjithshme e sektorit të shërbimeve do të rritet nga 6 milionë metra katrorë aktualë në 13,6 milionë në vitin 2060. Gjithashtu, parashikohet rritja e sipërfaqes së ngrohur aktualisht, si dhe reduktimi i kërkesave specifike për ngrohje të hapësirave (nga 158 kËh/m² në 2019 në 61 kËh/ m² në vitin 2060) si rezultat i rritjes së termoizolimit të ndërtesave. Kërkesa totale e dobishme për energji termike parashikohet të rritet nga 3,6 PJ në 2019 në 5,5 PJ në 2060.

Kërkesa e ardhshme për energji për qëllime energjie të dobishme në sektorin e industrisë përcaktohet si produkt i PBB së parashikuar të çdo grupi të veçantë të industrisë dhe intensiteteve të tyre të parashikuara të energjisë. Intensiteti i energjisë termike në sektorin e prodhimit në Kosovë në vitin 2060 parashikohet të bjerë për 57% krahasuar me vitin 2019, që bazohet në trendet e vërejtura në të kaluarën në vendet më të zhvilluara, ku rënia e intensitetit të energjisë ka ndodhur për shkak të ndryshimeve strukturore, teknologji teknikisht më efikase në proceset industriale dhe produkte më konkurruese me çmime më të larta në treg. Kërkesa totale e dobishme për energji termike në industri parashikohet të rritet nga 5,9 PJ në 2019 në 13,9 PJ në 2060.

Në përgjithësi, kërkesa totale për energji termike të dobishme në Kosovë parashikohet të rritet nga 24,8 PJ në 2019 në 33,2 PJ në vitin 2060. Kërkesa e parashikuar për energji termike në Kosovë paraqitet në **Figura 13**

FIGURA 13 – KËRKESA E PARASHIKUAR PËR ENERGJI TERMIKE NË KOSOVË



Ekonomitë familjare, shërbimet, industria

4.1.1 - Gazi për ngrohje

Duke patur parasysh analizat dhe parashikimet për kërkesë për energji të dobishme nga sektorët e konsumit, parashikohet kërkesa për energji që ndërlidhet me përdorimet për ngrohje (**Figura 13**). Kjo është kërkesa që përfaqëson "tregun e ngrohjes", d.m.th., sasinë e energjisë termike që duhet të plotësohet nga konsumi përfundimtar i energjisë së disa lëndëve djegëse. Prandaj, kjo është kërkesa totale potenciale për ngrohje, një pjesë e së cilës, në të ardhmen, mund të plotësohet me gaz natyror. Në një rast të tillë, gazi natyror do të përdoret për ngrohjen e hapësirave, gatimin dhe përgatitjen e ujit të nxehtë në amvisëri, për ngrohjen dhe ftohjen e mundshme të hapësirës në sektorin e shërbimeve dhe për qëllime termike (si për ngrohjen e procesit ashtu edhe për ngrohjen e hapësirës) në sektorin e industrisë.

Kërkesa e parashikuar për energji termike e Kosovës, nëse paraqitet në konsumin potencial të gazit natyror⁶, që do të arrijte 1,1 bcm⁷ të gazit natyror në 2050. Kërkesa e parashikuar për ngrohje në Kosovë, e paraqitur në potencialin e konsumit të gazit natyror, paraqitet në **Tabela 5**.

TABELA 5 – KËRKESA E PARASHIKUAR PËR NGROHJE NË KOSOVË E PARAQITUR SI KONSUMI POTENCIALI I GAZIT NATYROR

Sektori i konsumit	Njësia	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Ekonomitë familjare	mcm	508	535	549	552	545	522	479	418
Shërbimet	mcm	123	137	147	156	163	167	167	167
Industria	mcm	203	239	280	326	373	413	435	423
Totali	mcm	834	911	976	1.034	1.082	1.102	1.081	1.008

Megjithatë, jo e gjithë kërkesa e parashikuar për ngrohje do të mbulohet nga gazi natyror pasi rrjeti i shpërndarjes së gazit natyror mund të zhvillohet vetëm në zonën ku dendësia e popullsisë/konsumatorëve është mjaft e lartë për të justifikuar investimin. Për më tepër, disa përdorues mund të mos jenë në gjendje ose të dëshirojnë të kalojnë në gaz për arsye të ndryshme teknike dhe ekonomike.

⁶ Përllogaritur duke patur parasysh efikasitetin e konvertimit mesatar të 0.9 dhe vlerën neto kalorifike prej 36.6 MJ/m³

⁷ Pa kërkesë për gaz natyror për gjenerim të energjisë elektrike.

Ky studim supozoi se rrjeti i shpërndarjes së gazit mund të zhvillohet vetëm në zonat urbane brenda komunave me një popullsi mbi 20.000 banorë. Për më tepër, disa komuna me një popullsi më të ulët janë marrë në konsideratë për shkak të dendësisë së tyre të lartë të popullsisë dhe pozicionit të tyre gjeografik që është afër një qendre më të madhe konsumi, ose në linjën e gazsjellësit të transmissioinit.

Duke patur parasysh gjetjet e studimit të MCC [3], supozohet se deri në 50% të konsumatorëve banorë do të lidheshin me rrjetin e gazit, si dhe deri në 30% e konsumatorëve të sektorit të shërbimit dhe 70% e konsumatorëve industrialë.

Kjo qasje, së bashku me supozimet e drejtuara nga qëllimet e dekarbonizimit, rezultoi që konsumi i parashikuar i gazit natyror në Kosovë të arrijë në 429 mcm në vitin 2045 (në ekonominë familjare, shërbimet dhe sektorët e industrisë, pa kërkesë për gaz për prodhimin e energjisë). Ky projektion i konsumit të gazit natyror është përdorur për analiza të mëtejshme. Shpërndarja gjeografike e kërkesës potenciale të parashikuar për gaz është paraqitur në **Figura 14**. Vëreni se kërkesa për gaz për CCGT potencial në Prishtinë nuk është përfshirë.

Për sa i përket ngrohjes, ky angazhim shqyrton kryesisht furnizimin me gaz natyror të konsumatorëve nëpërmjet rrjeteve të shpërndarjes së gazit. Në mënyrë alternative, gazi natyror mund të përdoret si lëndë djegëse në termocentralet e ngrohjes qendrore, d.m.th., konsumatorët do të furnizoheshin me energji nëpërmjet rrjeteve të ngrohjes qendrore. Konsulenti e kupton që një studim që hulumton mundësitë e zhvillimit të rrjeteve të DH në gjithë Kosovën është në vazhdim e sipër, i cili duhet të shqyrtojë këto opsione.

FIGURA 14 – SHPËRNDARJA GJEORAFIKE E KËRKESËS POTENCIALE PËR GAZ



Shënim: Madhësitë e rrathëve janë në proporcion me konsumin potencial të gazit.

4.1.2 - Gazi për elektricitet

Kërkesa e vlerësuar për gaz për gjenerim të energjisë bëhet për dy periudha të ndryshme; deri në 2040 dhe nga 2040 deri 2060. Vlerësimet deri në 2040 janë marrë nga REKK⁸, që aktualisht punon për zhvillimin e disa

⁸ Regional Centre for Energy Policy Research (REKK), Hungary

skenarëve për Strategjinë Kombëtare të Energjisë së Kosovës deri në vitin 2040. Një nga skenarët e REKK është skenari i GAZIT, e cila përfshinte zhvillimin e dy njësive gjeneruese me energji gazi (250+129 Më) në funksionim nga viti 2028. Njësia 129 Më është parashikuar vetëm për tregun rezervë. Për të përcaktuar kërkesën për gaz për prodhimin e energjisë nga viti 2040 deri në vitin 2060, Konsulenti zhvilloi modelin e detajuar të sistemit energjetik të Kosovës duke përdorur mjetin afatgjatë të planifikimit të sistemit energjetik PLEXOS. Aty ku ishte e mundur, të dhënat për periudhën 2040-2060 u përdorën bazuar në Raportin e Skenarit TYNDP 2020⁹, Draft Raportin e Skenarit TYNDP 2022¹⁰ dhe Parashikimet për Energjinë Botërore 2021¹¹. Të dhënat e padisponueshme, veçanërisht për periudhën pas vitit 2050, janë vlerësuar deri në vitin 2060, i cili konsiderohet të jetë viti i synuar që Kosova të arrijë objektivat e dekarbonizimit.

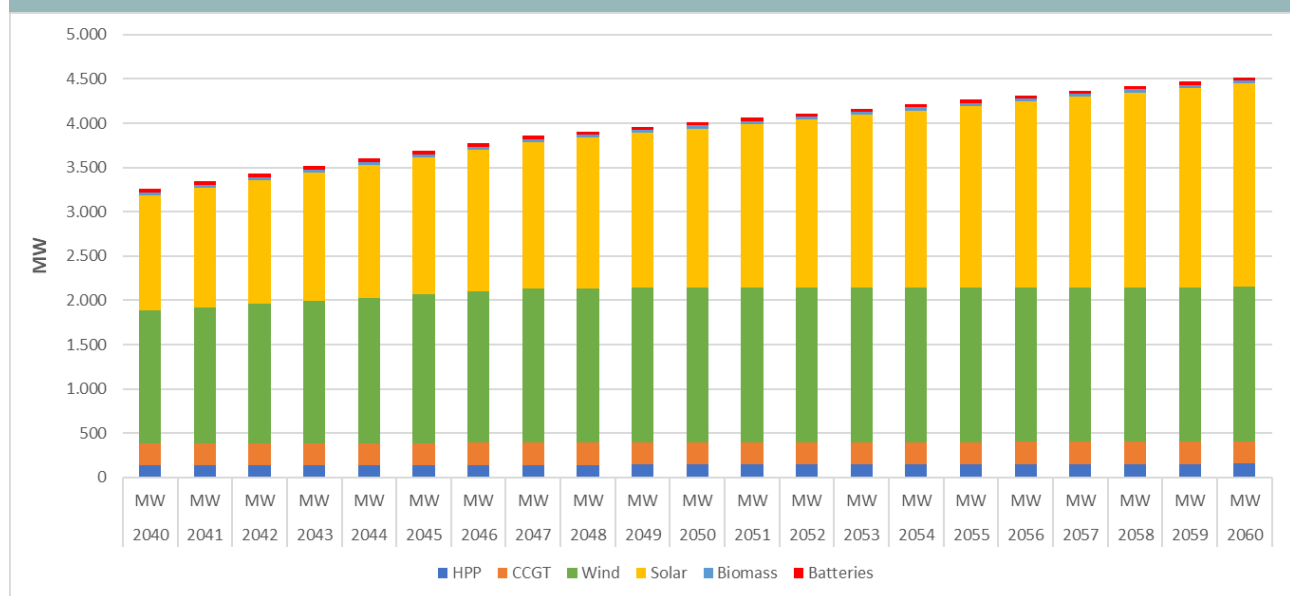
Kërkesa për energji elektrike për periudhën 2040-2060 e përdorur në PLEXOS është një dalje nga modeli MAED, siç paraqitet në **Tabela 6**, ku parashikohej konsumi i energjisë elektrike duke marrë parasysh objektivat e dekarbonizimit dhe konsumin paraprak të parashikuar të gazit natyror sipas sektorëve.

TABELA 6 – KËRKESA PËR ENERGJI ELEKTRIKE E KOSOVËS 2040-2060

	2040	2045	2050	2055	2060
Kërkesa për energji elektrike [GWh]	6,869	7,430	8,092	9,024	10,193

Për të përmbushur kërkesën në rritje, optimizimi ka rezultuar në total prej **1.210 MW** të kapacitetit të gjeneratës së re të ndërtuar mbi horizontin planifikuar (2040-2060). Sekuenca e kapaciteteve të instaluar rishtazi paraqitet në **Figurën 15**. Modeli zgjedh të ndërtojë kapacitete shtesë me erë dhe diell për shkak të kostos së ulët të ndërtimit dhe mungesës së emisioneve që rezultojnë në 245 Më të impianteve të reja për energji me erë dhe 1.000 Më të reja të energjisë diellore deri në 2060. Gjenerimi i energjisë elektrike sipas llojit të teknologjisë paraqitet në **Figurën 16**, bashkë me importet vjetore, eksportet dhe kërkesën.

FIGURA 15 – KAPACITETET E INSTALUARA SIPAS TEKNOLOGJISË NË KOSOVË PËR PERIUDHËN 2040-2060

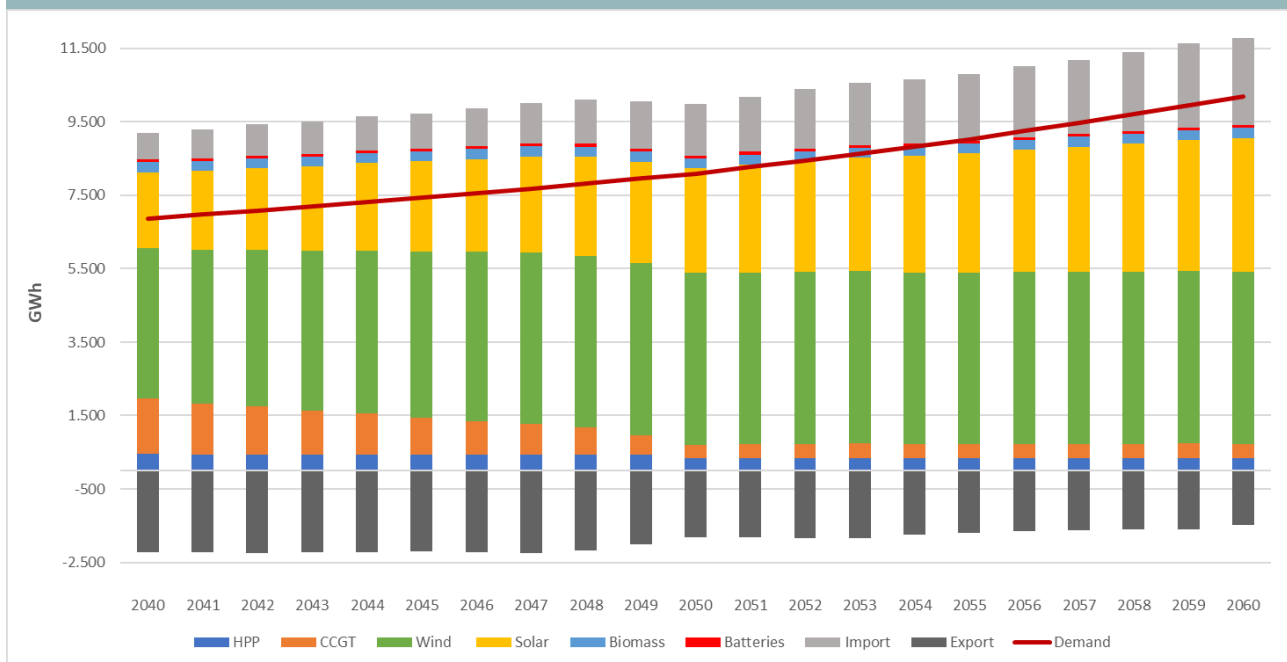


⁹ Raporti i Skenarit TYNDP 2020, ENTSO-E, ENTSO-G, tetor 2019

¹⁰ Draft Raporti i Skenarit TYNDP 2022, ENTSO-E, ENTSO-G, shkurt 2022

¹¹ Parashikimet Botërore për Energji Elektrike 2021, Agjencia Ndërkombëtare e Energjisë, tetor 2021

FIGURA 7 – GJENERIMI I ENERGJISË ELEKTRIKE SIPAS TEKNOLOGJISË NË KOSOVË PËR PERIUDHËN 2040-2060



Mund të vërehet se gjenerimi total i energjisë elektrike rritet nga 8,5 TËh në vitin 2040 në rreth 9,4 TËh në vitin 2060. Njësia CCGT gjeneron nga 1,492 GWh në 2040 në përafërsisht 350 GWh në 2050 e më pas. Orët totale të funksionimit për njësinë CCGT janë midis 1500 dhe 6300 orë/vit. Duke përdorur prodhimin e energjisë elektrike të paraqitur në **Figurën 16**, dhe rezultatet e REKK, gjenerimi i energjisë elektrike nga njësitet CCGT dhe kërkesa për gaz për gjenerim të energjisë elektrike për periudhën nga 2028 deri në 2060 paraqiten në **Tabela 7** dhe **Tabela 8**.

TABELA 7 – GJENERIMI I ENERGJISË ELEKTRIKE NGA NJËSITË CCGT [GWH]

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1.786,88	1.739,28	1.692,95	1.647,85	1.638,63	1.629,45	1.620,32	1.611,24	1.602,22	1.571,61	1.541,59
2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1.512,15	1.483,26	1.382,84	1.309,19	1.200,34	1.123,3	1.019,14	921,42	829,56	733,91	519,09
2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
350,43	371,39	374,17	400,92	368,76	368,07	375,24	382,05	384,47	401,82	378,43

TABELA 8 – KËRKESA PËR GAZ PËR GJENERIM TË ENERGJISË ELEKTRIKE [MCM]

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
316,9	308,4	300,2	292,2	290,6	289,0	287,3	285,7	284,1	278,7	273,4
2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
268,2	263,0	245,2	232,2	212,9	199,2	180,7	163,4	147,1	130,2	92,1
2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
62,1	65,9	66,4	71,1	65,4	65,3	66,5	67,8	68,2	71,3	67,1



Kërkesa për gaz natyror për prodhimin e energjisë elektrike bie në mënyrë të vazhdueshme nga 317 mcm në 2028 në 92 mcm në 2049 dhe mbetet në rreth 70 mcm në periudhën 2050-2060.

4.1.3 - Profilet e kërkesës për gaz

Si u përmend më lart, duke marrë parasysh kërkesën e parashikuar termike dhe supozimet se e gjithë kjo kërkesë do të mbulohej nga gazi natyror, konsumi i gazit natyror në Kosovë do të arrijë 1,1 bcm në vitin 2050 (pa kërkesën për gaz për prodhimin e energjisë elektrike). Konsumi i gazit në sektorin e transportit nuk është i përfshirë pasi që pjesa më e madhe e këtij konsumi pritet të jetë në formën e LNG për transportin e mallrave, dhe për këtë arsye nuk furnizohet përmes gazsjellësit. LNG pritet të furnizohet me kamion ose hekurudhë nga një prej terminaleve rajonale të LNG. Megjithatë, duke marrë parasysh supozimet e lartpërmendura, konsumi i parashikuar i gazit natyror në Kosovë mund të arrijë në 429 mcm në vitin 2045 (pa kërkesë për gaz për prodhimin e energjisë elektrike). Prandaj, llogaritjet e ngarkesës maksimale për simulimin hidraulik dhe dimensionimin e gazsjellësit janë bërë duke marrë parasysh konsumin e gazit të parashikuar më sipër për qëllime termike dhe sezonalitetin e tij. Gjatë llogaritjes së ngarkesave ditore, konsumi i parashikuar vjetor i gazit në sektorin e banesave dhe shërbimeve ndahet me 365 ditë, ndërsa konsumi i parashikuar vjetor i gazit në sektorin e industrisë ndahet me 335 ditë pune (duke supozuar një avari për shkak të riparimit, mirëmbajtjes, kolektivit pushim vjetor etj).

Gjatë llogaritjes së ngarkesave për orë të sektorit të industrisë, konsumi ditor i gazit pjesëtohet me 16 orë, duke supozuar dy turne pune ose 16 orë pune në ditë.

Për më tepër, gjatë llogaritjes së ngarkesave të pikut për orë, konsumi ditor i gazit të konsumatorëve të varur nga temperatura (familje dhe shërbime) pjesëtohet me 24 orë dhe shumëzohet me "faktorin e pikut", që është diferenca midis kërkesës mesatare ditore dhe kërkesës maksimale ditore. Sipas "*Studimit për rregullimin (EU) 994/2010 e masave për të mbrojtur sigurinë e furnizimit me gaz*", faktori për kërkesën më të lartë për Kosovën është 4,79. Kjo do të thotë se kërkesa për gaz nga konsumatorët që varen nga gazi për temperaturë ndodh me probabilitet statistikor një herë në 20 vjet dhe është 4,79 herë më e lartë se sa kërkesa mesatare për gaz e konsumatorëve të varur nga gazi për temperaturë atë vit.

Kjo përlllogaritje ka rezultuar në ngarkesën maksimale totale për periudhën më të lartë të konsumit në 2045 prej 143.177 m³/h (pa kërkesën për gaz për gjenerim të energjisë elektrike). Ngarkesat maksimale të përlllogaritura për sektorë të konsumit paraqiten në **Tabela 9** ku ngarkesa maksimale e përlllogaritur për ekonomi familjare është 74.923 m³/h, ngarkesa maksimale e përlllogaritur për sektorin e shërbimeve është 20.817 m³/h dhe ngarkesa maksimale e përlllogaritur për sektorin e industrisë është 47.438 m³/h.

TABELA 9 – KAPACITETI POTENCIAL PËR TRANSMISIONIT GAZIT DUKE PATUR PARASYSH KONSUMIN E PARASHIKUAR TË GAZIT NË KOSOVË

Municipality	District	Gas consumption forecast in 2045 (mcm)			Potential capacities in 2045 (m ³ /h)		
		Households	Services	Industry	Households	Services	Industry
Pristina	Pristina	35,4	12,2	46,7	19.344	6.685	8.706
Prizren	Prizren	20,6	2,7	14,9	11.261	1.491	2.781
Ferizaj	Ferizaj	8,3	3,5	29,2	4.525	1.893	5.441
Pejë	Peja	10,0	1,8	10,4	5.464	984	1.935
Gjakovë	Gjakova	8,1	1,3	6,5	4.439	708	1.209
Gjilan	Gjilan	9,2	2,2	14,3	5.031	1.200	2.660
Podujevë	Pristina	4,3	1,7	11,0	2.369	932	2.056
Mitrovicë	Mitrovica	8,9	1,6	8,4	4.844	879	1.572
Vushtrri	Mitrovica	4,9	1,6	16,9	2.655	887	3.144
Suharekë	Prizren	2,0	0,7	2,6	1.095	388	484
Glllogoc	Pristina	1,3	0,7	7,1	697	395	1.330
Lipjan	Pristina	1,4	0,9	5,8	751	470	1.088
Rahovec	Gjakova	3,2	0,4	3,9	1.749	201	725
Malishevë	Prizren	0,7	0,5	4,5	382	276	846
Skenderaj	Mitrovica	1,4	0,7	6,5	747	388	1.209
Viti	Gjilan	1,0	0,5	5,2	546	261	967
Deçan	Gjakova	0,8	0,4	1,9	440	231	363
Istog	Peja	1,1	0,3	1,3	584	164	242
Klinë	Peja	1,2	0,4	2,6	675	201	484
Kamenicë	Gjilan	1,1	0,4	3,2	620	224	605
Fushë Kosovë	Pristina	4,2	1,7	7,8	2.272	939	1.451
Dragash	Prizren	0,2	0,3	1,3	120	142	242
Kaçanik	Ferizaj	2,1	0,4	1,3	1.174	231	242
Mitr. e Veriut	Mitrovica	1,5	0,2	2,6	847	112	484
Shtime	Ferizaj	1,4	0,2	0,6	787	89	121
Obiliq	Pristina	1,1	0,4	3,9	625	201	725
Hani i Elezit	Ferizaj	0,5	0,3	33,3	296	164	6.206
Mamushë	Prizren	1,1	0,1	0,6	581	82	121
Total		137,0	38,1	254,3	74.923	20.817	47.438
		429,4			143.177		

Komuna	Qarku	Parashikimi për konsumin e gazit në 2045 (mcm)			Kapacitetet potenciale në 2045 (m3/orë)		
		Ekonomi familjare	Shërbime	Industria	Ekonomi familjare	Shërbime	Industria
Totali							

4.1.4 - Menaxhimi i ngarkesës dhe magazinimi

Përgjithësisht, konsumatorët e gazit natyror mund të ndahen në tre kategori:

- Konsumatorë të mëdhenj (industri të mëdha, termocentralë etj.)
- Konsumatorë industrialë, dhe
- Konsumatorë të sistemit të shpërndarjes së gazit (ekonomi familjare dhe sektori i shërbimit).



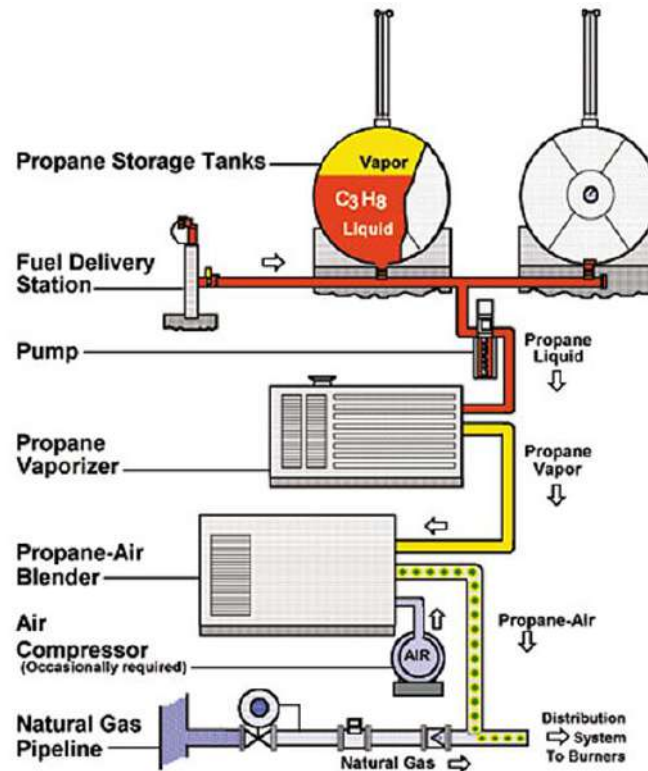
Varësisht profilit të konsumatorit të madh, mund të vërehen sjellje sezonale në konsumin e gazit (për shembull nëse centralët CHP¹² janë të shumtë). Konsumatorët industrialë mund të shfaqin njëfarë sezonaliteti në modelin e konsumit të gazit, por në përgjithësi ata operojnë me një normë konstante gjatë gjithë vitit për të maksimizuar kapacitetin e disponueshëm të prodhimit. Shtytësit kryesorë të konsumit të gazit në industri janë proceset që kërkojnë gaz natyror (furrat, futja e gazit të papërpunuar, turbinat, etj.) janë të pandjeshme ndaj sezonalitetit të motit. Nga ana tjetër, konsumatorët e lidhur në rrjetin e shpërndarjes së gazit, pra sektori i familjeve dhe shërbimeve, shfaqin sezonalitet më të theksuar në modelet e tyre të konsumit. Konsumi i gazit për familjet dhe sektorin e shërbimeve është afërsisht 90% sezonal pasi lidhet me nevojat për ngrohje të hapësirës. Këto nevoja janë të lidhura ngushtë me temperaturat e ajrit të jashtëm.

Konsumi i shpërndarjes përbëhet nga dy pjesë kryesore. Njëra është konsumi fiks i gazit që përfshin përgatitjen dhe gatimin e ujit të nxehtë. Tjetra është një konsum i ndryshueshëm i gazit që përfshin ngrohjen e hapësirës. Nga përvoja, Konsulenti ka gjetur se ekziston një korrelacion absolut midis temperaturës së jashtme dhe intensitetit të ngrohjes dhe një shkaktar i pamohueshëm i motit të ftohtë që i bën njerëzit të ngrohin shtëpitë e tyre. Përvoja rrjedh nga përvojat në balancimin e energjisë, statistikën e energjisë dhe parashikimin e kërkesës për energji. Pjesa fikse e konsumit është në masën 10% të kërkesës totale vjetore të gazit natyror të rrjetit të shpërndarjes, ndërsa konsumi i ndryshueshëm përbën 90% të mbetur, në varësi të stinës. Duke marrë parasysh strukturën e kërkesës së parashikuar për gaz për Kosovën, rreth $\frac{3}{4}$ e konsumit të parashikuar të gazit pritet të jetë konstante. Megjithatë, për shkak të faktorit relativisht të lartë të kërkesës së pikut për Kosovën, kërkesa e pikut për gaz mund të jetë dukshëm më e lartë se kërkesa mesatare për gaz (shih Kapitullin **4.1.3** -).

Duke qenë se konsumi i gazit ka karakter sezonal dhe nuk është konstant gjatë gjithë vitit, është bërë një ekzaminim i masave të ndryshme të magazinimit gjatë pikut dhe sezonëve. Një nga zgjidhjet për magazinimin maksimal për konsumatorët industrialë dhe komercialë është sistemi propan-ajër. Propan-ajri, i quajtur edhe LPG-Air ose SNG, është në thelb gaz natyror sintetik që formohet nga përzierja e propanit të avulluar ose LPG me ajrin. Pasi të përziehet, ai formon një përzierje homogjene që mund të përdoret si zëvendësim i drejtpërdrejtë i gazit natyror në aplikimet me djegie. Një impiant tipik rruajtjeje me ajrin e propanit përbëhet nga një objekt magazinimi të GLN-së, stacioni i shkarkimit të kamionëve, pompat e transferimit, avulluesit e propanit, kompresorët e ajrit, përzierësi i ajrit me propan, një pajisje matëse e shkallës së rrjedhës së gazit dhe vlerës kalorifike dhe kontrolleve të sistemit. (**Figura 17**).

¹² Combined Heat and Power plants

FIGURA 8 – SKEMA E IMPIANINTIT MAGAZINUES TË PROPAN-AJRIT



Cisterna për magazinimin e propanit; stacioni për përcjelljen e karburantit; propani i lëngshëm;
Pompa, propani i avulluar
Vaporizuesi i propanit
Përzierësi i propanit-ajër
Kompresori i ajrit (kërkohen ndonjëherë) Propan-ajër
Gazsjellësi i gazit natyror gazi natyror Sistemi i shpërndarjes tek djegësit

Siç u përmend, rezervuarët/magazinimi i LPG mund të përdoren si kapacitet me karburant të dyfishtë për konsumatorët industrialë dhe më të mëdhenj komercialë, ndërkohë që përdorimi i tyre për sistemet e shpërndarjes nuk është praktik. Përdorimi i kapaciteteve me karburant të dyfishtë për boilerët e shtëpive në industri dhe shërbime më të mëdha shpesh do të jetë zgjidhja më e thjeshtë për rrugat maksimale. Një nga pengesat për përdorimin e karburantit të dyfishtë është diferenca në çmimet e karburantit. Prandaj, përdorimi i konsumatorëve të ndërprerë¹³ duhet të rregullohet në nivel kontraktimi për të qartësuar detyrimet e kompanisë së gazit.

Paketimi në linjë i sistemit të transmetimit të gazit derisa gazsjellësi të arrijë potencialin e plotë në fazat e mëvonshme të shfrytëzimit të projektit do të ishte nga pikëpamja e investimit zgjidhja më e lirë (çmimi i gazit balancues është çështje tjetër). Mund të jetë një zgjidhje për magazinimin e shpejtë ditore kur është kërkesa maksimale. Kjo do të thotë që OST mund të përdorë depozitimin e brendshëm të gazsjellësit duke ulur

¹³ Konsumatorët me kapacitet të ndërprerë të transmetimit të gazit që mund të ndërpritet nga operatori i sistemit të transmetimit në përputhje me kushtet e përcaktuara në kontratën e transportit. Konsumatorët e ndërprerë paguajnë tarifa të reduktuara të transportit të gazit në këmbim të fleksibilitetit që i ofrojnë sistemit duke rënë dakord të ndërpritet gjatë periudhave të kërkesës së lartë për gaz.

presionin e gazsjellësit në një nivel minimal të lejueshëm. Për të kontrolluar linjën duhet të vihet në zbatim sistemi SCADA¹⁴.

Gjithashtu, për magazinimin gjatë pikut të kërkesës mund të shqyrtohen zgjidhjet si CNG dhe/ose objektet e depozitimit të LNG në shkallë të vogël, në varësi të fizibilitetit ekonomik të opsioneve të disponueshme, rast pas rasti.

Nga ana tjetër, ekziston koncepti i nxitjes së sjelljeve të klientëve për të zhvendosur ngarkesat jashtë periudhave të pikut të kërkesës. Ky koncept i menaxhimit të ngarkesës (ose përgjigjes së kërkesës) përdoret në menaxhimin e rrjetit të energjisë elektrike. Megjithatë, menaxhimi i ngarkesës është një mjet që historikisht nuk është përdorur në menaxhimin e kërkesës për gaz natyror. Përdorimi i një strukture çmimi me stimuj të lartë për konsumatorët e mëdhenj për të përdorur gaz gjatë periudhave me konsum të ulët, dhe çmime të larta, përkatësisht gjatë periudhave të pikut të konsumit, normalisht do të jetë zgjidhja me kosto më të ulët për reduktimin e ngarkesave të pikut. Për konsumatorët individualë të lidhur në rrjetin e shpërndarjes së gazit, një tarifë më e lartë gjatë muajve të dimrit do të nxiste kursimin e energjisë, qoftë si ulje e temperaturës apo rehati, qoftë duke investuar në izolim për të reduktuar humbjet e nxehtësisë.

Për të analizuar nevojën e mundshme për magazinim nëntokësor të gazit në Kosovë, është bërë vlerësimi i vëllimit të kërkuar të magazinimit dhe kapacitetit ditor të tërheqjes. Vlerësimi bëhet duke marrë parasysh kërkesën e parashikuar për gaz duke supozuar se furnizimi me gaz do të kontraktohet në një nivel të konsumit mesatar vjetor të pritur të gazit gjatë gjithë vitit. Modeli UGS që u zbatua llogariti konsumin e ndryshueshëm sezonal të gazit, duke optimizuar depozitimin që të mbushet gjatë verës dhe të zbrazet gjatë dimrit. Informacioni historik i indeksit të Shkallës së Ditëve të Ngrohjes (HDD) për Kosovën është marrë nga BizEE Degree Days.net dhe është lidhur me konsumin vjetor të parashikuar të gazit natyror. Duke marrë parasysh strukturën e konsumit të parashikuar të gazit natyror, kjo rezultoi që nevojat potenciale të depozitimit të arrijnë kulmin në 88 mcm në vitin 2045, me një kapacitet maksimal të tërheqjes prej 1,77 mcm/ditë. Pasi që nuk ka depo nëntokësore të gazit në Kosovë, mund të zbatohet opsioni i nënqirasë për depozitimin virtual. Opsioni i nënqirasë së magazinimit virtual do të thotë që furnizuesi lokal i gazit krijon një marrëveshje për ruajtjen e nënqirasë me furnitorët që përdorin kapacitetet ekzistuese të depozitimit të gazit në rajon. Çmimi i atij gazi do të jetë një çmim i tregut të gazit i rritur për kostot e pritshme të magazinimit. Përfitimi i furnizuesit në atë marrëveshje është fakti që gazi shitet me çmimin e tregut të rritur me tarifën e magazinimit, por i realizuar pa përdorimin aktual të magazinimit dhe kostot e transportit për në dhe nga objekti i magazinimit. Një marrëveshje e tillë është praktikë e zakonshme e tregut të gazit. Ky opsion, së bashku me opsionet e tjera të menaxhimit të ngarkesës që nuk kërkojnë ndonjë investim (karburant i dyfishtë, stimuj tariforë, paketë linjë dhe të ngjashme) do të përfaqëson opsionin më të realizueshëm dhe më të rekomanduar të menaxhimit të ngarkesës për Kosovën.

4.2 - Vlerësimi i furnizimit me gaz

Aktualisht në Kosovë nuk ka infrastrukturë funksionale të gazit dhe nuk ka lidhje me rrjetin rajonal të gazit. Meqenëse në Kosovë nuk ka prodhim dhe as rezerva të dëshmuara të gazit natyror, importi i gazit natyror është alternativa e vetme e furnizimit me gaz për Kosovën.

4.2.1 - Opsionet për linjën e furnizimit me gaz

Për sa i përket furnizimit me gaz, aktualisht janë në shqyrtim dy opsione për import të gazit. Një opsion është furnizimi me gaz nga Maqedonia e Veriut përmes gazsjellësit Maqedonia e Veriut-Kosovë (Gazsjellësi SKOPRI). Opsioni tjetër është furnizimi me gaz nga Shqipëria nëpërmjet Gazsjellësit Shqipëri-Kosovë (ALKOGAP). Nëse këto opsione nuk zbatohen me sukses, Kosova potencialisht mund të furnizohet me gaz natyror në formën e gazit natyror të kompresuar (CNG) ose gazit natyror të lëngshëm (LNG) që shpërndahet përmes transportit

¹⁴ Kontrolli mbikëqyrës dhe sigurimi i të dhënave

rrugor ose hekurudhor. Burimet e LNG në këtë rast mund të jenë терминалет ekzistuese dhe të planifikuara të LNG-së në rajon (Kroacia, Greqia dhe Shqipëria), ndërsa CNG mund të shpërndahet nga stacioni operativ i karburantit CNG në Maqedoninë e Veriut, ose objekte të reja të mundshme të CNG.

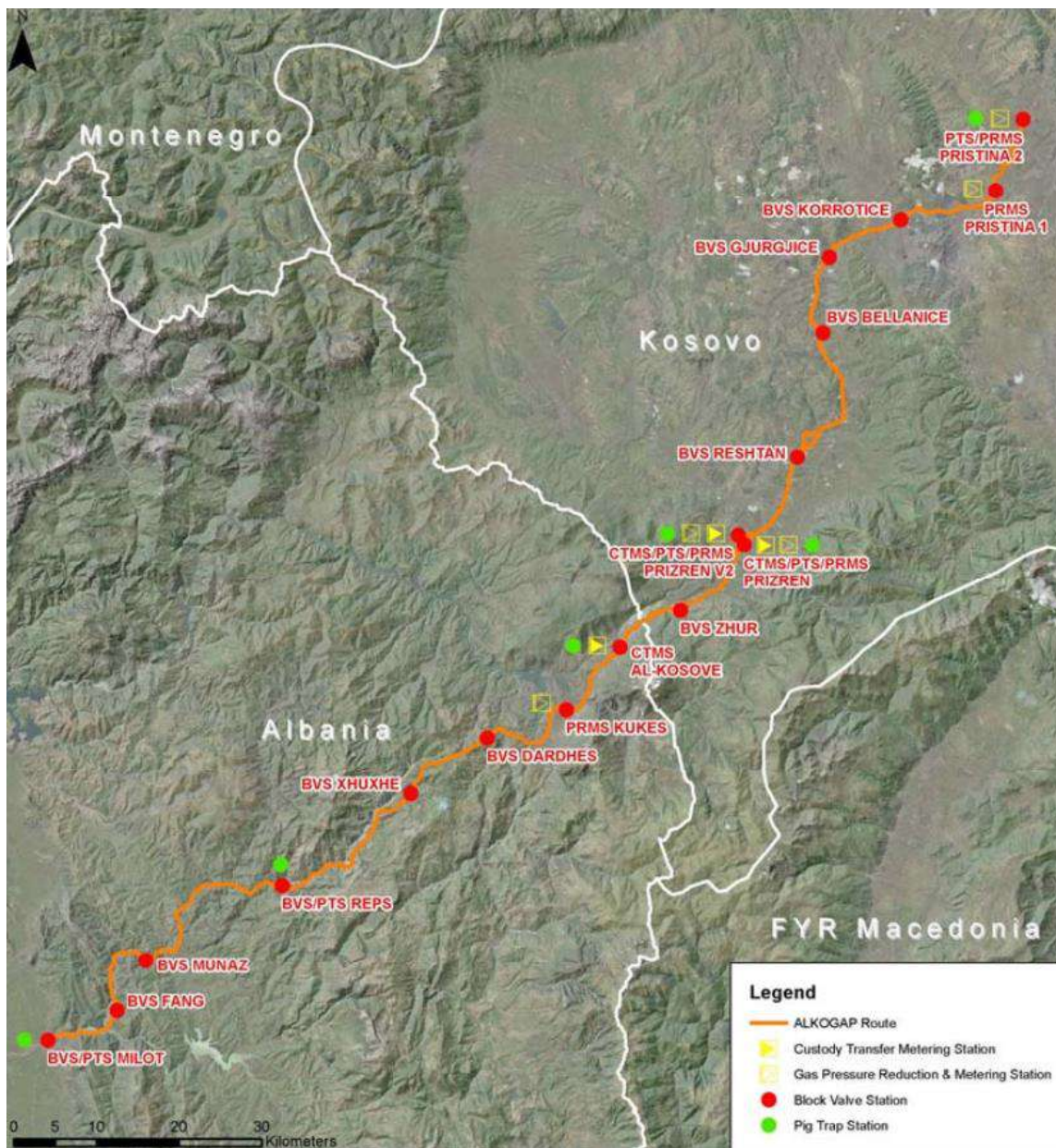
FIGURA 18– LINJAT POTENCIALE TË FURNIZIMIT ME GAZ NATYROR



Interkoneksioni i gazit Maqedoni e Veriut-Kosovë (SKOPRI), së bashku me interkoneksionin e planifikuar të gazit Greqi-Maqedonia e Veriut, do të mundësonte furnizimin me gaz nga rajoni i Kaspikut nëpërmjet Gazsjellësit Trans Adriatik (TAP), si dhe furnizimin me LNG nga terminali LNG në Greqi. Ndërtimi pritet të fillojë në tremujorin e dytë të vitit 2022, ndërsa interkoneksionit Greqi-Maqedonia e Veriut pritet të vihet në punë në vitin 2024. Për dërgesat më të rëndësishme të gazit në Kosovë, të cilat janë parashikuar në vitet e mëvonshme, do të jetë e nevojshme që Maqedonia e Veriut ta përfundojë degën perëndimore të unazës së gazit (përmes Manastirit). Jashtë seksioneve të unazave perëndimore seksioni Shkup-Gostivar aktualisht ka përfunduar rreth 70%, tenderi për ndërtimin e segmentit Gostivar-Kërçovë pritet këtë vit. Dy seksionet e mbetura (Kërçovë-Ohër dhe Ohër-Manastir) priten në vitet në vijim. Përfundimi i përgjithshëm i seksionit perëndimor të unazës së gazit të Maqedonisë së Veriut pritet në fund të vitit 2025 ose në fillim të vitit 2026. Duke marrë parasysh nivelin aktual të zhvillimit të infrastrukturës së gazit të Kosovës, Konsulenti konsideron se kjo është e mjaftueshme.

Gazsjellësi Shqipëri-Kosovë (ALKOGAP) (Figura 19) është linjë e transmissiionit të gazit që synon të krijojë një rrugë të re furnizimi për gazin natyror të transportuar nga Rajoni Kaspik nëpërmjet Gazsjellësit Trans Adriatik në Shqipëri dhe më pas në drejtimin verilindor përmes Shqipërisë drejt Kosovës. ALKOGAP do të lidhë me Gazsjellësin e planifikuar Jon-Adriatik (IAP). Meqenëse IAP do të ishte i dyanshëm, ai mund të sigurojë furnizim me gaz nga TAP, si dhe furnizim me gaz natyror nga terminali kroat LNG në ishullin Krk. Linjat e Gazsjellësit Trans Adriatik dhe Gazsjellësit të planifikuar Jon-Adriatik janë paraqitur në **Figurën 18**. Linja e Gazsjellësit Shqipëri-Kosovë paraqiten në **Figurën 19**

FIGURA 9 – KORRIDORI ALKOGAP



Mali i Zi, Kosovë, Shqipëri, Maqedoni

Legjenda

Linja ALKOGAP

Stacioni Matës për Transferimin e Kujdestarisë

Stacioni për Reduktimin dhe Matjen e Presionit të Gazit

Stacioni për Bllokimin e Valbulës

Stacioni i Pastrimit

Burimi: Studimi i parafizibilitetit për Gazsjellësin Shqipëri-Kosovë

Sipas informacionit në dispozicion, Vlerësimi i Ndikimit në Mjedis dhe Dizajni Bazë për seksionet e IAP në Kroaci janë përfunduar, dhe disa seksione kanë përfunduar gjithashtu projektin kryesor. Për seksionet shqiptare dhe malazeze, projekti paraprak dhe VNMS u përfunduan në nëntor 2021.

Studimi i parafizibilitetit për ALKOGAP ka përfunduar në vitin 2018. Sipas informacioneve të disponueshme, asnjë aktivitet i mëtejshëm zhvillimi nuk është në vazhdim. Konsulenti nuk ka informacion të fundit mbi



dinamikën e pritshme të vendimit përfundimtar të investimit, tenderit për ndërtimin dhe fillimin e parashikuar të operimit. Megjithatë, 2026 fillimi i funksionimit për IAP dhe 2027 për ALKOGAP raportohen nga Komuniteti i Energjisë¹⁵.

Duke marrë parasysh parashikimet e mundshme të kërkesës për gaz për Kosovën të parashikuara në Vlerësimin e Kërkesës për Gaz, të dyja rrugët e furnizimit kanë kapacitet të mjaftueshëm për furnizim me gaz natyror. Megjithatë, duke marrë parasysh statusin e përshkruar të zhvillimit të infrastrukturës së parakërkuar në rajon, Konsulenti vëren se ndërlidhja e gazit Maqedoni e Veriut-Kosovë ka të ngjarë të ndodhë shumë më herët se ALKOGAP. Për më tepër, edhe pse gjatësia e gazsjellësit nga kufiri i Maqedonisë së Veriut në Prishtinë është e krahasueshme me atë të kufirit shqiptar, gjatësia e gazsjellësit që duhet të ndërtohet në Shqipëri për të lidhur IAP bën një ndryshim të madh midis dy opsioneve të furnizimit për Kosovën. Gjithashtu, terreni i linjës së ALKOGAP është më i vështirë. Prandaj, duke marrë parasysh gjatësinë e gazsjellësit dhe kostot përkatëse të investimit, lidhja me sistemin e gazit të Maqedonisë së Veriut është një opsion shumë më realist për furnizimin me gaz të Kosovës.

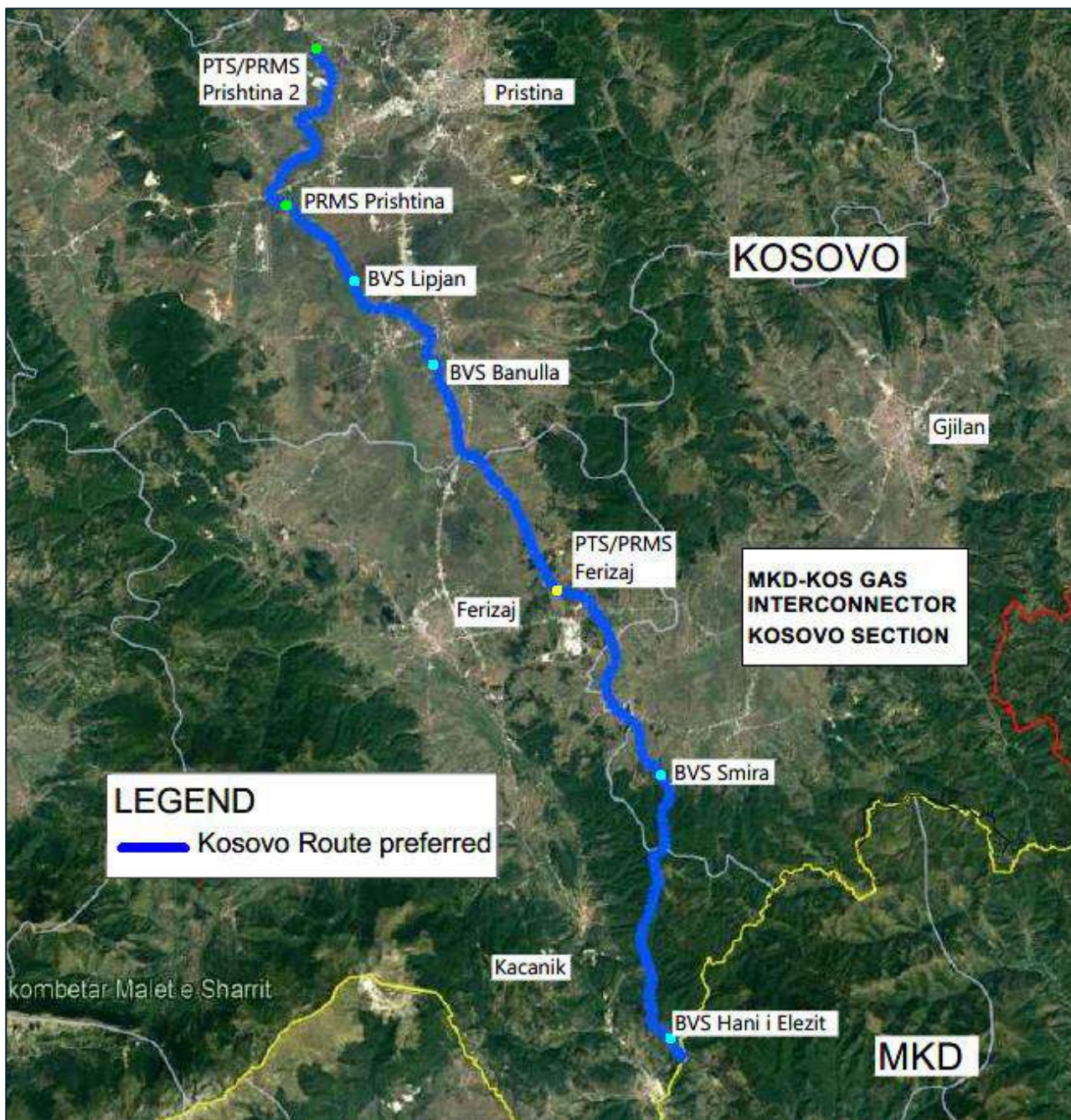
Pasi të përfundojnë ndërlidhjet përkatëse, Kosova ka të ngjarë të jetë pjesë e një sistemi të madh dhe të integruar të gazit të EJT dhe furnizuesit e gazit aktiv në Kosovë do të kenë gjithashtu mundësi të kenë qasje në një numër qendrash/shkëmbimesh rajonale të gazit, me përfitime të mundshme si në aspektin e çmimi dhe sigurisë së furnizimit.

Studimi i Parafizibilitetit AE - 2019/2020, Sektori Kompakt Energjetik i Kosovës ka shqyrtuar tre opsione të furnizimit me gaz natyror në Kosovë dhe ka identifikuar opsionin më të përshtatshëm për të përmbushur nevojat e projektuara të vendit. Linja e interkoneksionit të gazit Shkup-Prishtinë me zhvillimin e rrjetit të transmissioinit dhe shpërndarjes së gazit në Kosovë është identifikuar si opsioni më pak i kushtueshëm për t'i shërbyer kërkesës së parashikuar për gaz.

Qëllimi kryesor i ndërtimit të interkoneksionit të gazsjellësit Maqedonia e Veriut-Kosovë rrjedh nga përkushtimi strategjik i Qeverive të Republikës së Maqedonisë së Veriut dhe Kosovës për të arritur një nivel më të lartë të funksionalitetit të përgjithshëm të sistemit energjetik në vend dhe për të ofruar kushte infrastrukturore dhe integrim ekonomik dukshëm më të madh me vendet fqinje dhe vendet e mbetura evropiane. Gjatësia totale e gazsjellësit Maqedonia e Veriut-Kosovë është afërsisht 101 km, nga të cilat 26 km në Maqedoninë e Veriut dhe 75 km në Kosovë. Rruga e parashikuar e interkonjeksionit të gazit Maqedonia e Veriut-Kosovë është paraqitur në **Figurë 20**.

¹⁵ <https://www.energy-community.org/regionalinitiatives/infrastructure/PLIMA/Gas16.html>
<https://www.energy-community.org/regionalinitiatives/infrastructure/PLIMA/Gas13.html>

FIGURA 20 – LINJA E INTERKONEKSIONIT TË GAZIT MAQEDONI E VERIUT-KOSOVË



STP/SMRT Prishtina 2; SMRT Prishtina, SBV Lipjan, SBV Banulla, STP/SMRT Ferizaj; Seksioni i Kosoves i interkoneksionit te gazit MKD-KOS, Legjenda Linja e preferuar Kosovë, SBV Hani i Elezit.

Burimi: Interkoneksioni i gazit Maqedoni e Veriut-Kosovë, identifikimi dhe vlerësimi teknik për linjën e gazsjellësit, 2021

Linja e transmissioinit të gazit nga Shkupi në Prishtinë do të krijonte një rrugë furnizimi me gaz për Kosovën. Kjo nga ana tjetër do të mundësonte fillimin e gazifikimit të Kosovës. Nga perspektiva e Maqedonisë së Veriut, instalimi i kësaj linje do të rriste vëllimet e transmissioinit të gazit përmes sistemit të transmissioinit të gazit të Maqedonisë së Veriut, duke përfutur në këtë mënyrë tarifat e transmissioinit, duke rritur më tej konkurrencën e gazit natyror.



4.2.2 - Infrastruktura e gazit, zhvillimet dhe burimet e gazit natyror në rajon

Për sa i përket interkoneksioneve ekzistuese të gazit, Maqedonia e Veriut ka një interkoneksion gazi me Bullgarinë (vënë në punë në vitin 1997) dhe furnizohet me gaz rus përmes gazsjellësit 20", 98 km të gjatë që transporton gazin përmes pikës së interkoneksionit Zhidilovo në kufirin bullgar. Rezervat komerciale të gazit natyror në Maqedoninë e Veriut nuk janë deklaruar.

Aktualisht, konsumatori kryesor i gazit natyror në Maqedoninë e Veriut është termocentrali TE-TO në Shkup. Gjatë muajve të pikut të kërkesës dimërore, ajo përdor pothuajse të gjithë kapacitetin e gazsjellësit Zhidilovo-Shkup. Prandaj, Maqedonia e Veriut po përpiqet të lidhë qendrat kryesore të kërkesës për gaz ose të krijojë rezervat e ngarkesave përmes një rrjeti transmisioni që mund të hyjë në linjat prioritare transnacionale të Evropës: TAP, TANAP, IAP dhe TurkStream. Si rezultat, Burimet Kombëtare të Energjisë (NER) po zbaton disa projekte gazsjellësish në vend, përfshirë edhe një lidhje gazi me Greqinë. *Interkoneksioni i Gazit Natyror Greqi-Maqedoni e Veriut-Studimi i Fizibilitetit (2019)* vlerëson fizibilitetin teknik, mjedisor dhe ekonomik të zgjerimit të sistemit të transmisionit të gazit të Greqisë në kufirin Greqi/Maqedonia e Veriut dhe më tej në Negotinë në Maqedoninë e Veriut. Gazsjellësi me diametër 30" me një presion të projektuar prej 68 bar ka një gjatësi prej afërsisht 55 km në Greqi, ndërsa gazsjellësi me diametër 28" me një presion të projektuar prej 68 bar ka një gjatësi prej afërsisht 68 km në Maqedoninë e Veriut.

Duke marrë parasysh parashikimin e kërkesës dhe kapacitetin maksimal (0,8 bcm) të gazsjellësit ekzistues 20" që transporton gazin rus për Maqedoninë e Veriut përmes Bullgarisë, zhvillimi i Interkoneksionit të Gazit Greqi-Maqedonia e Veriut është një domosdoshmëri për të mbuluar kërkesën e ardhshme për gaz, si për Maqedoninë e Veriut, ashtu edhe për Kosovën.

FIGURA 10 – INFRASTRUKTURA EKZISTUESE DHE E PLANIFIKUAR E GAZIT



Mali i zi, Kosova, Maqedonia e Veriut.

Harta e zhvillimit të sistemit 2020/2021

Pikat e zonave ndër-shtetërore ose ndërbalancuese

Pika e interkoneksionit ndërkufitar brenda Evropës ose pika e eksportit drejt vendeve jo-BE

Evropa Ndërkufitare

Në ndërtim ose e planifikuar

Transporti me gazsjellës

Nën 24:

24: deri 36"

36" e sipër

Projekt

Burimi: ENTSO-G & infrastruktura e gazit Evropë

Gazsjellësi Trans Adriatik (TAP), duke qenë pjesë e të ashtuquajturit Korridor Jugor i Gazit, u vu në punë në nëntor 2020 për të siguruar qasje në burimet e gazit azerbajxhanas. TAP fillon në kufirin e Turqisë dhe Greqisë, ku lidhet me TANAP. Gjatësia totale e gazsjellësit është 878 km me një presion projektimi 95 dhe 145 bar (seksion në det) dhe një diametër 48" dhe 36" (seksion në det). Gazsjellësi dërgon furnizim të ri me gaz nga Azerbajxhani përmes Greqisë dhe Shqipërisë, duke kaluar detin Adriatik në Itali. Kapaciteti fillestar është 10 bcm dhe sipas kontratave aktuale të furnizimit, kapaciteti rezervohet për 25 vjet, me 8 bcm në Itali dhe 1 bcm përkatësisht në Greqi dhe Bullgari. Megjithatë, ekziston mundësia për të zgjeruar kapacitetin deri në 20 bcm me stacionet shtesë të kompresorit, një në Greqi dhe një në Shqipëri.

Shtylla kryesore e Korridorit Jugor të Gazit është Gazsjellësi Trans Anatolian i Gazit Natyror (TANAP), i vënë në punë në 2018. Kapaciteti aktual teknik i tij është 16 bcm në vit, i planifikuar të rritet në 24 bcm në 2023 dhe në 31 bcm në 2026 (shumica e të cilave është e rezervuar për Evropën).

FIGURA 22 – LINJA E TANAP



Flukset e gazit nga Azerbajxhani në Itali mund të rezultojnë në uljen e çmimeve në qendrën italiane të gazit PSV (*Punto di Scambio Virtuale*). Rëndësia e TAP-it për Evropën Juglindore do të rritet sapo të finalizohet lidhja e interkoneksionit midis Bullgarisë dhe Greqisë (pritet në mesin e vitit 2022), duke mundësuar dërgimin e gazit të Azerbajxhanit në rajon që ende varet kryesisht vetëm nga importet nga Rusia.

Gazsjellësi TurkStream, i vënë në punë në janar 2020, lidh drejtpërdrejt rezervat e mëdha të gazit në Rusi me rrjetin turk të transportit të gazit.

FIGURA 23 – LINJA E GAZSJELLËSIT TURKSTREAM



Gazsjellësi është sistem i dyfishtë linjash (të dy linjat e gypave me diametër 32"), ku njëra është e rezervuar për Turqinë, ndërsa tjetra për Evropën. Kapaciteti teknik është 31,5 bcm (15,75 bcm në Evropë, 15,75 bcm në Turqi). Kjo linjë zëvendëson tranzitin e gazit përmes Ukrainës dhe si rrjedhim sjell diversifikim në drejtim të rrugëve të furnizimit në rajon, por nuk ofron diversifikim të burimeve të gazit në rajon pasi është gaz rus. Kosova mund

të furnizohet me këtë gaz përmes Bullgarisë dhe Maqedonisë së Veriut. Megjithatë, siç u përmend më herët, ka një pengesë në lidhje me infrastrukturën ekzistuese dhe pikën e ndërlidhjes në Zhidilovo.

4.2.2.1 - Burimet potenciale të furnizimit me LNG

Për sa i përket furnizimit me LNG, terminali ekzistues i LNG në Greqi, pranë qytetit të Athinës në një ishull të quajtur Revythoussa, ka një kapacitet rigazifikimi prej 7 bcm në vit. Terminali i ri i planifikuar i LNG në Alexandroupolis në Greqi është planifikuar të ketë një kapacitet prej 6,1 bcm/vit. Ai pritet të jetë funksional deri në fund të vitit 2023.

Terminali Krk LNG në Kroaci filloi funksionimin në janar të vitit 2021. Kapaciteti i tij vjetor i rigazifikimit është 2,6 bcm/vit. Rritja e kapacitetit të rigazifikimit është planifikuar për 4,4 bcm shtesë, duke arritur një kapacitet total rigazifikimi prej 7 bcm/vit. Ky terminal mund të shërbejë si burim i furnizimit me gaz për Kosovën nëse do të zhvillohet IAP.

Terminali Eagle LNG (FSRU) në Shqipëri ishte planifikuar të vendosej pranë Levanit, në qarkun e Fierit. Ky projekt duket se është anuluar, megjithatë, në vitin 2021, Ministria e Infrastrukturës dhe Energjisë së Shqipërisë dhe ExxonMobil, nënshkruan një memorandum për të kryer një studim fizibiliteti për zhvillimin e mundshëm të një terminali importi LNG në Portin e Vlorës, Shqipëri. Nëse zbatohet, ky terminal mund të shërbejë edhe si burim i furnizimit me gaz për Kosovën përmes ALKOGAP, ose virtualisht përmes interkonjeksionit të gazit Maqedonia e Veriut-Kosovë. Megjithatë, aktualisht nuk ka detaje rreth këtij projekti.

FIGURA 11 – INFRASTRUKTURA LNG



Source: Gas Infrastructure Europe

Sa i përket flukseve të tregtimit të gazit në EJT dhe në rajonin më të gjerë, afërsisht 50% e sasisë së gazit natyror në vitin 2021 erdhi nga Rusia nëpërmjet linjës TurkStream, ndërsa pjesa tjetër e gazit të furnizuar në rajon erdhi nga LNG (~33%) dhe nga Lindja e Mesme (~17%). Një paraqitje grafike e flukseve të tregtisë së gazit në rajon në vitin 2021 paraqitet në **Figurën 25**. Figura jep gjithashtu informacion mbi kapacitetet ndërkufitare të instaluar aktualisht, konsumin kombëtar të gazit dhe strukturën e tij (importet neto dhe prodhimi vendas). Kapaciteti i instaluar ndërkufitar në rajon është i mjaftueshëm për dërgimin e sasive shtesë të gazit për Kosovën.

The map illustrates the natural gas infrastructure and trade in the Balkans and Eastern Europe. Key features include:

- Trade Flows (bcm):** Represented by blue arrows with capacity values (bcm) in parentheses. Examples include flows from Ukraine to Hungary (0.4), from Russia to Bulgaria (26), and from Iran & Georgia to Greece (17.8).
- Cross-Border Capacity (bcm):** Indicated by blue arrows with capacity values. Examples include 10.3 between Hungary and Serbia, and 11.2 between Romania and Bulgaria.
- Consumption (bcm):** Shown as pie charts for each country, with orange representing production and blue representing net import. For instance, Greece has a large orange section (45.0) and a small blue section (14.6/24.5).
- Production and Net Import (bcm, 2019):** Legend indicating that orange represents production and blue represents net import.
- Geographical Context:** The map shows the Adriatic Sea to the west, the Aegean Sea to the south, and the Black Sea to the east. Major cities like Belgrade, Bucharest, Sofia, and Athens are marked.

Burimi: Infrastruktura e qazit Evropë, ENTSO-G, Eurostat, shërbimi i të dhënave për rrjedhën e tregtimit të qazit, IEA, shkurt 2022

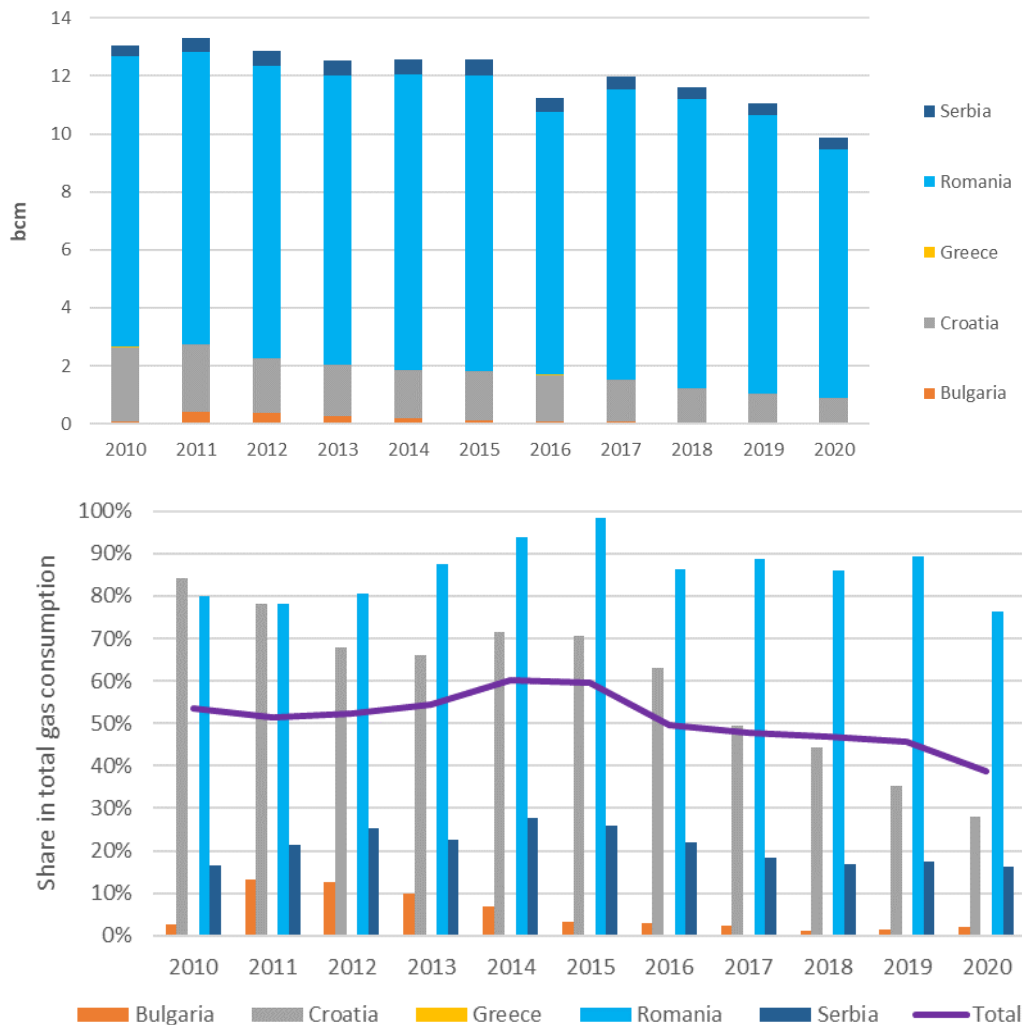
Për sa i përket rezervave të gazit natyror në Evropë, rezervat më të mëdha të gazit natyror janë në Norvegji (~1400 bcm në fund të vitit 2020). Në rajonin e Evropës Juglindore, rezervat më të mëdha të gazit natyror janë në Rumani. Rezervat e provuara të gazit natyror në Rumani në fund të vitit 2020 arritën në 100 bcm (~2.5% e totalit të Evropës), gjë që jep raportin e rezervave ndaj prodhimit¹⁷ prej 9.1. Ka edhe disa sasi më të vogla të

¹⁶ Të dhënat për prodhim dhe konsum janë nga 2019 (viti para COVID)

¹⁷ Rezervat e raportit të prodhimit është raporti i rezervave që mbesin në fund të vitit të pjesëtuar sipas prodhimit atë vit.

rezervave të gazit natyror në Kroaci, Serbi, Bullgari dhe Greqi. Prodhimi i gazit natyror në vendet e EJT dhe pjesa e prodhimit të gazit në konsumin total të gazit natyror janë paraqitur në **Figurën 26**.

FIGURA 26 – PRODHIMI I GAZIT NATYROR DHE PËRQINDJA E KONSUMIT NË RAJONIN EJT



Burimi: Bilancet e energjisë të Eurostat, edicioni janar 2022

Duke marrë parasysh rezervat e dëshmuara të gazit natyror në rajon dhe në mbarë botën, disponueshmëria e gazit natyror nuk është problem për gazifikimin e Kosovës e as të rajonit. Çështja kryesore është nëse do të ketë investime të mjaftueshme në infrastrukturë për të sjellë gazin në tregun e Kosovës, duke përfshirë linjat e transmisionit dhe shpërndarjes së gazit, dhe arsyeshmërinë ekonomike të këtyre investimeve.

Analiza e bilancit të furnizimit aktual me gaz natyror për rajonin EJT (**Figuran 25**) tregon se rreth $\frac{3}{4}$ e sasive të gazit natyror që hyn në rajon është me origjinë ruse. Më konkretisht, Bullgaria dhe Greqia, vendet nga ku parashikohet të mbërrijë gazin në Kosovë, në vitin 2021 kanë furnizuar 75% dhe 38% të nevojave të tyre me gaz natyror me burim rus¹⁸. Infrastruktura ekzistuese e gazit mundësoi që deri në 70% e gazit rus të zëvendësohej nga rritja e importeve të gazit nga rajoni i Kaspikut dhe nëpërmjet terminaleve ekzistuese të LNG. Me kapacitetet shtesë të importit të LNG-së që do të jenë të disponueshme pas vënies në punë të terminalit LNG të Aleksandropolis në Greqi (**Figura 24**), i planifikuar për vitin 2023, do të jetë e mundur të kompensohet

¹⁸ Eurostat

ndërprerja totale e furnizimit me gaz nga Rusia në rajon. Për më tepër, nëse përfshijmë planet për të rritur kapacitetin e Gazsjellësit Trans Anatolian të Gazit Natyror (TANAP) nga 16 në 24 bcm në 2023 dhe në 31 bcm në 2026, si dhe mundësinë për të zgjeruar kapacitetin e Gazsjellësit Trans Adriatik (TAP) deri në 20 bcm, ndërprerja totale e furnizimit me gaz natyror nga Rusia në rajonin e EJT nuk duhet të jetë problem.

4.3 - Çmimi i gazit – konsideratat tarifore

Në këtë seksion ne përmbledhim konsideratat kryesore që duhet të merren parasysh gjatë hartimit të tarifave të gazit. Konsideratat janë dhënë veçmas për aktivitetet e transmetimit dhe shpërndarjes. Më shumë detaje mund të gjenden në studimin tarifor të dorëzuar në kuadër të kësaj detyre. Për sa i përket përgjegjësisë për matjet, faturimin dhe arkëtimet, ai qëndron tek OST-G ose OSSH.

4.3.1 - Tarifat e transmisionit të gazit

Studimi i tarifave ofron analizë të detajuar të tarifave të transmetimit të gazit. Në këtë kapitull, ne përmbledhim sugjerimet kryesore në lidhje me strukturën e shërbimeve dhe tarifave të transmetimit të gazit.

Tarifat për përdoruesit e rrjetit duhet të jenë **jodiskriminuuese** dhe caktohet veçmas për çdo pikë hyrjeje ose daljeje nga sistemi i transmetimit (tarifat e rrjetit nuk mund të llogariten në bazë të rrugëve të kontraktuara). Nga njëra anë, kjo nënkupton që çdo pikë hyrëse në sistem dhe çdo pikë daljeje mund të ketë tarifa të ndryshme të transmetimit të gazit. Nga ana tjetër, është e mundur të grupohen pika të ngjashme hyrje-daljeje që rezultojnë në fuqi në tarifën e transmetimit të gazit të tipit të pullës postare.

Sa i përket shërbimeve, operatori i sistemit të transmisionit duhet t'u ofrojë përdoruesve të sistemit:

- Shërbime **të qëndrueshme** dhe **që ndërpriten** sa i përket qasjes së palës së tretë. Çmimi i kapacitetit të mund të ndërpritet duhet të pasqyrojë probabilitetin e ndërprerjes.
- Shërbime edhe **të afatgjata**, edhe **afatshkurtra**.

Kostot e shërbimeve të transmisionit duhet të merren kryesisht nga tarifat e transmisionit **me bazë të kapacitetit**. Përveç tarifave të mbështetura në kapacitet, një pjesë e të ardhurave nga shërbimi i transmisionit mund të nxirren nga **tarifat e bazuara në mallra**. Tarifë e bazuar në mall është tarifë e bazuar në rrjedhë që synon të mbulojë koston e shkaktuar kryesisht nga sasia e gazit të transportuar përmes rrjetit (për shembull kostot e karburantit të kompresorit).

4.3.2 - Tarifat e shpërndarjes së gazit

Rregullorja në lidhje me tarifat e shpërndarjes së gazit është më pak e shtjelluar se rregullorja e rrjetit të transmisionit. Parimet e përdorura për përcaktimin e të hyrave të lejuara duhet të jenë të njëjta si në rastin e rrjetit të transmisionit të gazit, dhe Konsulenti propozon që Zyra e Rregullatorit për Energji të Kosovës të përdorë qasjen e kufirit të të hyrave.

Përsa i përket strukturës tarifore, zbatohet i njëjti parim si në transmisionin e gazit: duhet të përcaktohet një tarifë fikse dhe e ndryshueshme. Ndërsa është praktikë e zakonshme në mesin e OSSH-së për të mbledhur një pjesë më të madhe të të ardhurave nga tarifa e ndryshueshme, do të ishte më e përshtatshme të mbledhej një pjesë më e madhe e të ardhurave nga tarifa fikse. Arsyeja është se kostot e shpërndarjes së gazit janë, si në rastin e transmetimit të gazit, kryesisht fikse. Prandaj, Konsulenti propozon strukturën e mëposhtme të tarifave të shpërndarjes së gazit:

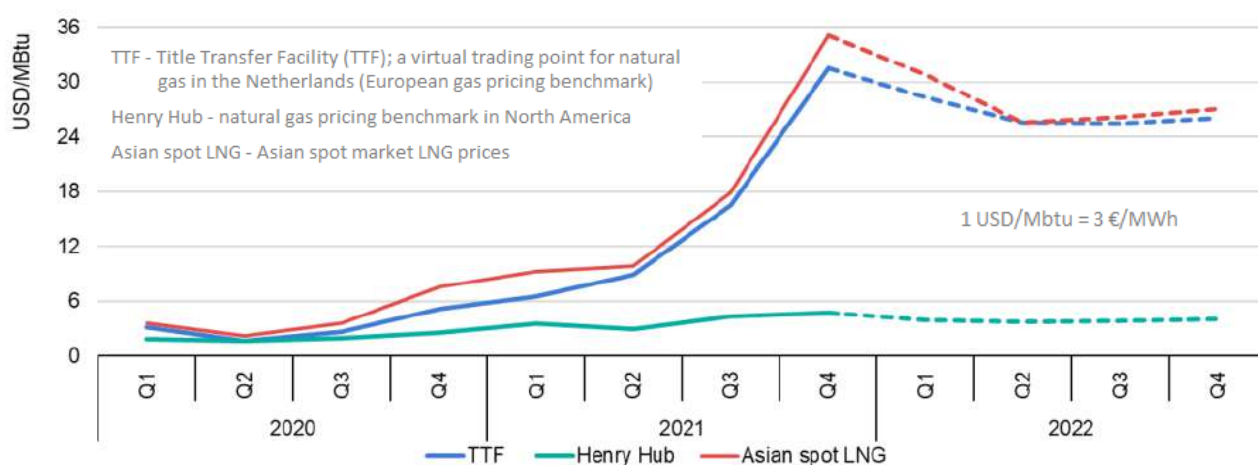
- Komponent i bazuar në kapacitet të konsumatorit.
- Komponent i bazuar mbi tërheqjen aktuale të konsumatorit, pra, të bazuar në energjinë e konsumuar. Është praktikë e zakonshme në radhët e OSSH të gazit që ky komponent të bazohet në sasinë vjetore të gazit të konsumuar.
- Pagesë administrative që pasqyron kostot e matjes dhe ato administrative.

Kostot e lidhjes pasqyrojnë koston e lidhjes së konsumatorëve të rinj në rrjet. Kostot e lidhjes mund të jenë të thella, të cekëta ose një kombinim në mes. Ndërsa kostot e lidhjes së thellë nënkuptojnë se konsumatori paguan shuma më të larta për lidhjen, kostot e cekëta nënkuptojnë që konsumatorët ngarkohen vetëm me një pjesë të kostove totale ndërsa shuma e mbetur socializohet. Për të nxitur konsumatorët e gazit që të kalojnë në gaz, Konsulentit sugjeron që në Kosovë të aplikohet një mekanizëm i cekët i tarifës së kycjes. Për të reduktuar pasigurinë, duhet të administrohet një tarifë lidhjeje fikse, e paracaktuar dhe relativisht modeste për konsumatorët e vegjël dhe të mesëm.

4.3.3 - Çmimet e gazit

Në vitin 2021, çmimet evropiane të gazit me shumicë u ndikuan nga trazirat në tregun e gazit, gjë që ka çuar në një rritje të ndjeshme të çmimeve të gazit natyror. Sipas parashikimeve më të fundit afatshkurtra të disponueshme (IEA), çmimet evropiane dhe aziatike të gazit natyror do të mbeten në nivele relativisht të larta në 2022 (**Figura 27**).

FIGURA 27– PARASHIKIMET AFATSHKURTRA TË ÇMIMIT TË GAZIT NATYROR



TTF – Objekti për Transferimin e Titullit, një pikë tregtimi virtuale për gazin natyror në Holandë (standardi për përcaktimin e çmimit të gazit evropian)

Henry Hub – standard për përcaktimin e çmimit të gazit natyror në Amerikën e Veriut

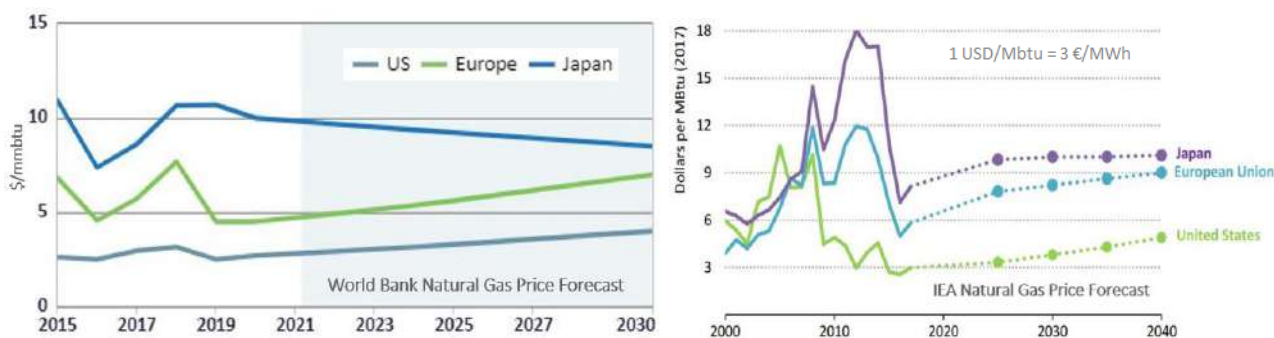
Pika aziatike LNG – pika e tregut aziatik për çmimet e LNG

Burimi: Raporti i IEA për Tregun e Gazit, 2022

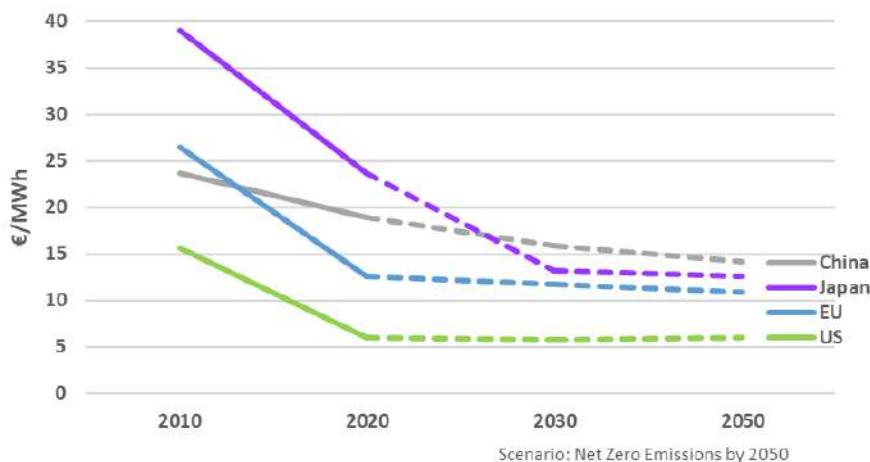
Vini re se parashikimet e mësipërme janë publikuar para pushtimit rus të Ukrainës, i cili gjithashtu ngriti çmimet e gazit.

Sipas Parashikimit për Energjinë në Botë të IEA 2021, rritja e ardhshme në tregtinë globale të gazit do të vijë kryesisht nga LNG (deri në 70% të vëllimeve të tregtuara deri në vitin 2050), gjë që lehtëson konvergencën e çmimeve të gazit natyror në rajonet kryesore. Siç tregohet në **Figurën 28**, çmimet e parashikuara të gazit natyror në tregjet globale konvergojnë dhe në terma afatgjatë pritet të kthehen në nivelet e rritjes para 2021/2022 dhe gradualisht të rriten ose të mbeten të qëndrueshme në dekadat e ardhshme. Në rast të realizimit të synimeve të karbonit zero, çmimet e gazit pritet të bien (vini re se grafikët nuk e kapin rritjen e çmimeve në dimër 2021/2022).

FIGURA 28 – PARASHIKIMET AFATGJATA TË ÇMIMIT PËR GAZIN NATYROR



Burimi: Banka Botërore 2021 & Parashikimi për Energjinë në Botë IEA 2018



Burimi: Parashikimi për Energjinë në Botë IEA 2021

Parashikimet për çmimet afatgjata për gazin natyror sipas skenarëve të ndryshëm të Parashikimit për Energjinë në Botë paraqiten në **Tabela 10**. Edhe pse duke marrë parasysh shqetësimet e fundit dhe aktuale në tregun global të gazit, është mjaft sfiduese të jepen parashikime afatgjata. Mund të shihet se çmimet e parashikuara për gazin natyror janë më të ulëta nën skenarët e *Emisioneve Neto Zeri dhe Zhvillimit të Qëndrueshëm*, të cilët janë skenarët e krijuar për të arritur emetimet neto zero të CO₂ deri në vitin 2050 dhe për të përmbushur objektivat e Marrëveshjes së Parisit për ndryshimet klimatike dhe për të reduktuar ndjeshëm ndotjen e ajrit. Për dallim, skenari në *Zotimet e Shpallura* thekson "hendekun e ambicies" që duhet të mbulohej për të arritur qëllimet e Marrëveshjes së Parisit, ndërsa skenari i *Politikave të Deklaruara* paraqet një qasje më konservatore dhe nuk e merr për të mirëqenë faktin se të gjitha qeveritë do t'i arrijnë qëllimet e shpallura.

TABELA 10 – PARASHIKIMET AFATGJATA PËR ÇMIMIN E GAZIT NATYROR

Natural gas			Net Zero Emissions by 2050		Sustainable Development		Announced Pledges		Stated Policies	
			€/MWh	2010	2020	2030	2050	2030	2050	2030
United States	15,6	6,0	5,7	6,0	5,7	6,0	9,3	6,0	10,8	12,9
European Union	26,4	12,6	11,7	10,8	12,6	13,5	19,5	19,5	23,1	24,9
China	23,7	18,9	15,9	14,1	18,9	18,9	25,5	24,3	25,8	26,7
Japan	39,0	23,7	13,2	12,6	16,2	15,9	22,8	20,4	25,5	26,7

Gazi natyror Emisione neto zero deri në 2050 Zhvillimi i qëndrueshëm Zotimet e shpallura Politikat e deklaruar

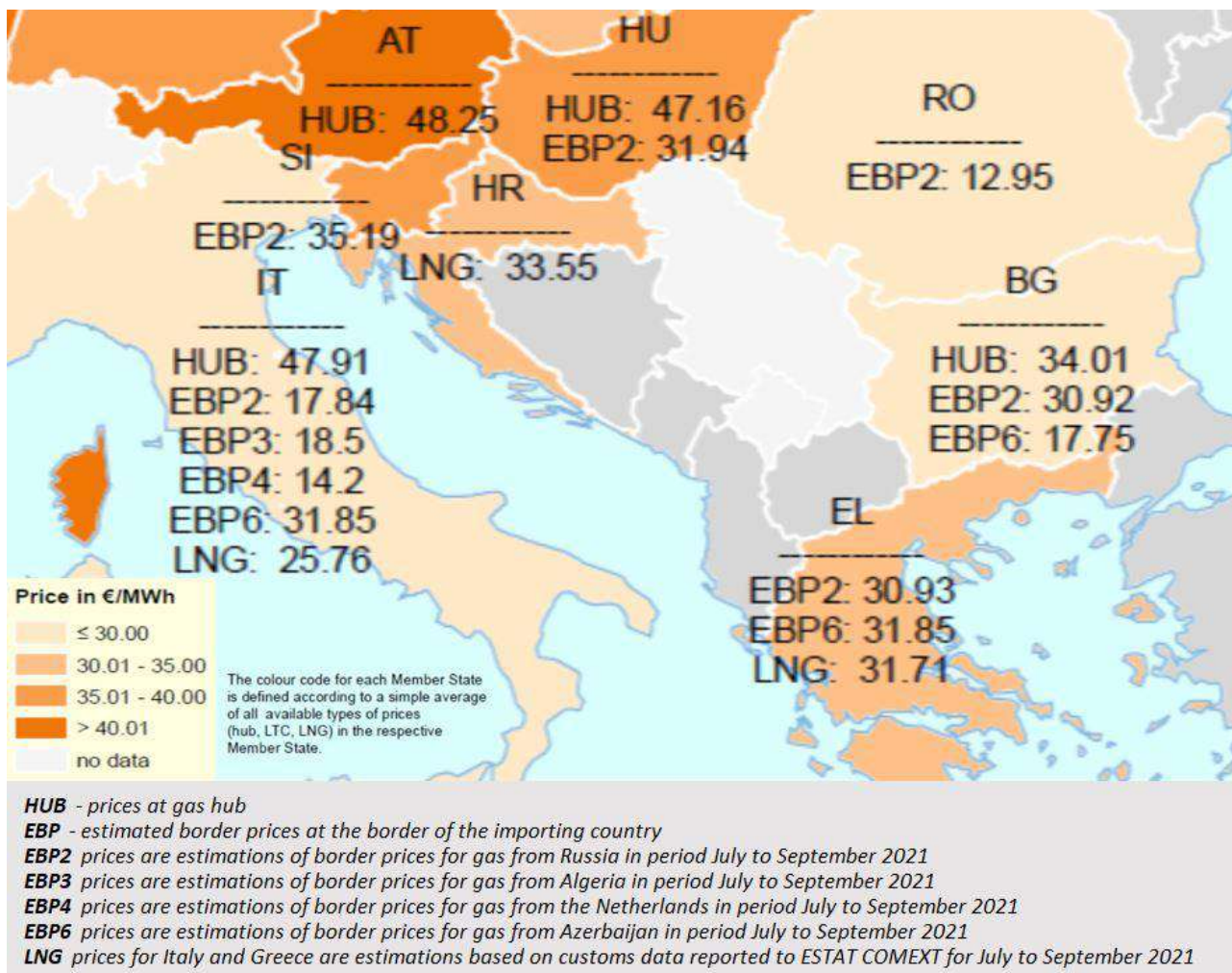
Burimi: Parashikimi për Energjinë në Botë IEA 2021



Në nivel rajonal, sipas krahasimit të çmimeve të gazit me shumicë që paraqiten në Raportin Tremujor të Tregjeve Evropiane të Gazit për tremujorin e tretë të vitit 2021 (**Figura**), mund të shohim se çmimet e gazit në rajon dallojnë nga vendi në vend. Megjithatë, kjo duket të jetë pasojë e rrethanave të lartpërmendura që lidhen me trazirat aktuale në tregun global të gazit. Në rrethana normale, sipas të dhënave historike nga raportet e mëparshme të tregut të gazit, çmimet e gazit në rajon janë të ngjashme dhe nuk ka dallime dramatike në çmimet e gazit midis vendeve fqinje. Gjithashtu, vërehet se çmimet e LNG janë konkurruese në krahasim me gazin e gazsjellësit. Siç theksohet në raport, çmimet kufitare janë vlerësime të çmimeve të gazit importuar me gypa që paguhen në kufirin e vendit importues, bazuar në informacionin e mbledhur nga agjencitë doganore, dhe konsiderohen të jenë përfaqësuese të kontratave afatgjata të gazit.

Duke patur parasysh burimet potenciale të furnizimit me gaz, aktualisht, çmimet relevante të gazit për Kosovën do të ishin çmimet në Bullgari dhe Greqi. Përveç çmimeve të gazit në Bullgari ose Greqi, sikurse paraqitet në **Figura**, çmimet me shumicë të gazit natyror në kufirin e Kosovës do të rriteshin për kostot e transimit nëpërmjet Bullgarisë dhe Maqedonisë së Veriut, pra Greqisë dhe Maqedonisë së Veriut. Në një tjetër skenar, nëse IAP dhe ALKOGAP do të zhvilloheshin dhe Kosova do të furnizohej nga Shqipëria (përmes TAP dhe IAP) apo Kroacia (përmes IAP), çmimet me shumicë të gazit natyror në kufirin e Kosovës do të ishin çmimet në Greqi dhe Kroaci të rritura për kostot e transimit përmes Shqipërisë.

FIGURA 29 – KRAHASIMI I ÇMIMEVE ME SHUMICË TË GAZIT NATYROR NË TREMUJORIN E TRETË TË VITIT 2021



Çmimet në €/MWh

Ngjyra e kodit për secilin Shtet Anëtar përcaktohet në përpithje me mesataren e thjeshtë të të gjithë llojeve të çmimeve në dispozicion (qendra LTC, LNG) në Shtetin Anëtar përkatës.

HUB – çmimet në qendrën e gazit

EBP – çmimet e përafërta në kufi në shtetit importues

EBP2 çmimet janë përllogaritje e çmimeve në kufi për gazin nga Rusia në periudhën korrik – shtator 2021

EBP3 çmimet janë përllogaritje e çmimeve në kufi për gazin nga Algjeria në periudhën korrik – shtator 2021

EBP4 çmimet janë përllogaritje e çmimeve në kufi për gazin nga Holanda në periudhën korrik – shtator 2021

EBP6 çmimet janë përllogaritje e çmimeve në kufi për gazin nga Azerbajxhani në periudhën korrik – shtator 2021

LNG çmimet për Itali dhe Greqi janë përllogaritje në bazë të të dhënave të doganës të raportuara në ESTAT COMEXT për korrik-shtator 2021

Burimi: Raporti Tremujor për Tregjet e Gazit Evropian, TM3 i vitit 2021, DP Energji, Komisioni Evropian, 2022

Çmimet e gazit që do të përdoren për analiza të mëtejshme nën këtë projekt duhet të jenë në përpithje me parashikimet për çmimet afatgjata të gazit natyror.

Duke patur parasysh objektivat klimatike të përcaktuara nga BE, Konsulenti beson se parashikimet që pasqyrojnë më së miri sasinë e çmimeve të gazit për Evropën janë ato që paraqiten në Parashikimin IEA të Energjisë Botërore nën skenarët për Emisione Neto Zero dhe Zhvillim të Qëndrueshëm që paraqiten në **Tabela 10**; 11,7 €/MWh në vitin 2030 dhe 10,8 €/MWh në vitin 2050. Përkatësisht, këta skenarë parashihen të arrijnë



emisione neto zero CO₂ deri në vitin 2050 dhe të përmbushin objektivat e Marrëveshjes së Parisit për ndryshimet klimatike dhe të reduktojnë dukshëm ndotjen e ajrit.

Edhe pse aktualisht Kosova nuk ka në zbatim ndonjë mekanizëm për caktimin e çmimeve të karbonit, efekti i çmimeve të karbonit do të merret parasysh. Çmimet do të jenë në përputhje me parashikimet në dispozicion nga burimet relevante, sikurse ENTSO-G dhe ENTSO-E.

4.4 - Konsiderata për fizibilitetin e gazifikimit

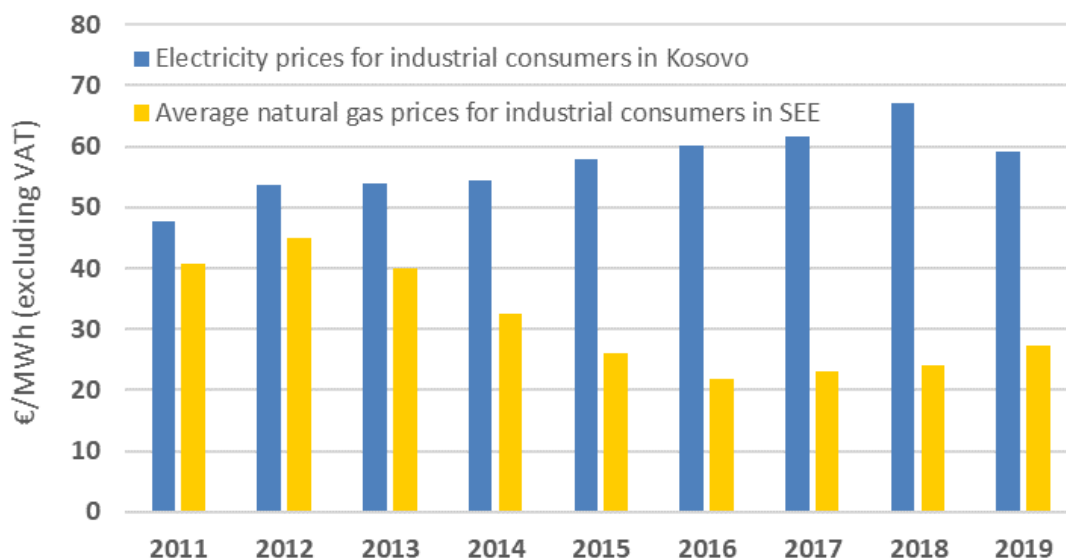
4.4.1 - Konkurrueshmëria e gazit

Pasi gazi natyror të jetë në dispozicion për konsumatorët kosovarë, niveli i depërtimit të gazit natyror në tregun energjetik të Kosovës do të varet nga atraktiviteti i tij në krahasim me opsionet alternative të karburantit në dispozicion. Në sektorin e prodhimit të energjisë, gazi natyror mund të sigurojë diversifikimin e prodhimit të energjisë elektrike me ngarkesë bazë, si dhe balancimin dhe rezervën e sistemit. Ai gjithashtu mund të mundësojë gjenerim më fleksibël duke ofruar kështu mbështetje për vendosjen e burimeve të rinovueshme të energjisë.

Në sektorin e industrisë, gazi natyror pritet të përdoret kryesisht për qëllime teknologjike dhe termike. Pritet që gazi natyror do të zëvendësojë kryesisht produktet e naftës në proceset teknologjike dhe energjinë elektrike për qëllime termike. Prandaj, gazi natyror do të jetë karburant konkurrues për industrinë nëse çmimi i tij është konkurrues me çmimin e produkteve të naftës dhe energjisë elektrike. Krahasimi¹⁹ i çmimeve të gazit dhe elektricitetit për konsumatorët industrialë në vendet e EJT tregon se çmimet e gazit mesatarisht ishin 4,1 herë më të ulëta se sa elektriciteti. Për më tepër, duke qenë se furnizimi me elektricitet në Kosovë është i pamjaftueshëm dhe i paqëndrueshëm, gazi natyror mund të ofrojë furnizim të sigurtë dhe të besueshëm për konsumatorët industrialë. **Figura 30** tregon evolucionin e çmimeve të energjisë elektrike (përfshirë TVSH) për konsumatorë industrialë në Kosovë në krahasim me çmimet mesatare të gazit natyror për konsumatorët industrialë në vendet e EJT.

¹⁹ Quarterly Report on European Gas Markets, Q3 of 2021, DG Energy, European Commission, 2022

FIGURA 30 – ÇMIMET HISTORIKE TË ENERGJISË ELEKTRIKE PËR KONSUMATORË INDUSTRIALË NË KOSOVË NË KRAHASIM ME ÇMIMET E GAZIT NATYROR PËR KONSUMATORËT INDUSTRIALË NË EJL



Çmimet e energjisë elektrike për konsumatorët industrialë në Kosovë
Çmimet mesatare të gazit natyror për konsumatorët industrialë në EJL
€/MWh (përfshirë TVSH)

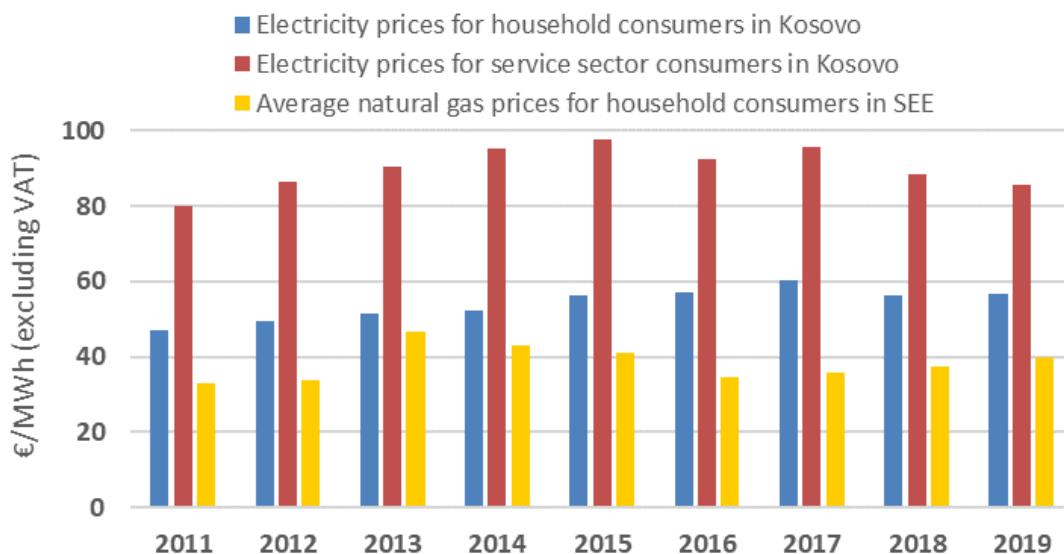
Burimi: Zyra e Rregullatorit të Energjisë të Kosovës dhe Raportet Tremujore të Komisionit për Tregjet e Gazit të Evropës

Për sa i përket konkurrueshmërisë së gazit natyror në krahasim me lëndët djegëse të tjera, gazi natyror shfaqet si një opsion konkurrues, veçanërisht nëse konsumatorët janë të detyruar të paguajnë për emetimet e karbonit. Në një rast të tillë, gazi natyror shfaqet si alternativa më e lirë e karburantit për konsumatorët industrialë.

Për sektorin e shërbimeve dhe amvisërive, gazi natyror pritet të përdoret për ngrohje, gatim dhe përgatitje të ujit të ngrohtë. Në të dy sektorët do të zëvendësojë një pjesë të caktuar të konsumit të energjisë elektrike. Për më tepër, ai do të zëvendësojë një pjesë të caktuar të konsumit të biomasës (dru zjarri) në familje dhe një pjesë të caktuar të konsumit të produkteve të naftës në sektorin e shërbimeve. Për të qenë konkurrues, çmimet përfundimtare të gazit duhet të jenë në përputhje me çmimet e energjisë elektrike. Krahasimi¹⁹ i çmimeve të gazit dhe energjisë elektrike për konsumatorët familjarë tregon se çmimet e gazit për familje në vendet e EJL ishin mesatarisht 3,2 herë më të ulëta se çmimet e energjisë elektrike.

Figura 31 tregon evolucionin e çmimeve të energjisë elektrike (përfshirë TVSH) për konsumatorë banorë dhe komercialë në Kosovë në krahasim me çmimet mesatare të gazit natyror për konsumatorët familjarë në vendet e EJL.

FIGURA 31 – ÇMIMET HISTORIKE TË ENERGJISË ELEKTRIKE PËR KONSUMATORË BANORË DHE KOMERCIALE NË KOSOVË NË KRHAASIM ME ÇMIMET E GAZIT PËR KONSUMATORË FAMILJARË NË EJL



Çmimet e energjisë elektrike për konsumatorët familjarë në Kosovë

Çmimet e energjisë elektrike për konsumatorët e sektorit të shërbimit në Kosovë

Çmimet mesatare të gazit natyror për konsumatorët familjarë në Ejl

Burimi: Zyra e Rregullimit të Energjisë të Kosovës dhe Raportet Tremujore të Komisionit për Tregjet e Gazit të Evropës

Në rastin e Kosovës, duke marrë parasysh eficiencën (COP²⁰) të pompave elektrike të nxehtësisë, ngrohja e hapësirës me gaz natyror mund të jetë një opsion më i shtrenjtë. Megjithatë, ngrohja me pompa të nxehtësisë në Kosovë mund të jetë opsion vetëm për shtëpitë e izoluar mirë, të cilat janë të rralla në Kosovë. Prandaj, ekziston mundësia për depërtimin e gazit natyror. Nga ana tjetër, konkurrueshmëria e gazit natyror për ngrohjen e shtëpive me energji të ulët është e ulët për shkak të kostove më të larta të investimit.

Në krahasim me biomasa (dru zjarri), gazi natyror është një opsion më i shtrenjtë për ngrohjen e hapësirës, por ai sjell një nivel më të lartë komoditeti (nuk ka nevojë për përgatitje, ruajtje ose ndezje). Për më tepër, gazi natyror sjell përfitime të tilla si ndalimi i shpyllëzimit dhe ndotjes së ajrit dhe në këtë mënyrë reduktimi i dëmit shëndetësor dhe mjedisor.

Për të rifilluar, përveç komoditetit që ofron ngrohja me gaz natyror në krahasim me ngrohjen me naftë dhe dru zjarri, faktori kryesor që kontribuon në konkurrencën e gazit janë çmimet përfundimtare të tij. Çmimi përfundimtar i gazit natyror përbëhet nga kostot e energjisë (kostot e karburantit, d.m.th., çmimi i gazit), kostot e rrjetit dhe taksat. Në vitin 2021, pjesa mesatare e kostove të energjisë në çmimin total të gazit të paguar nga konsumatorët tipikë familjarë në BE ishte rreth 50%. Kostot e rrjetit (transmetimit dhe shpërndarjes) ishin mesatarisht 25%, ndërsa 25% e mbetur shkon për taksat e energjisë dhe TVSH-në. Ndërsa kostot e karburantit përcaktohen nga forcat e tregut, është e nevojshme që kostot e rrjetit (tarifat e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit) të jenë konkurruese kur krahasohen me kostot e rrjetit në vendet fqinje.

4.4.2 - Konsideratat e marrëveshjes së gjelbër

Aktualisht, pranohet në përgjithësi se hidrogjeni do të jetë një nga bartësit kryesorë të energjisë në konvertimin e furnizimit me energji primare nga burimet e rinovueshme të energjisë. Konsumatorët në sektorë të tillë si transporti, ngrohja dhe industria mund të përshtaten në aplikime të caktuara dhe në një farë mase me teknologjinë e pastër të hidrogjenit. Gazi natyror fosil dhe metani nga rimetanizimi i monoksidit/dioksidit të karbonit të depozituar dhe përzierjet e gazit natyror/hidrogjenit ose metanit/hidrogjenit shihen si një teknologji urë për dekadat në vijim. Meqenëse gazsjellësit janë zgjidhja më ekonomike dhe ekologjike për

²⁰ COP - Coefficient of Performance of heat pump is a ratio of useful heating power provided to electrical power consumed.

transportin e sasive të mëdha të hidrogjenit, hulumtimet aktuale në sektorin e transportit dhe depozitimit të gazit synojnë konvertimin dhe ripërdorimin e rrjeteve ekzistuese të gazsjellësve, si dhe optimizimin e materialeve moderne të çelikut për instalime të reja. Fokusi është në përzjeret hidrogjen/gaz dhe, natyrisht, hidrogjeni i pastër (100% H₂).

Në dhjetor 2019, Komisioni Evropian prezantoi Marrëveshjen e Gjelbër Evropiane, një paketë ambicioze masash që duhet të sigurojnë që BE të përmbushë objektivat e veta klimatike duke i mundur të përfitojë nga një tranzicion i qëndrueshëm i gjelbër. Në këtë tranzicion, sistemi i transportit të gazit do të duhet të zhvillohet në një mënyrë që të jetë në përputhje me objektivat e dekarbonizimit dhe neutralitetit klimatik të Unionit të Energjisë.

Qëllimi i Marrëveshjes së Gjelbër Evropiane është të dekarbonizojë ekonominë evropiane deri në vitin 2050. Megjithatë, në raste të veçanta lejohen përjashtime në lidhje me kohën e dekarbonizimit. Për qëllimet e kësaj detyre, Konsulenti ka supozuar se Kosova do të duhet të dekarbonizojë ekonominë e saj deri në vitin 2060.

Dekarbonizimi do të përfshijë zëvendësimin e lëndëve djegëse fosile me burime alternative të energjisë, kryesisht me energji elektrike. Për sa i përket gazit, Marrëveshja e Gjelbër Evropiane përcakton disa parime se si duhet të zhvillohen tregjet e gazit në tranzicionin energjetik. Ai përcakton se si duhet të zhvillohet sektori i energjisë, i cili bazohet kryesisht në burimet e rinovueshme, të plotësuara nga heqja e shpejtë e qymyrit dhe gazit dekarbonizues. Dekarbonizimi i sektorit të gazit duhet të lehtësohet nëpërmjet rritjes së mbështetjes për zhvillimin e gazeve të dekarbonizuara, nëpërmjet një dizajni largpamës për një treg konkurrues të gazit të dekarbonizuar dhe duke adresuar çështjen e emetimeve të metanit të lidhura me energjinë. Siguria e furnizimit është ende ndër parimet kryesore kur bëhet fjalë për zhvillimin e tregjeve evropiane të gazit në dritën e dekarbonizimit. Siguria e furnizimit, duke qenë një koncept sipas nenit 194 të Traktatit për Funkcionimin e Bashkimit Evropian, mund të jetë një shkas për ndihmën shtetërore për zhvillimin e infrastrukturës në shtetet anëtare me tregje më pak të diversifikuara të gazit. Kjo do të thotë mundësi për vendet e Evropës Lindore dhe Juglindore për të dekarbonizuar sistemet e tyre duke adoptuar teknologjinë e termocentraleve me cikël të kombinuar në vend të qymyrit me ndotje të lartë për të cilin zhvillimi i rrjeteve të gazit është një parakusht, ose për të zhvilluar bashkëprodhimin me efikasitet të lartë në vend të qymyrit, i cili tashmë është mundur sipas Direktivës për Eficiencën e Energjisë.

Për ta përmbledhur, Marrëveshja e Gjelbër Evropiane nuk përcakton rolin e saktë të Rrjeteve Evropiane të Gazit brenda tranzicionit të Energjisë, por ombrella më e gjerë e ligjit evropian në rrugën drejt Bashkimit të Energjisë përcakton dekarbonizimin e rrjeteve të gazit dhe madje parashikon përdorimin e gaze të dekarbonizuara si hidrogjeni i gjelbër.

Për të përmbushur objektivat e BE-së për klimën dhe energjinë dhe për të arritur objektivat e Marrëveshjes së Gjelbër Evropiane, nevojitet një përkufizim i qartë i asaj që është "e qëndrueshme". Kjo është arsyeja pse plani i veprimit për financimin e rritjes së qëndrueshme bëri thirrje për krijimin e "taksonomisë së BE-së". Taksonomia e BE-së është një sistem i përbashkët klasifikimi që krijon një listë të aktiviteteve ekonomike të qëndrueshme për mjedisin. Ai duhet të luajë një rol të rëndësishëm për të ndihmuar BE-në të rrisë investimet e qëndrueshme dhe të zbatojë Marrëveshjen e Gjelbër Evropiane.

Në prill 2021, Komisioni Evropian publikoi rregullat që përcaktonin se cilat aktivitete ekonomike mund të përkufizoheshin si të gjelbra sipas taksonomisë, por zvarriti vendimin se a të përfshinte gazin natyror dhe energjinë bërthamore. Në shkurt të vitit 2022, Komisioni prezantoi Aktin të deleguar të Plotësimit të Taksonomisë së Klimës për zbutjen dhe përshtatjen e ndryshimeve klimatike që mbulon aktivitete të caktuara të gazit dhe bërthamës. Ky dokument përcakton kushte të qarta dhe strikte, sipas nenit 10(2) të Rregullores së Taksonomisë, në varësi të të cilave disa aktivitete bërthamore dhe të gazit mund të shtohen si aktivitete kalimtare ndaj atyre tashmë të mbuluara nga Akti i parë i deleguar për zbutjen dhe përshtatjen klimatike, i zbatueshëm. që nga 1 janari 2022. Këto kushte të rrepta janë: si për gazin ashtu edhe për ato bërthamore, që ato të kontribuojnë në kalimin drejt neutralitetit klimatik; për bërthamën, që plotëson kërkesat e sigurisë bërthamore dhe mjedisore; dhe për gazin, se ai kontribuon në kalimin nga qymyri në burimet e rinovueshme.

Për sa i përket gazit natyror, aktivitetet e lidhura me gazin të mbuluara me Aktin e Deleguar të Plotësimit të Taksonomisë së Klimës mbulojnë (i) prodhimin e energjisë elektrike nga lëndët djegëse fosile të gazta, (ii) bashkëprodhimin me efikasitet të lartë të nxehtësisë/ftohjes dhe energjisë nga lëndët djegëse të gazta fosile, dhe (iii) prodhimi i nxehtësisë/ftohjes nga lëndët djegëse fosile të gazta në një sistem efikas të ngrohjes dhe ftohjes qendrore.

Çdo aktivitet i ndërlidhur me gazin duhet të plotësojë njërin nga pragjet e mëposhtme të emisioneve:

- Emisionet gjatë ciklit të jetës janë më poshtë se 100g CO₂e/kWh, ose
- Deri më 2030 (data e miratimit të lejes së ndërtimit) dhe ku burimet e ripërtëritshme nuk janë në dispozicion në shkallë të mjaftueshme, emisionet direkte janë më poshtë 270g CO₂e/kWh ose për aktivitetin e gjenerimit të energjisë elektrike, emisionet vjetore direkte të GHG nuk duhet të tejkalojnë mesataren prej 550kg CO₂e/kW të kapacitetit të objektit për mbi 20 vjet. Në këtë rast, aktiviteti duhet të plotësojë një sërë kushtesh kumulative: p.sh., ai zëvendëson një objekt që përdor lëndë djegëse fosile të ngurta ose të lëngshme, aktiviteti siguron një kalim të plotë në gaze të rinovueshme ose me karbon të ulët deri në vitin 2035 dhe verifikim të rregullt të pavarur të pajtueshmërisë me kryhen kriteret.

Në rastin e Kosovës, gazi natyror shihet si lëndë djegëse në tranzicion nga varësia aktuale nga thëngjilli. Nga ana tjetër, objektivi i dekarbonizimit deri në vitin 2060 lë një kohë relativisht të shkurtër për rikuperimin adekuat të investimeve në infrastrukturën e gazit natyror, por edhe për rikuperimin e investimeve në pajisjet e përdoruesve potencialë të gazit natyror.

Një mënyrë në të cilën rrjetet ekzistuese të gazit mund të kontribuojnë në këtë tranzicion të energjisë është përmes përshtatjes ose ripërdorimit të infrastrukturës ekzistuese në mënyrë që ato të mund të trajtojnë përzierjet e hidrogjenit dhe gazit natyror ose injektimet e hidrogjenit të pastër. Sipas ToR të kësaj detyre, të gjithë gazsjellësit duhet të ndërtohen që të jenë në gjendje të transportojnë 100% të hidrogjenit..

Një pjesë e konsiderueshme e H₂ me siguri do të përdoret jashtë rrjetit të gazit natyror. Roli i H₂ pritet të jetë i dyfishtë:

- Ruajtja e energjisë në sistemet e energjisë elektrike; hidrogjeni që prodhohet në kohën e prodhimit të tepërt të energjisë elektrike nga burimet e rinovueshme dhe ruhet për t'u kthyer në energji elektrike në kohën e prodhimit të pamjaftueshëm të energjisë elektrike nga burimet e rinovueshme. Kështu, hidrogjeni do të lehtësonte balancimin e prodhimit të energjisë elektrike nga burimet e rinovueshme. Hidrogjeni i prodhuar nga energjia e tepërt e ripërtëritshme pritet të prodhohet në vend në Kosovë dhe potencialisht të importohet nga vendet fqinje. Hidrogjeni i prodhuar në vend mund të mos përdorë ndërlidhjet e gazit natyror, dhe të përdorë vetëm pjesërisht rrjetin e gazit natyror.
- Për aplikime specifike ku zëvendësimi i lëndëve djegëse fosile me energji elektrike nuk do të ishte i realizueshëm; në procese specifike të industrisë dhe për transportin e mallrave. Përdorimi industrial mund të përdorë rrjetin e transmetimit të gazit natyror ose rrjetet e dedikuara H₂, ndërsa transporti me automjete pritet të përdorë LNG që furnizohet nga терминалет rajonale të LNG.

Sikurse shpjegohet më poshtë në Kapitullin 6.2 - teknologjia dhe infrastruktura aktuale nuk janë të përshtatshme për përmbajtjen e hidrogjenit në gaz që shkon më lart se rreth 20%. Përzierjet hidrogjen-gaz natyror me përqindje më të lartë të hidrogjenit janë të mundura, por kërkojnë përshtatje specifike të infrastrukturës dhe objekteve. Variacionet e larta në përbërjen e përzierjes nuk tolerohen mirë. Kjo çështje bëhet më relevant me rritjen e përmbajtjes së hidrogjenit, mirëpo priten edhe përmirësime të teknologjisë.

4.4.2.1 - Rrjetet e dedikuara të H₂ 100%

Rrjetet e gazsjellësve për H₂-100% industrial janë në funksion në Belgjikë, Francë, Gjermani dhe Holandë, pra rrjete që lidhin disa pika industriale. Këto rrjete të gazsjellësit të H₂ nuk operohen nga ndonjë OST apo OSSHby dhe përgjithësisht përdoren për t'i furnizuar me hidrogjen rafineritë, fertilizuesit dhe industritë e tjera [4].



Në Belgjikë, ekziston një rrjet i gazsjellësit të H₂ shumë i zhvilluar me më shumë se 600 km, me lidhje ndërkufitare me Holandën dhe Francën. Rrjeti i gazsjellësit të H₂ shërben për të furnizuar me H₂ proceset industriale (p.sh. rafineritë e naftës) dhe operohet nga kompani që prodhojnë H₂ (p.sh. Air Liquide). Rrjeti operon me presion ndërmjet 10 dhe 20 bar. Kështu, përvoja në dispozicion me 100% të gazsjellësve të hidrogjenit kufizohet në kapacitet më të ulët dhe presion më të ulët se sa pritet nga gazsjellësit e transmisionit.

Në 19 vende të BE aktualisht nuk ka plane për zhvillimin e gazsjellësve apo rrjeteve të H₂ 100%. Vetëm Gjermania, Franca, Polonia dhe Holanda po planifikojnë të zhvillojnë gazsjellës/rrjete të H₂ 100%, por ende nuk është përcaktuar se kush do t'i promovojë këto projekte (palët OST ose jo OST). Në Gjermani ende nuk është përcaktuar nëse rrjetet e dedikuara të gazsjellësve të H₂ 100% do të operohen nga OST i rregulluar. Vendimi varet nga procesi i vazhdueshëm politik [4].

Disa vende të BE si Austria, Belgjika, Gjermania, Letonia, Portugalia, Spanja, Franca, Rumania, Polonia, Holanda dhe Suedia kanë zhvilluar rishtazi strategji kombëtare për H₂. Franca, Gjermania dhe Holanda kanë publikuar strategji ose vizione të dedikuara për H₂, ndërsa disa Autoritete Rregullative Kombëtare (ARRK) të t jera raportojnë diskutime të vazhdueshme sa i përket rolit të H₂, sidomos në kontekst të energjisë kombëtare dhe planeve klimatike (NECP), por edhe plane të rimëkëmbjes pas pandemisë COVID-19 dhe caqet më ambicioze të dekarbonizimit që aktualisht po diskutohen [4].

5 - KORNIZA INSTITUCIONALE, LEGJISLATIVE DHE POLITIKE

5.1 - Aspektet institucionale

Një kornizë institucionale e duhur dhe efektive është vendimtare për futjen e suksesshme të gazit natyror në territorin e Kosovës. Ajo nënkupton koordinimin e duhur ndërmjet institucioneve të Kosovës përgjegjëse për krijimin e politikës energjetike dhe zbatimin e saj, rregullimin e sektorit të energjisë si dhe bashkëpunimin përkatës ndërkombëtar.

Supozohet se Republika e Kosovës synon ta mbajë rolin kryesor strategjik si politikëbërëse energjetike, pronare e një pjese strategjike në infrastrukturën e gazit dhe krijuese e kornizës ligjore dhe rregullative të sektorit të gazit.

Korniza aktuale institucionale e sektorit të energjisë buron nga pozita e Kosovës si anëtare e Komunitetit të Energjisë dhe rendit kushtetues të vendit.

Prandaj, duke iu drejtuar hierarkisë së ligjit sipas së cilës marrëveshjet ndërkombëtare të ratifikuara janë mbi ligjet kombëtare, sektori i energjisë zë një vend të rëndësishëm në Marrëveshjen e Stabilizim-Asociimit (MSA) që ka hyrë në fuqi në vitin 2016. Sipas MSA-së (neni 114) Kosova e ka për detyrim të përmbushë obligimet që kanë të bëjnë me integrimin e tregut të përbashkët rajonal, i cili përfshin Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë. Për më tepër, Traktati i Komunitetit të Energjisë (TKE) hedh themelet për projektimin institucional dhe organizativ të sektorit të energjisë në Kosovë si anëtar i Komunitetit të Energjisë dhe në këtë mënyrë përcakton qëllimet strategjike kombëtare për sektorin e energjisë: 1) rolin udhëheqës të shtetit në krijimi i një hapësire të vetme rregullatore për tregtinë e energjisë, 2) zhvillimin e konkurrencës në tregun e energjisë në një shkallë më të gjerë për t'u siguruar të gjithë qytetarëve energji bazuar në detyrimin e shërbimit publik, 3) mundësinë për të organizuar pronësinë e infrastrukturës energjetike në mënyrë që të zotërojnë objektet strategjike dhe ndërmarrjet kryesore të energjisë.

Në kontekst të kompetencave të gjera të institucioneve shtetërore, përgjegjësia për aspekte të ndryshme të sektorit të energjisë është e ndarë në disa institucione/agjenci të ndryshme publike me ndikim të drejtpërdrejtë dhe të tërthortë në zhvillimin e sektorit të gazit. Kompetencat e tyre përcaktohen në përgjithësi me dispozita kushtetuese, rregullore të administratës shtetërore dhe ligje që rregullojnë fusha të veçanta administrative si energjia, planifikimi hapësinor, ndërtimi, mbrojtja e mjedisit etj.

Ligji për Energjinë nga viti 2016 është miratuar si legjislacioni vendas kryesor në përcaktimin e një kuadri rregullator për zhvillimin e politikave dhe strategjive, dhe rolin e palëve të interesuara në zbatimin e tyre, për të siguruar furnizim të qëndrueshëm dhe efikas me energji. Ligji për Energjinë përcakton Ministrinë e Ekonomisë si organin kryesor kompetent shtetëror për sektorin e energjisë. Statusi juridik, të drejtat dhe detyrimet e pjesëmarrësve në sektorin e gazit janë të përcaktuara me Ligjin për Gazin Natyror.

Pushteti legjislativ ushtrohet nga Kuvendi i Republikës së Kosovës. Si i tillë, Kuvendi është institucioni më i lartë përfaqësues dhe legjislativ në Republikën e Kosovës përgjegjës, ndër të tjera, për miratimin e ligjeve dhe rezolutave në fushat e përgjegjësisë së institucioneve të përkohshme dhe shqyrton dhe ratifikon marrëveshjet e propozuara ndërkombëtare, brenda fushëveprimit të përgjegjësitë e saj. Lidhur me aspektin e krijimit të politikave energjetike, Kuvendi miraton Strategjinë e Energjisë pas miratimit nga Qeveria. Kuvendi gjithashtu emëron anëtarët e Bordit të ZRRE dhe mbikëqyr punën e ZRRE duke pranuar raportet vjetore të ZRRE.

Presidenti i Republikës së Kosovës është kreu i shtetit dhe përfaqëson unitetin e popullit të Republikës së Kosovës. Presidenti përveç kompetencave të tjera të përcaktuara me Kushtetutë përfaqëson Republikën e Kosovës brenda dhe jashtë dhe shpall ligjin e miratuar nga Kuvendi.

Qeveria e Republikës së Kosovës ushtron pushtetin ekzekutiv në pajtim me Kushtetutën dhe me ligj. Qeveria zbaton ligjet dhe aktet e ratifikuara nga Kuvendi i Kosovës dhe kryen veprimtari të tjera në kuadër të përgjegjësisë të përcaktuara me Kushtetutë dhe ligj. Sa i përket sektorit të energjisë, Qeveria shqyrton dhe



miraton Strategjinë e Energjisë para se të dërgohet në Kuvend për miratim. Gjithashtu, Qeveria miraton Programin e Zbatimit të Strategjisë, një dokument operacional trevjeçar për zbatimin e politikës energjetike. Lidhur me pronësinë dhe zhvillimin e infrastrukturës së gazit, qeveria gjatë procedurës së përzgjedhjes do të emërojë operatorë të sistemeve të transmetimit dhe shpërndarjes dhe në këtë mënyrë të kontrollojë funksionimin dhe zhvillimin e rrjetit të gazit.

Përveç kompetencës institucionale në Kosovë, Ministria e Ekonomisë aktualisht është përgjegjëse për çështjet e energjisë. Në kuadër të Ministrisë është krijuar një Departamenti i veçantë i Energjisë me detyrat dhe përgjegjësitë kryesore për propozimin dhe zbatimin e politikave/dokumentit strategjik të sektorit të energjisë dhe legjislacionit dhe zbatimin e detyrave që rrjedhin nga Traktati i Komunitetit të Energjisë. Departamenti i Energjisë përbëhet nga Divizioni i Sistemeve të Energjisë, Divizioni i Burimeve të Rinovueshme të Energjisë, Divizioni i Eficiencës dhe Kogjenerimit, Divizioni i Politikave të Energjisë dhe së fundi Divizioni i Standardeve dhe Rregulloreve Teknike. Ministria e Ekonomisë zhvillon Strategjinë e Energjisë (periudha dhjetëvjeçare) që përfshin synimet zhvillimore për të transformuar sektorin e energjisë në një sektor të qëndrueshëm dhe financiarisht të qëndrueshëm, si dhe për të identifikuar politikat kyçe energjetike që do të ndërmerren për tërheqjen e investimeve private, mbrojtjen e mjedisit dhe integrimin. Sektori energjetik i Kosovës në sistemet rajonale dhe evropiane. Ministria gjithashtu përgatit dokumentet dhe udhëzimet e pozicionit dhe Programin e Zbatimit të Strategjisë së Energjisë të lartpërmendur. Në mënyrë operative, Ministria përshkruan dhe mbikëqyr të gjitha procedurat administrative në lidhje me procedurat e autorizimit, certifikimit dhe licencimit që zbatohen për pjesëmarrësit në rrjet dhe nxjerr akte nënligjore të përcaktuara nga ligjet për energjinë.

Inspektorati i Energjisë nën varësinë e Ministrisë së Ekonomisë kryen mbikëqyrjen administrative të zbatimit të ligjeve që kanë të bëjnë me sektorin e energjisë dhe të gjitha legjislacioneve të tjera nënligjore që zbatojnë këto ligje.

Zyra e Rregullatorit të Energjisë (ZRRE) është themeluar në qershor të vitit 2004 si autoriteti rregullator kombëtar, sipas Ligjit për Rregullatorin e Energjisë si legjislacioni kryesor që përcakton kompetencat, autoritetet dhe funksionet e tij. ZRRE menaxhohet nga Bordi 5 anëtarësh i cili emërohet nga Kuvendi i Kosovës. Selia është në Prishtinë. ZRRE është anëtare e Bordit Rregullativ të Komunitetit të Energjisë (ECRB) dhe Këshillit të Rregullatorëve Evropianë të Energjisë (CEER), ndër të tjera bashkëpunim. ZRRE është një ent autonom, funksionalisht i pavarur që financohet me tarifat e mbledhura në autorizimin dhe licencimin e aktiviteteve energjetike. Lëshon, modifikon dhe heq licencat për ushtrimin e veprimtarisë së gazit natyror dhe mban regjistrat e licencave të lëshuara, modifikuara dhe të revokuara. Përgjegjësia e rëndësishme është certifikimi i OST-së në përputhje me kërkesat ligjore në lidhje me kriteret e ndarjes dhe të pavarësisë së vendimmarrjes. ZRRE ka kompetenca që paraprakisht të vendosë parimet dhe metodat e përcaktimit të tarifave të gazit dhe më vonë të miratojë tarifat për aktivitetet e tregut të rregulluar të gazit. Ky funksion përfshin gjithashtu monitorimin e tarifave, zgjidhjen e mosmarrëveshjeve, cilësinë e shërbimit dhe standardet për kryerjen e aktiviteteve të tregut të gazit. ZRRE do të ketë rolin kyç të miratimit të legjislacionit dytësor për tregun e gazit i cili përfshin metodologjitë tarifore për qasje në sistemin e gazit, rregullat e rrjetit të transmetimit dhe shpërndarjes, rregullat për shpërndarjen e kapaciteteve, rregullat e balancimit, etj. Edhe pse është e pavarur nga autoritetet shtetërore dhe gazi gjithashtu, bashkëpunimi me Ministrinë e Ekonomisë në zbatimin e politikave është çelësi i zhvillimit efikas të infrastrukturës që përfundimisht duhet të rezultojë në një treg funksional të gazit.

Sekretariati i Komunitetit të Energjisë (ECS) merr pjesë si organ mbikëqyrës në aktivitetet e ZRRE dhe ka të drejtë të shqyrtojë informacionin dhe dokumentacionin në lidhje me licencimin e obligimeve të shërbimeve publike. Ai mund të kërkojë certifikim për të siguruar përputhjen e operatorëve të rrjetit dhe merr pjesë në certifikimin në lidhje me vendet e treta. Krahas sa më sipër, kryen funksionin e monitorimit të raporteve në fushën e sigurisë së furnizimit.

Organet e qeverisjes vendore planifikojnë në dokumentet e tyre zhvillimore të marrin në konsideratë nevojën dhe mënyrën e furnizimit me energji dhe do t'i harmonizojnë ato dokumente me Programin e Zbatimit të Strategjisë dhe bilanci energjetike. Gjithashtu, organet e qeverisjes vendore do të bashkëpunojnë edhe me



pjesëmarrësit e tregut dhe organet shtetërore për çështjet e së drejtës së aksesit në tokat për vendosjen e pajisjeve energjetike dhe objekteve energjetike.

Në organizimin dhe zhvillimin e tregut të gazit natyror marrin pjesë edhe ministrat dhe agjencitë e tjera shtetërore, veçanërisht në kuadër të Ministrisë së Mjedisit dhe Planifikimit Hapësinor dhe Infrastrukturës (MMPHI). Kështu, në ndërtimin e rrjetit, Departamenti i Ndërtimit i MMPHI lëshon lejet dhe mbikëqyr ndërtimin. Lëshimi i lejeve mjedisore dhe lejeve të veçanta për shfrytëzimin e të mirave publike është përgjegjësi e Departamentit të Mjedisit, Departamentit të Planifikimit Hapësinor ose Departamentit të Ujërave..

Administrimi i mbrojtjes së mjedisit është i ndarë ndërmjet Qeverisë, MMPHI dhe komunave. Për të monitoruar cilësitë dhe atributet mjedisore, MMPHI themeloi Agjencinë Kosovare për Mbrojtjen e Mjedisit (AKMM).

Zhvillimi i infrastrukturës së gazit përmes zbatimit të modeleve të Partneritetit Publik-Privat (PPP) duhet të organizohet në koordinim me Ministrinë e Financave dhe Departamentin e saj Qendror për PPP, sipas Ligjit për Partneritetin Publik-Privat.

Përveç Zyrës së Rregullatorit për Energji, edhe agjencitë e tjera shtetërore duhet të identifikohen si pjesë e kornizës ligjore të Kosovës. Themelimi dhe funksionimi i pavarur i tyre bazohet në nenin 142 të Kushtetutës së Kosovës i cili rregullon agjencitë e pavarura si institucione të themeluara nga Kuvendi në bazë të ligjeve përkatëse që rregullojnë themelimin, funksionimin dhe kompetencat e tyre. Agjencitë e pavarura ushtrojnë funksionet e tyre, të pavarura nga çdo organ apo autoritet tjetër në Republikën e Kosovës. Agjencitë e pavarura kanë buxhetin e tyre që administrohet në mënyrë të pavarur sipas ligjit.

Kosova ende nuk ka krijuar një institucion për të mbikëqyrur hidrokarburet në rrjedhën e sipërme në kërkim dhe zhvillim dhe t'i organizojë ato në mënyrë konkurruese, siç bën modeli i Direktivës së Hidrokarbureve 94/22/EC të BE-së. Baza ligjore për menaxhimin e hidrokarbureve mund të gjendet në nenin 122 të Kushtetutës së Kosovës, dhe ligjvënësi ende nuk ka krijuar një agjenci të veçantë. Një zgjidhje tjetër e mundshme duhet të jetë zgjerimi i kompetencave të Komisionit të Pavarur për Miniera dhe Minerale (KPMM). KPMM rregullon aktivitetet minerare në Kosovë në përputhje me legjislacionin në fuqi, aktet nënligjore të nxjerra sipas Ligjit për Miniera dhe Minerale dhe Strategjinë e Minierave..

Duke marrë parasysh rolin e konsumatorëve në tregun e brendshëm të energjisë, një rol të rëndësishëm në mbrojtjen dhe fuqizimin e konsumatorëve i jepet agjencive të konkurrencës. Në Kosovë, ky rol i është dhënë Komisionit Kosovar të Konkurrencës (KKK) si organ i pavarur me përgjegjësi për promovimin e konkurrencës ndërmjet sipërmarrësve dhe mbrojtjen e konsumatorëve në Kosovë.

Autoriteti përgjegjës për zbatimin e Ligjit për Ndhmën Shtetërore përbëhet nga Departamenti i Ndhmës Shtetërore (DNSH), në kuadër të Ministrisë së Financave, i cili merr, analizon dhe monitoron njoftimet, dhe Komisioni i Ndhmës Shtetërore (KNSH), organi vendimmarrës.

Agjencia Kosovare për Regjistrimin e Bizneseve (ARBK) operon në kuadër të Ministrisë së Tregtisë dhe Industrisë. ARBK bën regjistrimin e të gjitha shoqërive tregtare dhe shoqërive tregtare të huaja sipas Ligjit për Shoqëritë Tregtare.

Agjencia Kosovare për Investime dhe Përkrahje të Ndërmarrjeve (KIESA) është një agjenci shtetërore me mandat për të promovuar dhe mbështetur investimet, përfshirë ato që kanë të bëjnë me sektorin e energjisë.

Bilanci vjetor i energjisë për vitin paraprak përgatitet, miratohet dhe publikohet nga Agjencia e Statistikave të Kosovës (ASK). Nga janari 2022, ASK ka filluar të publikojë çdo muaj statistikën e Energjisë.

Aktualisht, nuk ka operatorë të sistemit të transmisionit dhe shpërndarjes së gazit në Kosovë. Sipas Ligjit për Gazin Natyror, Qeveria e Kosovës do të zgjedhë dhe caktojë, në bazë të procesit konkurrues, persona juridikë si kandidatë për operatorë të sistemit të bartjes dhe deponimit. Pasi që Kosova ka implementuar Paketën e Tretë të Energjisë, subjekti që kryen detyrat e operatorit të sistemit duhet të jetë i pavarur nga aktivitetet e

gjenerimit dhe furnizimit me gaz natyror dhe nga interesat komerciale përkatëse. Kjo mund të bëhet përmes ndarjes së plotë të pronësisë sepse Ligji për Gazin Natyror deri më tani nuk njih modelin ISO ose ITO, gjë që është e mundur sipas Direktivës së Gazit. Lidhur me pavarësinë e operatorit, pavarësia e stafit dhe menaxhimit të funksionimit të OST do të jepet nga Organi Mbikëqyrës i cili konfirmon ex-ante pajtueshmërinë me kërkesat rregullative. Bordi i Drejtorëve është organi që do të operojë me OST dhe në rast se subjekti themelohet si ndërmarrje publike, anëtarët e Bordit të Drejtorëve duhet t'i nënshtrohen Ligjit për Ndërmarrjet Publike në zgjedhjen dhe mandatin e tyre. Megjithatë ligji nuk specifikon formën ligjore në të cilën do të krijohet një herë një OST, ai ka lënë mundësinë për ta bërë këtë nëpërmjet modeleve publiko-private duke garantuar pronësinë, dhe ndarjen funksionale dhe operacionale nga pjesëmarrësit e tjerë të tregut, me sa duket për të tërhequr me sukses kapitalin e nevojshëm për investim. Në këtë pjesë, ZRRE do të luajë një rol kyç në procesin e certifikimit të operatorit. Në procesin e zhvillimit të rrjetit, OST do të vazhdojë të punojë me ZRRE përmes planeve zhvillimore 10-vjeçare të vlerësuara mbi parashikimet e ofertës dhe kërkesës, pas konsultimit me të gjitha palët e interesuara. Ministria e Ekonomisë, në përputhje me legjislacionin në fuqi, do të vlerësojë nevojën e zgjerimit të infrastrukturës ekzistuese të rrjetit të gazit, për të mundësuar integrimin e gazit nga burimet e rinovueshme të energjisë. Në rast se OST nuk do të ketë kapacitet ose nuk do të bëjë investimet e nevojshme, ZRRE ka funksion korrigjues si mbikëqyrës i shkallës së dytë. Të gjitha sa më sipër për operatorin e sistemit të transmetimit zbatohen si për operatorët e sistemit të shpërndarjes ashtu edhe për operatorët e magazinimit të gazit.

Në Kosovë aktualisht nuk ka asnjë ndërmarrje në sektorin e gazit natyror, për shkak të tregut të pazhvilluar. Kjo përfshin ndërmarrjet në rrjedhën e sipërme, tregtarët, furnitorët dhe të tjerët. Duke folur për ndërmarrjet e sistemit, një përkufizim më i gjerë do të përfshinte operatorët e shpërndarjes (krijimi i kompanive lokale të shpërndarjes) dhe të sistemit të transmetimit, objektet e LNG-së dhe operatorët e magazinimit të gazit, për të cilët pronari nuk është i kufizuar vetëm në shtet.

Prandaj, edhe pse nuk ka gaz në Kosovë, ligjet për energjinë, veçanërisht Ligji për Gazin Natyror kanë përcaktuar detyrat dhe përgjegjësitë e institucioneve shtetërore, dhe operatorët e sistemit të gazit ende nuk janë themeluar dhe organizuar sipas dispozitave ligjore.

Zhvillimi i mëtejshëm i kornizave institucionale nënkupton forcimin e kapaciteteve institucionale (Ministria e Ekonomisë, ZRRE dhe OST/OSSH) në lidhje me funksionimin e sistemit të gazit, përmes trajnimeve dhe edukimit shtesë në kuadër të programit të asistencës teknike.

5.2 - Aspektet legjislative

Aspektet ligjore që kanë ndikim në futjen e gazit në territorin e Kosovës të Kosovës përcaktohen me ligje të disa fushave ligjore etj.).

Edhe pse Kushtetuta e Kosovës nuk përmban dispozita specifike për energjinë, duke pasur parasysh hierarkinë e burimeve ligjore, është e nevojshme të merren parasysh dispozitat kushtetuese që kanë të bëjnë me parimet e përgjithshme për zhvillimin e veprimtarisë ekonomike, disponimin e burimeve natyrore, organizimin dhe përgjegjësitë e shtetit dhe pushtetit lokal dhe rolin e agjencive të pavarura në shqyrtimin e aspekteve ligjore të zhvillimit të sektorit të gazit në Kosovë.

Siç u tha më herët, pjesë përbërëse e sistemit ligjor të Kosovës janë marrëveshjet ndërkombëtare të ratifikuara, Traktati i Komunitetit të Energjisë (ECT, 2006) dhe Marrëveshja e Stabilizim Asociimit (MSA, 2016). TKE dhe MSA imponojnë harmonizimin e kornizës ligjore kombëtare me Acquis për Energjinë dhe integrimin gradualisht të Kosovës në tregjet energjetike të Evropës.

Përkundër mungesës së infrastrukturës së gazit dhe ndërmarrjeve të gazit, pas obligimeve të ECT, Kosova është dashur të transpozojë Acquis-në e Gazit (Direktiva e Gazit 2009/73/BE dhe Rregullorja e Gazit 715/2009/EU), Direktiva për Furnizimin e Sigurisë 2004/67/EU gjithashtu. si Acquis për Konkurrencën (nenet 81, 82 dhe 87 të Aneksit III të TKE). Është bërë nga një paketë legjislative për energjinë e vitit 2016, Ligji për Energjinë, Ligji për Rregullatorin e Energjisë dhe Ligji për Gazin Natyror si lex specialis për sektorin e gazit. Këto ligje përcaktojnë



parimet kryesore të funksionimit të sektorit të energjisë dhe i japin ZRRE-së kompetencën për të rregulluar dhe kontrolluar tregun e gazit. Ligjet transpozojnë kërkesat formale të direktivave dhe rregulloreve përkatëse dhe vendosin bazat për planifikimin dhe zhvillimin e sektorit të gazit, kryerjen e aktiviteteve të gazit, funksionimin e sistemit dhe tregut të gazit natyror, si dhe furnizimin e konsumatorëve fundor me gaz natyror duke përfshirë mbrojtjen e personave nga kategoritë sociale në nevojë.

ZRRE ka ndjekur aktivitetet normative lidhur me sektorin e gazit përmes miratimit të rregulloreve të saj duke përfshirë rregullat e licencimit, rregullat e certifikimit të OST dhe REMIT.

Për kompletimin e kornizës ligjore dhe rregullative për gazin natyror, do të jetë e nevojshme të hartohet dhe miratohet legacioni dytësor i paraparë i përcaktuar me Ligjin për Rregullatorin e Energjisë dhe Ligjin për Gazin Natyror, së pari për funksionimin e sistemit të gazit dhe së dyti për funksionimin e tregut të gazit. Këtu përfshihet miratimi i rregullave specifike si rregullat e rrjetit të gazit (rregullat e rrjetit të transmetimit/shpërndarjes, rregullat e shpërndarjes së kapaciteteve, rregullat e menaxhimit të mbipopullimit, rregullat e balancimit), rregullat e tregut të gazit, rregullat e kalimit, kushtet e përgjithshme për furnizimin me gaz, rregullat e cilësisë së shërbimit, etj. (Ju lutemi shihni Aneksin 1 të Raportit të Rishikimit Institucional dhe Tregut, Mars 2022). Zhvillimi i këtyre rregulloreve do të kërkojë ekspertizë të specializuar dhe forcimin e kapaciteteve administrative të institucioneve përgjegjëse dhe ndërmarrjeve të gazit.

Zhvillimi i infrastrukturës së gazit do të organizohet sipas dispozitave të Ligjit për Gazin Natyror dhe Ligjit për PPP që zbatohet për të gjithë infrastrukturën energjetike (përveç kapacitetit të ri të prodhimit të energjisë elektrike) duke përfshirë edhe gazsjellësit. Ligji për PPP vendos kornizën ligjore për Partneritetet Publiko-Privat, duke përfshirë procedurën e dhënies së kontratave, përmbytjen dhe strukturën e kontratave të PPP-ve dhe kornizën institucionale përgjegjëse për menaxhimin dhe zhvillimin e PPP në Kosovë. Lidhur me projektet e infrastrukturës së gazit, PPP i referohet formave të bashkëpunimit midis autoriteteve publike dhe sektorit privat, të cilat synojnë të sigurojnë financimin, ndërtimin, menaxhimin, funksionimin dhe/ose mirëmbajtjen e infrastrukturës së gazit dhe/ose ofrimin e një shërbimi të transmetimit dhe shpërndarjes së gazit.

Ndërtimi i gazsjellësve duhet të planifikohet dhe kryhet sipas rregulloreve për planifikim hapësinor dhe ndërtim, si dhe për mbrojtjen e mjedisit dhe natyrës (Ligji për Planifikimin Hapësinor, Ligji për Ndërtim, Ligji për Mbrojtjen e Mjedisit, Ligji për Mbrojtjen e Natyrës, Ligji për Mjedisin Vlerësimi i Ndikimit, etj.). Ai nënkupton përfshirjen e infrastrukturës së gazit në dokumentet përkatëse të planifikimit hapësinor, pjesëmarrjen e publikut në procedurat e autorizimit, respektimin e kushteve dhe rregulloreve të sigurisë dhe teknike dhe zbatimin e masave për të shmangur ose zbutur ndikimet negative mjedisore.

Zhvillimi i infrastrukturës së gazit kërkon gjithashtu shlyerjen e të drejtave të pronësisë mbi tokën nëpërmjet shpronësimit të tokës, blerjes së tokës, marrjes me koncesion ose dhënies me qira afatgjatë që parashikon shfrytëzim tregtar të pronës. Prandaj, në fazën më të hershme të çdo projekti, investitorët do të duhet të bashkëpunojnë me shtetin për të zgjedhur një model të përshtatshëm për marrjen e të drejtave mbi pronat e mbuluara nga projekti i gazifikimit dhe për të ndarë në kohë fondet e mjaftueshme për t'i blerë ato. Është e rëndësishme të theksohet se Kushtetuta e Kosovës garanton të drejtat pronësore dhe nuk bën dallime ndërmjet investitorëve të huaj dhe vendas. Modelet e mësipërme të rregullimit të të drejtave pronësore kanë bazë juridike në dispozitat e Kushtetutës, Ligjit për Pronën dhe të Drejtat e tjera Sendore, Ligjit për Themelimin e Regjistrimit të të Drejtave të Pronës së Paluajtshme, Ligjit për Partneritetin Publiko-Privat, Ligjit për Gazin Natyror dhe Ligjit për Shpronësimin e Pasurive të Paluajtshme.

Korniza ligjore për themelimin e ndërmarrjeve të reja të gazit në Kosovë përbëhet nga Ligji për Shoqëritë Tregtare dhe Ligji për Ndërmarrjet Publike. Kosova ofron për shoqëritë tregtare të regjistruara, të themeluara për qëllime të lejuara dhe të regjistruara në Regjistrin, me qasje të detyrueshme publike në të dhënat. Sa i përket llojit të kompanive të përshtatshme për ndërmarrjet e gazit, Ligji për Shoqëritë Tregtare ofron shoqëri me përgjegjësi të kufizuar dhe shoqëri aksionare. Ushtrimi i të drejtave të pronësisë në ndërmarrjet publike që kryejnë aktivitete infrastrukturore në interes të përgjithshëm dhe qeverisjen e tyre korporative rregullohet me Ligjin për Ndërmarrjet Publike sipas të cilit ndërmarrjet publike (që ushtrojnë veprimtari ekonomike në interes



të përgjithshëm dhe në pronësi të shteti) themelohen si Shoqëri Aksionare dhe operojnë sipas Ligjit për Shoqëritë Tregtare.

Ligji për Shoqëritë Tregtare jep grante për regjistrimin e shoqërive tregtare të huaja ose për kapital të huaj për të themeluar shoqëri në to. Në këtë kuptim, është e rëndësishme të theksohet se Kosova me Ligjin për Investimet e Huaja garanton trajtim të drejtë dhe të barabartë për të gjithë investitorët e huaj sipas standardeve ndërkombëtare. Ligji për Investimet Strategjike rregullon procedurat për tërheqjen dhe përzgjedhjen e investimeve të huaja të kategorizuara si investime/projekte strategjike, vendase apo të huaja, me qëllim përmirësimin dhe lehtësimin e mjedisit të biznesit dhe klimës së investimeve.

Së fundi, korniza aktuale ligjore e Kosovës ofron bazë të mjaftueshme ligjore për zhvillimin e mëtejshëm rregullator dhe institucional të sektorit të gazit. Progresi i ardhshëm në kuadrin ligjor dhe rregullator, që do të thotë miratimi i legjislacionit dytësor të parashikuar në përputhje me Direktivën e Gazit dhe Rregulloren e Gazit (tarifat, rregullat e rrjetit, rregullat e tregut, kushtet për furnizimin me gaz, rregullat e ndërrimit, etj.), do të kërkojë ngritja e operatorëve funksionalë të sistemit dhe ndërtimi dhe vënia në punë e infrastrukturës së gazit.

5.3 - Aspektet politike

Zhvillimi i institucioneve dhe infrastrukturës së rrjetit të gazit për kompletimin e tregut të gazit në Kosovë varet nga një përkushtim i fuqishëm politik i Qeverisë, për të cilin themelet u hodhën në vitin 2017 me miratimin e Strategjisë së Energjisë së Republikës së Kosovës 2017-2026. Përveç synimeve që lidhen me instrumentet e tranzicionit të gjelbër, si futja e burimeve të rinovueshme, zhvillimi i qëndrueshëm dhe efienca e energjisë, vetë Strategjia e Energjisë përcakton një objektiv specifik për ndërtimin e infrastrukturës së gazit. Ndërtimi i infrastrukturës së gazit si qëllim, së bashku me parimet e sigurisë së furnizimit me energji dhe integrimin në tregjet rajonale të energjisë brenda Komunitetit të Energjisë, krijojnë një përkushtim të qartë të Kosovës ndaj gazit natyror dhe një detyrim për të zbatuar hapat e ardhshëm për ta arritur këtë. Përveç strategjive të saj politike, Kosova është e obliguar edhe me traktatet ndërkombëtare që ka ratifikuar.

Paralelisht me përpjekjet e Kosovës nën ombrellën e Komunitetit të Energjisë, të cilat më së shumti kanë të bëjnë me tregjet e liberalizuara të energjisë, një dimension tjetër në aspektin e politikave energjetike është zhvillimi i qëndrueshëm në lidhje me trajtimin e ndryshimeve klimatike. Për momentin, në përputhje me angazhimet e Kosovës sipas të drejtës ndërkombëtare, detyrimet në lidhje me politikat klimatike burojnë nga Rregullorja e Qeverisjes 2018/1999, duke qenë pjesë e *acquis* të EnC, e cila përcakton rregulla të përbashkëta për planifikimin, raportimin dhe monitorimin e politikave dhe synimeve të energjisë dhe klimës. Në veçanti, Palëve Kontraktuese do t'u kërkohej të paraqesin Plane Kombëtare të Energjisë dhe Klimës. Për më tepër, edhe pse Kosova nuk ka ratifikuar Konventën Kornizë të Kombeve të Bashkuara për Ndryshimet Klimatike të vitit 1992, Protokollin e Kiotos të vitit 1997 dhe Marrëveshjen e Parisit të vitit 2015, ajo duhet të konsiderojë miratimin e politikave që pasqyrojnë qëllimet e karbonit të atyre marrëveshjeve. Duke vepruar kështu, qarku do të mundësonte mundësi për miratimin e politikave ndërkufitare të klimës dhe do të lehtësonte rrugën e tij drejt një ekonomie të qëndrueshme.

Për më tepër, edhe pse nuk është një shtet anëtar i Bashkimit Evropian, Kosova përmes Agjendës së Gjelbër të Ballkanit Perëndimor duhet të vijojë linjat e politikave të zhvilluara sipas Marrëveshjes së Gjelbër Evropiane, e cila përcakton drejtimin afatgjatë të udhëtimit për përmbushjen e objektivit të neutralitetit klimatik të vitit 2050 përmes të gjitha politikave, në një mënyrë shoqërore të drejtë dhe me kosto efektive dhe siguron që kalimi në neutralitetin e klimës është i pakthyeshëm. Marrëveshja e Gjelbër Evropiane dhe Agjenda e Gjelbër e BE për Ballkanin Perëndimor nuk e përjashtojnë gazin natyror nga udhërrëfyesi i tyre, por përkundrazi theksojnë se infrastruktura e gazit duhet të jetë në pajtueshmëri me gazet e dekarbonizuara në të ardhmen. Më pas, roli i gazit natyror si lëndë djegëse kalimtare njihet sipas Direktivës së Infrastrukturës së Karburanteve Alternative të vitit 2014, që e parashikon LNG si lëndë djegëse kryesore kalimtare për ekonominë e gjelbër. Megjithatë, ndërtimi i sistemit të gazit dhe krijimi i një tregu të liberalizuar siç duhet të gazit duhet të jenë hapat e parë strategjikë për Kosovën për t'iu bashkuar tregjeve energjetike të BE.



Detyrimi për krijimin dhe integrimin e tregjeve të energjisë rezultoi në miratimin e tre ligjeve që hodhën bazën për ndërtimin e tregut dhe zbatimin e mëtejshëm të politikës së zhvillimit të sektorit të gazit, përkatësisht Ligji për Energjinë, Ligji për Rregullatorin e Energjisë dhe Ligji për Gazin Natyror. Me këto aktivitete, Kosova ka harmonizuar mjaftueshëm legjislacionin e vet me *acquis communautaire* të Komunitetit të Energjisë, kështu që zhvillimi i mëtejshëm i kornizës ligjore, veçanërisht ligji sekondar që mbulon kodet e rrjetit dhe rregullat e tregut do të varet nga ndërtimi i rrjetit. Duke pasur parasysh se kushti i mëparshëm për ndërtimin e rrjetit është themelimi i operatorëve të sistemit të gazit, përpjekjet e Kosovës duhet të fokusohen në ndërtimin e institucioneve dhe krijimin e një operatori të aftë të sistemit të transmetimit. Në përputhje me Ligjin për Gazin Natyror, përcaktimi i OST duhet të bëhet përmes një forme të partneritetit publiko-privat, por është e nevojshme që paraprakisht të themelohet një kompani adekuate që të shërbejë si vegël për ato aktivitete.

Prandaj, veprimi kryesor i politikës së Qeverisë së Kosovës në ndërtimin e tregut të gazit duhet të jetë vendimi për themelimin e një kompanie që do të emërohet si operator i sistemit të transmissioinit. Kjo kompani duhet të jetë e konceptuar në mënyrë strategjike, mundësisht në pronësi të shtetit, të ketë një strukturë kapitali që do të mundësonte financimin e ndërtimit të rrjetit qoftë nëpërmjet kapitalit të partnerëve të huaj, mundësinë e qasjes në tregjet e kapitalit apo kredive institucionale. Krijimi i OST së gazit është parakusht për zhvillimin e rrjetit sepse vetëm OST planifikon zhvillimin e rrjetit të gazit dhe nëpërmjet bashkëpunimit me OST fqinje siguron integrimin e sistemit kombëtar të gazit në tregjet rajonale. Planet e zhvillimit të rrjetit të gazit dhe ndërlidhjet janë subjekt i miratimit paraprak rregullator dhe janë gjithashtu bazë për financimin e projektit të ndërtimit të rrjetit. Operatori i sistemit të transmetimit që do të krijohet duhet të angazhohet në formë të ndryshme të bashkëpunimit ndërkombëtar me të gjitha palët e interesuara në sektorin e gazit, si me biznese, ashtu dhe me institucione, në mënyrë që të forcojë kapacitetin e tij për fazën operative pasi rrjeti të ndërtohet.

Për më tepër, themeli i operatorit të sistemit të transmetimit të gazit duhet të jetë qëllimi strategjik i politikës së Kosovës për energjinë dhe gazin. Vetë udhërrëfyesi për të kompletuar tregun e gazit duke respektuar detyrimet sipas Strategjisë së Energjisë në drejtim të qëndrueshmërisë përfshin aktivitetet e mëposhtme:

1. Vazhdimi i aktiviteteve politike drejt neutralitetit klimatik dhe integritetit në Tregun e Brendshëm të Energjisë së BE dhe EnC;
2. Nevoja për ndryshim/amendim të ligjeve në lidhje me themelimin e OST së gazit - miratimi i standardeve për mbrojtjen e investimeve të huaja dhe ndryshimi i ligjeve për t'i lejuar OST të ardhshme të zotërojnë rrjetin e gazit (të drejtat pronësore). Përveç kësaj, siç nënvizohet në Raportin e Rishikimit Institucional dhe të Tregut, të rishikohen Rregullat e ZRRE për certifikimin e operatorëve të sistemit të transmissioinit;
3. Krijimi i një shoqërie operatori të sistemit të transmissioinit të gazit;
4. Projektimi dhe certifikimi i OST të gazit dhe certifikimi i OST të gazit në lidhje me vendet e treta;
5. Forcimi i kapaciteteve të OST të gazit, Ministria e Ekonomisë dhe Zyra e Rregullatorit për Energji, ndarja e fondeve të mjaftueshme për fuqizimin e tyre dhe krijimi i tregut të gazit natyror në bashkëpunim me institucionet e huaja, ndërmarrjet e gazit dhe aktorët e tregut të gazit. Përveç kësaj, është e nevojshme të zhvillohen fushata të përshtatura të marketingut për të edukuar qytetarët mbi rolin e tyre si klientë të ardhshëm;
6. Të mbahen parasysh aspektet e tjera ligjore që plotësojnë zhvillimin e infrastrukturës së gazit, përfshirë hartimin e marrëveshjeve kontraktuale të transportit dhe furnizimit, përgatitjen e ligjit dytësor, menaxhimin ligjor për shpronësimet, etj.

Si përfundim, miratimi i udhërrëfyesit të lartpërmendur do të siguronte që Kosova të bëjë përparim të besueshëm dhe të matshëm drejt futjes së gjerë të gazit natyror në vend dhe drejt detyrimit të saj që rrjedh nga anëtarësimi në Komunitetin e Energjisë.

5.4 - Modele të tregut të OST/OSSH

Ashtu si u tha më lart, themelimi i operatorëve të sistemit të gazit duhet të jetë qëllimi strategjik i politikës së Kosovës për energjinë dhe gazin për të siguruar gazifikimin e vendit dhe zhvillimin e tregut të gazit natyror. Kjo duhet të bëhet duke ndjekur Ligjin për Gazin Natyror i cili drejtpërdrejt i referohet Ligjit për Rregullatorin e Energjisë dhe Ligjit për Partneritetin Publiko-Privat. Ligji për Rregullatorin e Energjisë përcakton kornizën procedurale për certifikimin e operatorëve të sistemit, ndërsa Ligji për Partneritetin Publike-Private parashikon rregullat për dhënien e të drejtave për ndërtimin dhe/ose operimin e infrastrukturës së rrjetit të gazit.

Është e rëndësishme të theksohet se në përputhje me Ligjin për Gazin Natyror, Qeveria e Kosovës do të zgjedhë një kompani për shërbimin e OST së gazit me anë të një proces tenderimi publik të zhvilluar në përputhje me Ligjin për PPP. Më vonë, kompania e përzgjedhur duhet të licencohet dhe certifikohet nga ZRRE sipas rregullave të ZRRE. Kur ZRRE konfirmon se kompania e përzgjedhur është në përputhje me rregullat për ndarjen e pronësisë, Qeveria e Kosovës përfundimisht do të miratojë dhe caktojë një OST të gazit, duke respektuar opinionin zyrtar të Komunitetit të Energjisë.

Meqë fillimi i procedurës së themelimit të OST është vendim politik, ky angazhim i Qeverisë mund të bëhet paralelisht me aktivitetin më të gjerë legjislativ që do të përmirësonte legjislacionin tjetër në fuqi që ka të bëjë me zhvillimin e tregut të gazit në Kosovë. Këto çështje ligjore përfshijnë të drejtat pronësore, mbrojtjen e investimeve të huaja, qeverisjen e korporatave, etj.

Ajo që e dallon Kosovën nga anëtarët e tjerë të EnC është mungesa e aktiviteteve të gazit dhe ndërmarrjeve të gazit ose më konkretisht e ndonjë kompanie të integruar vertikalisht të gazit, kështu që në Kosovë nuk ka nevojë që një kompani ekzistuese e gazit të zërthehet. Kjo është arsyeja që ligjvënësi i Kosovës përmes Ligjit për Gazin Natyror pranoi modelin e tregut të vetëm për OST të gazit, ndarjen në pronësi të plotë të operatorit të sistemit të transimit. Prandaj, Ligji për Gazin Natyror përcakton që OST e gazit të ndahet plotësisht në pronësi nga funksionet e prodhimit dhe furnizimit me gaz. Pajtuëshmëria me ndarjen e pronësisë do të thotë që ndërmarrja, e cila është pronare e sistemit të transimitit, vepron gjithashtu si OST e gazit dhe rrjedhimisht është përgjegjëse për ndërtimin e rrjetit të gazit, dhënien dhe menaxhimin e aksesit të palëve të treta mbi baza jodiskriminuese për përdoruesit e sistemit, mbledhjen e tarifave të aksesit, tarifave të mbingarkesës dhe pagesat sipas mekanizmit të kompensimit ndërmjet OST dhe mirëmbajtjes dhe zhvillimit të rrjetit të gazit. Për sa i përket investimeve, pronari i sistemit të transimitit është përgjegjës për të siguruar aftësinë afatgjatë të sistemit të transimitit të gazit për të përmbushur kërkesën e arsyeshme përmes planifikimit të investimeve. Vetë Ligji për Gazin Natyror nuk përcakton asnjë kufizim në aspektin e pronësisë apo kapitalit për kompanitë në fjalë.

Sa i përket OSSH, kërkesat ligjore janë më pak strikte. Kjo për faktin e rolit të shërbimeve publike që mund të shërbejnë rrjetet e shpërndarjes. Pra, Ligji për Gazin Natyror për OSSH kërkon vetëm ndarje në formë ligjore, organizimi dhe vendimesh, nga aktivitetet tjera që nuk kanë të bëjnë me shpërndarjen e gazit. E njëjta gjë vlen edhe për operatorët e sistemit të depozitimit të gazit.

Sa i përket procedurës së përzgjedhjes së OSSH, Qeveria e Kosovës do të zgjedhë dhe caktojë, në bazë të procesit konkurrues, një ose më shumë persona juridikë si kandidatë për OSSH dhe kandidatët do të aplikojnë për licencë në ZRRE. Për më tepër, zhvillimi i rrjetit të shpërndarjes së gazit dhe përcaktimi i OSSH-së duhet të bëhet përmes zbatimit të Ligjit për Partneritet Publiko-Privat dhe modeleve PPP si koncesionet.

Ligji për Gazin Natyror me Art. 31. prezanton mundësinë e një Operatori të Kombinuar të Gazit si një ndërmarrje që përbëhet nga operatori i sistemit të transimitit, magazinimit dhe shpërndarjes nëse operatori i kombinuar përmbush kërkesat për ndarjen dhe pavarësinë e OST. Kjo mundësi duhet të zhvillohet në bashkëpunim me institucionet përgjegjëse shtetërore (Ministria, ZRRE) dhe përmes forcimit të mëtejshëm të kapaciteteve institucionale të operatorit të sistemit dhe mbështetjes së zhvillimit të metodologjive tarifore dhe kodeve të rrjetit.

Ligji jep mundësi për të zgjedhur dhe themeluar një ose më shumë OST dhe OSSH të gazit. Konsulenti vëren se këto opsione duhet të merren parasysh duke marrë parasysh qëllimet e shtetit për gazifikimin e vendit,



përkatësisht në funksion të i) nxitjes së zhvillimit ekonomik, ii) diversifikimit të burimeve të energjisë iii) optimizimit të kostos së mirëmbajtjes së rrjetit, iv) sigurimit të sigurisë dhe përballueshmëria e gazit natyror për konsumatorët dhe v) tranzicioni i energjisë me dekarbonizim. Gjithashtu, duhet të merren parasysh parametra të tjerë si distanca e rrjetit, karakteristikat teknike, numri i konsumatorëve, etj.

Në këtë kontekst, sugjerohet një OST e vetme e gazit (një nga opsionet është që të jetë KOSTT, OST e energjisë elektrike, duke respektuar kërkesat e ndarjes në sektorin e energjisë elektrike dhe gazit) që do të menaxhojë zhvillimin dhe ndërtimin e infrastrukturës së transmetimit të gazit përmes një plani adekuat investimi dhe qasjeje në burimet financiare.

Për momentin, asnjë ndërmarrje specifike e gazit nuk shihet si kandidate potenciale për rolin e OSSH të gazit që do të zhvillonin rrjetin(et) e shpërndarjes së gazit natyror në Kosovë.

Zhvillimi i sistemit të shpërndarjes së gazit në Kosovë do të bëhet përmes aplikimit të modelit PPP, koncesionit të punës dhe shërbimit, ku autoriteti publik (Qeveria e Kosovës), përmes përcaktimit të kriterëve të koncesionit mund të zgjedhë opsionin i) në të cilin një OSSH nacionale do të zhvillojë një rrjet të shpërndarjes së gazit në të gjithë vendin ose ii) ku sektori i shpërndarjes së gazit do të fragmentohet në disa zona koncesionare të operuara nga koncesionarë të ndryshëm-OSSH.

Në të dyja rastet, kandidatët e përzgjedhur për OSSH duhet të plotësojnë kërkesat e përcaktuara rregullatore dhe kriteret e kapacitetit teknik dhe financiar. Gjithashtu, në të dyja rastet, koncesioni për një zonë të caktuar mund të merret vetëm nga një subjekt, pra është një lloj monopoli natyror dhe duhet të rregullohet nga shteti nëpërmjet mjeteve legale, koncesionit dhe licencës rregullatore.

Gjithashtu, korniza ligjore aktuale (Ligji për Gazin Natyror dhe Ligji për PPP) si autoritet publik njeh pushtetin qendror, por, në shumicën e vendeve të BE, shpërndarja është zhvilluar nga ose së bashku me autoritetet lokale ose rajonale, kryesisht në formën të monopoleve vendore të shpërndarjes.

Prandaj, është e mundur të shqyrtohet një opsion për përfshirjen e pushtetit vendor (bashkitë) në procedurën e tenderit, nëpërmjet ndryshimeve në kuadrin ligjor, ose nëpërmjet vendosjes së bashkëpunimit kontraktual duke pasur parasysh nevojat e tyre zhvillimore dhe ndarjen e fondeve (tarifat koncesionare dhe të tjera taksat) në buxhetet vendore.

Krijimi i një OSSH të vetme në nivel shtetëror do të nënkuptonte pozicionin e saj më të mirë negociues ndaj furnitorëve duke përfshirë kosto më të ulëta investimi, (kosto ndërtimi, prokurim i pajisjeve dhe pajisjeve matëse, standarde teknike uniforme, kontraktim i vetëm, etj.). Kështu, duke kontribuar në ndërtimin më të shpejtë të rrjetit të shpërndarjes së gazit, tarifa më të ulëta, cilësi më të mirë të shërbimit dhe stabilitet biznesi.

Gjithashtu, duke pasur parasysh madhësinë e zonës së koncesionit, gjatësinë e rrjetit dhe numrin e përdoruesve të rrjetit, ky opsion ndoshta do të tërhiqte një kompani "të madhe" me reputacion që do të kishte të gjitha kapacitetet e nevojshme teknike, financiare dhe njerëzore për të zbatuar projektin.

Megjithatë, një OSSH e vetme si monopolist për të gjithë vendin mund të përbëjë një kërcënim për konkurrencën dhe është e rëndësishme që shteti nëpërmjet një kuadri rregullator transparent dhe të qëndrueshëm, nga njëra anë, të japë nxitjen për ndërtimin e një rrjeti dhe garantimin e sigurisë së kthimin e investimit, dhe nga ana tjetër garanton akses të përballueshëm dhe të sigurt në rrjetin e shpërndarjes së gazit.

Opsioni i dytë do të përfshinte më shumë shpërndarës "më të vegjël" në disa zona të ndryshme të shpërndarjes, të lidhura me qytetin ose disa bashki. Ky opsion mund të rezultojë në kandidatë më të kualifikuar me aftësinë për i) të rrisin kapitalin e nevojshëm për investimin fillestar të sistemit të shpërndarjes dhe zgjerimin e ardhshëm, ii) të identifikojnë nevojat specifike të qeverisjes vendore dhe të forcojnë infrastrukturën e biznesit vendor dhe të krijojnë vende pune lokale. Disavantazhi kryesor janë kostot potencialisht më të larta të ndërtimit të rrjetit dhe shërbimeve të shpërndarjes gjatë periudhës së koncesionit dhe kërkesat komplekse për administratën shtetërore.



6 - VLERËSIMI TEKNO-EKONOMIK I SISTEMIT TË TRANSMISIONIT

6.1 - Informatat bazë

Si pjesë e zhvillimit fillestar të planit të gazit, u zhvillua një rrjet i përkohshëm i transmisionit të gazit në mbarë Kosovën me qëllim që të arrijë në të gjitha qendrat kryesore të konsumit në mënyrën më ekonomike dhe me ndikimin minimal në mjedis. Koncepti i propozuar mbështetet në lidhjen me sistemin e transmisionit të gazit të Maqedonisë së Veriut.

Për të përcaktuar linjën e gazsjellësit, hartat zyrtare kombëtare topografike 1:25000 u përdorën së bashku me softuerin e hartave të Google Earth në dispozicion të publikut. U përzgjedhën korridoret/linjat e përshtatshme për gazsjellësit, duke minimizuar gjatësinë, koston dhe ndikimet mjedisore të sistemit të propozuar të gazsjellësit. Është bërë edhe optimizimi bazë hidraulik

Në përgjithësi, linjat e përkohshme të gazsjellësit do të vlerësohen nga pikëpamja teknike, ekonomike dhe mjedisore dhe do të vendoset fizibiliteti i tyre për ndërtimin. Linjat duhet të ndërtohen duke përdorur praktika të përcaktuara mirë të ndërtimit të gazsjellësve, sikurse përshkruhet në këtë raport.

Linjat e gazsjellësit përshkojnë peizazhe të ndryshme, që variojnë nga toka e sheshtë dhe e punueshme në rajonet malore dhe shkëmbore. Linjat e gazsjellësit kalojnë disa lumenj, hekurudha, autostrada dhe rrugë më të vogla. Përshtatshmëria e secilit vendkalim dhe teknika e propozuar e kalimit do të vlerësohet dhe konfirmohet për rrugët e zgjedhura në portofolin e projektit prioritar.

6.1.1 - Linjat e gazsjellësit

Skica paraprake e sistemit të transmissiionit të gazit për Kosovën përbëhet nga interkoneksioni i gazit të Maqedonisë së Veriut - Kosovë, unaza e gazit të Kosovës që arrin tek një numër potencialisht më i madh i konsumatorëve dhe degëzimet e transmissiionit të gazit sikurse paraqiten në **Figurën 32**. Në **Shojcën 2** paraqitet harta e detajuar.

FIGURA 32 – SKICA PARAPRAKE E GAZSJELLËSVE TË PLANIFIKUAR TË TRANSMISIONIT TË GAZIT PËR KOSOVËN



REPUBLIKA E KOSOVËS

SKICA E PËRGJITHSHME E GAZSJELLËSVE PËR TRANSMISIONIN E GAZIT



Objektet mbitokësore
Vendndodhja potenciale e CCGT
Interkoneksioni Maqedoni e Veriut – Kosove
Gazsjellësi i transmisionit për Kosovën – unaza e gazit
Tubacionet e degëzuara të transmisionit të Kosovës
ALKOGAP

6.1.1.1 - Gazsjellësi kufiri MKD/KOS në Prishtinë

Interkoneksioni i planifikuar Maqedoni e Veriut – Kosovë (SKOPRI) pritet të jetë shtylla kryesore e sistemit të transmisionit të gazit në Kosovë. Në territorin e Kosovës, ky gazsjellës kryesor është 75,3 km i gjatë, me lartësi nga 535 m në 965 m (a.s.l.).

Pikënisja e interkoneksionit të gazit në Kosovë është pikëkalimi kufitar KOS/MKD që gjendet në pjesën veriore të fshatit Bllace në Maqedoni. Pika përfundimtare është objekti mbitokësor SPT/SMRP Prishtina 2.

Ky gazsjellës shtjellohet më në detaje në *Studimin e fizibilitetit (SF) për interkoneksionin e gazit Maqedoni e Veriut – Kosovë* [5] që është duke u bërë.

Sa i përket konsumin potencial, optimizimi hidraulik i të gjithë sistemit të transmisionit të gazit të Kosovës dallon 6 seksioni të këtij gazsjellësi kryesor Shkup-Prishtinë të cilët paraqiten dhe përshkruhen në **tabela 11**.

TABELA 11 – SEKSIONET E INTERKONEKSIONIT TË GAZIT MKD-KOS

Fillimi i seksionit– fundi i seksionit, Gjatësia (km)	Përshkrimi teknik, gjeologjik, hidrogeologjik dhe gjeoteknik
Kufiri KOS/MKD tek SBV/SMRPSmire; 17,5	Në km 0,314 të interkoneksionit MKD-KOS të gazit, SBV Hani i Elezit është planifikuar si pikënisje e degës së transmisionit në fabrikën Sharrcem. Për 17 km të para, linja përshkon pjesën malore të Kaçanikut, duke u shtrirë në veri përgjatë kreshtave të anës lindore të grykës së Kaçanikut. Pas kalimit të zonës së Drenogllavës, rruga ngadalë zbrit në drejtim të veriut drejt Smires. Në km 17,42 është planifikuar SBV Smire me hapësirën e rezervuar për SMRP e ardhshme. Nga aspekti gjeologo-gjeoteknik terreni është i përbërë nga materiale shkëmbore të përfaqësuara nga rreshpe, gneiss, mermer, gëlqeror, sedimente flishore etj. Në përgjithësi, terreni përgjatë shtrirjes është i qëndrueshëm. Gërmimi në fazën e ndërtimit do të bëhet më së shumti në kategorinë V dhe VI, ndërsa përqindje e ulët në kategorinë IV (GN-200). Komente lidhur me llojet e zonave të kryqëzuara: Zonat kryesisht malore; lartësitë 550-965 m; Korridor i është malor por i aksesueshëm me makinë pothuajse në të gjithë gjatësinë e tij duke përdorur rrugë malore dhe të paasfaltuara. Në jugperëndim nga Smire fillon zona e sheshtë bujqësore.
SBV/SMRP Smire tek SPT/SMRP Ferizaj; 14,2	Linja vazhdon duke kaluar në perëndim nga Vitia, kalon rrugën kryesore të asfaltuar R122; qarkon në lindje nga Ferizaj, pastaj shtrihet më në veri duke kaluar shumë rrugë dhe kanale të vogla. Linja përshkon rrugën M25-3 dhe në përgjithësi kalon ndërmjet zonave urbane të Lipjanit dhe autoudhës R6. SPT/SMRP Ferizaj është planifikuar afër Ferizajt, në km 31,62 ku është rezervuar hapësira për SMRP të ardhshme, si dhe për stacionet e pastrimit: SPT (një linjë) deri në Gjilan, SPT (një linjë) deri në Prizren. Terreni është kryesisht i rrafshët, i përbërë nga sedimente të pakufizuara rërë, argjila, në disa pjesë edhe zhavorr, të cilët kanë përkatësisht densitet të ulët dhe diagjenezë të dobët. Janë të favorshme për gërmim në fazën e ndërtimit dhe pritet të jenë në kategorinë III dhe IV, ndërsa në seksion shumë të vogël në kategorinë V (GN-200). Në disa pjesë të terrenit ka procese gjeologjike të kohëve të fundit si gryka dhe erozioni i materialit sipërfaqësor. Prandaj, bazamenti rekomandohet të jetë më i thellë se zakonisht. Për shkak të nivelit të lartë të ujërave nëntokësore, në disa pika në 1-2 m nën lartësinë e tokës, dhe thellësisë së themelit nën tabelën e ujërave nëntokësore, vëmendje e duhur duhet t'i

Fillimi i seksionit– fundi i seksionit, Gjatësia (km)	Përshkrimi teknik, gjeologjik, hidrogeologjik dhe gjeoteknik
	kushtohet efekteve të korrozionit. Në përgjithësi, terreni mund të vlerësohet si i favorshëm për ndërtimin e gazsjellësit. Komente lidhur me llojet e zonave të kryqëzuara: Zona bujqësore kodrinore, pastaj kryesisht të rrafshta; lartësitë 500-600 m; kalimet rrugore.
SPT/SMRP Ferizaj tek SBV Banulla; 16,2	Seksioni Ferizaj - Babushi - Banullë, karakterizohet me disa vendkalime kryesore rrugore. Në Babush linja përshkon autosudhën R6, pastaj rrugën M2. Shih seksionin e mëparshëm. Komente lidhur me llojet e sipërfaqeve të kryqëzuara: Sipërfaqe bujqësore kryesisht të sheshta; lartësitë 550-600 m; vendkalimet kryesore rrugore.
SBV Banulla tek SBV/SMRP Lipjan; 8,0	Pas SBV Banulla vijon vendkalimi rrugor R102. Duke vazhduar në veri, linja përshkon rrugën M25, duke u kthyer pak në perëndim në drejtim të zonës së aeroportit të Prishtinës. Pas një vendkalimi hekurudhor, SBV Lipjan ka hapësirë të rezervuar për SMRP të ardhshme. Shiko nën SBV/SMRP Smire - SPT/SMRP Ferizaj. Komente lidhur me llojet e zonave të kryqëzuara: Kryesisht zona e sheshtë; lartësitë 540-565 m; kalimet e rrugëve kryesore dhe hekurudhave.
SBV/SMRP Lipjan tek SPT/SMRP Prishtina 1; 6,7	Ky seksion shtrihet mbi toka bujqësore dhe të banuara në përgjithësi në zonën e lumit Sitnica. SPT/SMRP Prishtina 1 për furnizimin e qytetit, dhe lidhja për degën e ardhshme të gazsjellësit për në Drenas (Ferronikeli) gjendet pas kalimit të lumit Sitnica dhe hekurudhës. Shiko nën SBV/SMRP Smire - SPT/SMRP Ferizaj. Komente lidhur me llojet e zonave të kryqëzuara: Zona të sheshta bujqësore dhe të banuara; lartësitë 535-560 m; disa vendkalime kryesore.
SPT/SMRP Prishtina 1 tek SPT/SMRP Prishtina 2; 12,7	Duke vazhduar në veri, itinerari kalon në rrugën kryesore të asfaltuar M9, pastaj ndryshon drejtimin në verilindje në drejtim të Fushë Kosovës, duke kaluar dy hekurudha. Rruga shtrihet më në veri paralelisht me lumin Sitnica për të arritur në vendkalimin e lumit Drenica, rrotullohet në perëndim rreth Lismirit dhe vazhdon duke ndjekur lumin Sitnica në drejtim të veriut, pastaj kalon lumin Sitnica përsëri duke përfunduar në objektin mbitorësor SMRP Prishtina 2. Shihni në SBV/SMRP Smire - SPT/SMRP Ferizaj. Komente lidhur me llojet e zonave të kryqëzuara: Zona e sheshtë; lartësitë 530-550 m; Fundi i linjës drejt SPT/SMRP Prishtinë 2, paralel me lumin Sitnica, kalimet HDD të Drenicës dhe lumit Sitnica.
Gjatësia totale: 75,3 km	

Seksionet e tjera të shqyrtuara të skicës paraprake të sistemit të transmissioinit të gazit të Kosovës paraqiten në seksionet më poshtë.

6.1.1.2 - Gazsjellësi Ferizaj - Prizren

Ky gazsjellësi i transmissioinit të gazit është 54,9 km i gjatë, shtrihet në drejtimin e përgjithshëm Lindje-Perëndim, lartësitë nga 350 m në 1290 m (a.s.l.).

Pikënisja e gazsjellësit është SPT/SMRP Ferizaj. Pika e përfundimit të gazsjellësit është SMPT/SMRP Prizren.

Sa i përket konsumit potencial, optimizimi hidraulik i të gjithë sistemit të transmissioinit të gazit të Kosovës dallon 2 seksione të këtij gazsjellësi kryesor që paraqiten dhe përshkruhen në **Tabela 12**.

TABELA 12 – SEKSIONET E GAZSJELLËSIT FERIZAJ - PRIZREN	
Fillimi fundi i seksionit, Gjatësia (km)	Përshkrimi teknik, gjeologjik, hidrogeologjik dhe gjeoteknik
SPT/SMRP Ferizaj tek SMRP Suhareka; 39,6	Pjesa e parë nga SPT/SMRP Ferizaj në drejtim të lindjes në gjatësi prej përafërsisht 12,9 km përfundon në veriperëndim nga vendbanimi Balaj dhe ndodhet kryesisht në tokat e rrafshta bujqësore, duke hyrë në zonat e banuara vetëm afër vendkalimeve rrugore, si vendkalimi i autoudhës R6 (afër Sojevës), rruga kryesore Ferizaj - vendkalimi Lipjan (M2) dhe vendkalimi i M25-3. Më pas, korridori përshkon zonat kodrinore, pastaj malore në një gjatësi prej 18,8 km duke kaluar Jezercën, duke arritur lartësinë 1290 m. Nga Bukoshi në SMRP Suharekë korridori kalon tokat e sheshta bujqësore dhe disa objekte më të mëdha në Suharekë, lartësitë deri në 400 m, gjatësia 7,9 km. Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në km 0+000-14+400 është kryesisht planar (450-600 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike (graje, përmbysje, sinklina etj.). Në disa pjesë shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe prurje më të vogla ujore. Pjesa më e madhe e seksionit kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Në fazën e ndërtimit janë të mundshme proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si larja, gërvishtja, rrëshqitjet e gurëve, talusi etj. Komente lidhur me llojet e zonave të kryqëzuara: Toka bujqësore të rrafshta të kombinuara me zonat malore; lartësitë nga 420 m deri në 1290 m
SMRP Suhareka Tek SPT/SMRP Prizren; 15,3	Pjesa e mbetur vazhdon të arrijë në SPT/SMRP Prizren. Ajo ndjek autoudhën R7 (Dr. Ibrahim Rugova) në të gjithë gjatësinë e saj duke përshkuar disa rrugë lokale (si në Ternje/Leshan). Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e shtrirjes, është kryesisht planar (320-400 m e.s.l.), nga aspekti tektonik, terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike (graje, përmbysje, sinklina etj.). Në disa vendndodhje linja përshkon rrugë rajonale dhe lokale si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla, me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore. Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si erozioni lumor mund të jenë paraqitje të shpeshta përgjatë shtretërve të lumenjve, ndërsa paraqitjet si larja, gërvishtja etj. mund të jenë dukuri të rralla në fazën e ndërtimit. Komente lidhur me llojet e zonave të kryqëzuara: Zona bujqësore kryesisht të rrafshta, të banuara rrallë; lartësitë 345 m deri në 420 m
Gjatësia totale: 54,9 km	

6.1.1.3 - Hazsjellësi Prizren - Gjakovë

Ky gazsjellës i transmissioinit të gazit është 28.8 km i gjatë, shtrihet në drejtimin e përgjithshëm të veriperëndimit duke përcjellë korridorin e rrugës R107 (rruga Prizren – Gjakovë – Pejë), lartësitë nga 300 m deri 370 m (a.s.l.).

Pikënisja e gazsjellësit është SPT/SMRP Prizren. Pika e përfundimit të gazsjellësit është SMRP Gjakova.

Sa i përket konsumit potencial, optimizimi hidraulik i të gjithë sistemit të transmissioinit të gazit të Kosovës dallon 2 seksione të këtij gazsjellësi kryesor që paraqiten dhe përshkruhen në **Tabela 13**.

TABELA 13 – SEKSIONET E GAZSJELLËSIT PRIZREN - GJAKOVË

Fillimi – fundi i seksionit, Gjatësia (km)	Përshkrimi teknik, gjeologjik, hidrogeologjik dhe gjeoteknik
SPT/SMRP Prizren Tek SBV Krushe e Madhe; 13,3	Ky seksion fillon nga SPT/SMRP Prizren në drejtim të veriperëndimit në gjatësi prej përafërsisht. 13,3 km përfundon në VP nga Krusha e Madhe dhe ndjek rrugën R107 dhe periferi të zonave të banuara pranë rrugës. Linja e përshkon dy herë rrugën R107 dhe përroin e Toplugës. Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e shtrirjes është kryesisht planar (350-410 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike (graje, përmbysje etj.). Proceset bashkëkohore si gërryerja, larja, erozioni etj. janë të zhvilluara dobët me përjashtim të erozionit lumor. Në disa lokacione linja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, hekurudhore, si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla (lumi Topluga, lumi Korishka, Jaglenica etj.), me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore. Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si erozioni lumor mund të kenë paraqitje të shpeshta përgjatë shtretërve të lumenjve, ndërsa paraqitjet si larje, gërvishtje etj. Mund të jenë të rralla në fazën e ndërtimit. Komente lidhur me llojet e zonave të kryqëzuara: Zona bujqësore kryesisht të rrafshta, që hyjnë në zonat e banuara vetëm pranë vendkalimeve rrugore; lartësitë 300-400 m.
SBV Krushe e Madhe tek SMRP Gjakovë; 15,5	Ky seksion vazhdon mbi tokat e sheshta bujqësore në një gjatësi prej 15,5 km, duke kaluar sërish rrugën R107 dhe lumin Drini i Bardhë. Duke vazhduar përgjatë luginës së lumit në VP, rruga arrin në qytezën Fshat, përsëri kalon rrugën R107, pastaj përroin Ereniku, pas së cilës, duke mbetur në korridorin e përgjithshëm të R107, arrin në pjesën lindore të Gjakovës në pjesën e sipërme. objekti i gazsjellësit SMRP Gjakovë. Në të gjithë gjatësinë e tij prej 15,5 km. Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e shtrirjes është kryesisht planar (340-400 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike (graje, përmbysje etj.). Proceset si gërryerja, larja, erozioni etj. janë zhvilluar dobët me përjashtim të erozionit lumor. Në disa lokacione linja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla (lumi Beli Drim, Erenik dhe rrjedhje të tjera më të vogla), me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore. Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si erozioni lumor mund të shfaqen shpesh përgjatë shtretërve të lumenjve, ndërsa paraqitjet si larja, gërvishtja etj. mund të jenë të rralla në fazën e ndërtimit. Komente lidhur me llojet e zonave të kryqëzuara: Zonat bujqësore kryesisht të sheshta që kalojnë dy herë rrugën kryesore R107; lartësitë 300-370 m
Gjatësia totale: 28,8 km	

6.1.1.4 - Gazsjellësi Gjakovë - Pejë

Ky gazsjellës i transmissioinit të gazit është 36,0 km i gjatë, shtrihet në drejtimin e përgjithshëm verior kryesisht mbi toka të sheshta bujqësore, me lartësi nga 370 m në 600 m (a.s.l.).

Pikënisja e gazsjellësit është SMRP Gjakova. Pika e fundit të gazsjellësit është SPT/SMRP Pejë.

Sa i përket konsumit potencial dhe optimizimit hidraulik të të gjithë sistemit të transmissioinit të gazit të Kosovës dallohen 2 seksione të këtij gazsjellësi kryesor që paraqiten dhe përshkruhen në **Tabela 14**.

TABELA 14 – SEKSIONET E GAZSJELLËSIT GJAKOVË - PEJË

Fillimi-fundi i seksionit, Gjatësia (km)	Përshkrimi teknik, gjeologjik, hidrogeologjik dhe gjeoteknik
SMRP Gjakovë tek SMRP Decani; 24,0	Ky seksion fillon nga SMRP Gjakova në drejtim të Deçanit dhe Pejës shtrihet rreth anës lindore të qytetit përgjatë rrugës shtetërore M9-1, pastaj kalon M9-1 në veri të Qerimit dhe pak më vonë, përroi Osek. Duke vazhduar në perëndim, linja përshkon disa rrugë lokale. Në rrugën e saj në veriperëndim, në drejtim të Skivjanit dhe më tej në Plancori, itinerari përshkon rrugën R107 duke u kthyer në perëndim, duke vazhduar përgjatë anës së saj perëndimore deri në Rastovicë ku kalon rrugën R202. Në jug nga Deçani në Prilep, itinerari kalon në anën lindore të rrugës R107, duke arritur në SMRP Decan, i cili është planifikuar afër rrugës R201. Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e shtrirjes është kryesisht planar (420-570 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike. Proceset bashkëkohore si gërryerja, larja, erozioni etj. janë zhvilluar dobët me përjashtim të erozionit lumor. Në disa lokacione shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla (lumi Trakaniq, Proni mol etj.), me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore. Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si erozioni lumor mund të shfaqen shpesh përgjatë shtretërve të lumenjve, ndërsa paraqitjet si larja, gërvishtja etj. mund të jenë të rralla në fazën e ndërtimit. Komente lidhur me llojet e sipërfaqeve të kryqëzuara: Sipërfaqe bujqësore kryesisht të sheshta; lartësitë 370 m deri në 600 m. Seksioni ndjek korridorin e rrugës R107 në drejtim të veriut; disa vendkalime kryesore rrugore
SMRP Decan tek SPT/SMRP Pejë; 12,0	Ky seksion vazhdon në drejtimin e përgjithshëm verior. Pas kalimit R201 rruga vazhdon duke ndjekur korridorin R107, duke kaluar në lindje nga Strellc i Eperm. Në veri prej andej, duke rrotulluar rreth Raushiqit, itinerari kalon në rrugën R121, duke shkuar në lindje për të arritur në zonën juglindore të Pejës në objektin PTSPT/SMRP Pejë. Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e shtrirjes është kryesisht planar (500-540 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike. Proceset si pjekja, larja, erozioni etj. janë të zhvilluara mirë. Në disa lokacione shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla (lumi Deçan etj.), me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore. Pjesa më e madhe e linjës kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Përgjatë shtretërve të lumenjve mund të priten procese dhe paraqitje inxhiniero-gjeologjike si erozioni lumor, i cili është shfaqja e shpeshtë, ndërsa paraqitjet si larja dhe gërvishtja janë shumë mirë të zhvilluara me paraqitje të shpeshta të guilave të thella. Komente lidhur me llojet e zonave të kryqëzuara: Zona kryesisht të sheshta bujqësore, disa zona të banuara; dy vendkalime kryesore rrugore, lartësitë 500 m deri në 600 m.
Gjatësia totale: 36,0 km	

6.1.1.5 - Gazsjellësi Pejë - Istog

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është 24,0 km i gjatë, shtrihet në drejtimin e përgjithshëm verilindor kryesisht mbi toka bujqësore të sheshta dhe ndonjëherë nëpër zona të populluara, me lartësi nga 440 m në 520 m (a.s.l.).

Pikënisja e gazsjellësit është SPT/SMRP Pejë. Pika e përfundimit të gazsjellësit është SMRP Istog.

Duke filluar nga juglindja e Pejës, linja kalon nëpër zonën e sheshtë bujqësore të Fushës, kryqëzon rrjedhën ujore Lumbardhi i Pejës, pastaj rrugën kryesore M9 në një korridor të ngushtë ndërmjet banesave të banuara. Në vazhdimësi, linja kalon planë vendbanimit Bllagaja dhe kryqëzon rrjedhën ujore Drini i Bardhë, pastaj rrugën R101 duke u lakuar në perëndim dhe veri të vendbanimit Banja e Pejës. Në veri të Lubovës linja kryqëzon rrugën R103 duke vazhduar në Lindje dhe arrin të objektin e planifikuar mbitokësor SMRP Istog menjëherë pas kapërcimit të rrugës R104.

TABELA 15 – GAZSJELLËSI PEJË - ISTOG

Fillimi – fundi i seksionit, Gjatësia (km)	Përshkrimi gjeologjik, hidrogeologjik dhe gjeoteknik
SPT/SMRP Pejë tek SMRP Istog; 24,0	Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e shtrirjes është kryesisht planar me kodra të ulëta (420-600 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike. Proceset bashkëkohore si gërryerja, larja, erozioni etj. janë zhvilluar dobët me përjashtim të erozionit lumor. Në disa lokacione shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla (lumi Drini i Bardhë, lumi Istog etj.), me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore. Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si erozioni lumor mund të shfaqen shpesh përgjatë shtretërve të lumenjve, ndërsa paraqitjet si larja, gërvishtja etj.

6.1.1.6 - Gazsjellësi Istog - Skenderaj

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është 28.0 km i gjatë, shtrihet në drejtimin e përgjithshëm lindor kryesisht mbi toka të sheshta bujqësore dhe ndonjëherë në zona kodrinore, me lartësi nga 450 m në 710 m (a.s.l.).

Pikënisja e gazsjellësit është SMRP Istog. Pika e përfundimit të gazsjellësit është SMT/SMRP Skenderaj.

Duke filluar nga SMRP Istog linja kryqëzon rrugën R103, pastaj fillon të ngjitet drejt kodrës Lumbreg, vazhdon në lindje drejt rrugës R221 dhe arrin në zonat e populluara të Runikut në lartësinë 700 m ku kryqëzohet me rrugën R101. Pas kësaj, linja vazhdon në juglindje dhe arrin SMT/SMRP Skenderaj.

TABELA 16 – GAZSJELLËSI ISTOG - SKENDERAJ

Fillimi-fundi i seksionit, Gjatësia (km)	Përshkrimi gjeologjik, hidrogeologjik dhe gjeoteknik
SMRP Istog - SPT/SMRP Skenderaj; 28,0	Nga aspekti gjeomorfologjik terreni është nga planar në atë kodrinor-malor (470-780 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është përgjithësisht i qëndrueshëm me pamje të strukturave tektonike (grajet që e prenë vijën). Në disa lokacione shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale si dhe rrjedha më të mëdha ujore (lumi Rakoshka, lumi Radishevka, lumi Rudnička) dhe rrjedha të tjera më të vogla. Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Janë të shpeshta proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si larja, grirja etj. Procesi i rrëshqitjes së dheut është i shprehur mirë në pjesën nga f. Çitak deri në Rudnik. Në këtë pjesë të shtrirjes në fazën e hetimeve të detajuara duhet kushtuar më shumë vëmendje.

6.1.1.7 - Gazsjellësi Prishtina 1 - Drenas

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është 14,7 km i gjatë, lartësitë nga 555 m në 686 m (a.s.l.)

Pikënisja e gazsjellësit është SMRP Prishtina 1, që gjendet në gazsjellësin e interkoneksionit MKD-KOS. Pika përfundimtare e gazsjellësit është SMRP Drenas (Ferronikeli) në afërsi të fabrikës së Ferronikelit.

Në fillim, linja kalon në drejtimin perëndimor, duke kaluar mbi terren të sheshtë, bujqëqsor. Linja kryqëzon rrugën e qasjes drejt aeroportit të prishtinës dhe rrugën lokale. Pjesa tjetër e linjës kalon nëpër një terren të ulët me pyje lisi në terren kodrinor, kryqëzon autoudhën M9 (R7). Në vazhdimësi, linja kryesisht ndjek rrugën e sapondërtuar për Drenas dhe menjëherë para pikës përfundimtare (pranë fabrikës së Ferronikelit) Lumit Drenica, në dy vendndodhje.

TABELA 17 – GAZSJELLËSI PRISHTINA 1 - DRENAS

Fillimi-fundi i seksionit, Gjatësia (km)	Përshkrimi gjeologjik, hidrogjeologjik dhe gjeoteknik
SPT/SMRP Prishtina 1 tek	Nga aspekti gjeomorfologjik terreni është nga planar në atë kodrinor-malor (550-700m e.s.l.), nga aspekti tektonik, terreni është i qëndrueshëm me paraqitje të strukturave tektonike (graje, mbipërmbysje, sinklina etj.). Në disa pjesë shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe prurje më të vogla ujore.
SMRP Drenas (Ferronikeli); 14,7	Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Më pak të theksuara janë proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si larja, gërvishtja etj.

6.1.1.8 - Gazsjellësi Drenas - Skenderaj

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është 17,7 km i gjatë, shtrihet në drejtimin e përgjithshëm veriperëndim kryesisht mbi toka bujqësore kodrinore ndërmjet vendbanimeve, me lartësi nga 600 m në 690 m (a.s.l.).

Pikënisja e gazsjellësit është SMRP Drenas. Pika përfundimtare e gazsjellësit është SPT/SMRP Skenderaj.

Duke nisur në SMRP Drenas në afërsi të fabrikës së Ferronikelit linja kryqëqzon disa rrugë lokale dhe rrugën R102, pastaj vijon në drejtimin veriperëndim dhe arrin perfierinë jugore të Skenderajit, kalon përtej zonave të populluara dhe kodrinore nga qyteza deri në objektin SPT/SMRP Skenderaj.

TABELA 18 – GAZSJELLËSI DRENAS - SKENDERAJ

Fillimi – fundi i seksionit, Gjatësia (km)	Përshkrimi gjeologjik, hidrogjeologjik dhe gjeoteknik
SMRP Drenas (Ferronikeli) tek	Nga aspekti gjeomorfologjik terreni është nga planar në atë kodrinor-malor (550-730m e.s.l.), nga aspekti tektonik, terreni është i qëndrueshëm me paraqitje të strukturave tektonike (gërvishtjet, përmbysjet, sinklinat etj.). Në disa pjesë shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe prurje më të vogla ujore.
SPT/SMRP Skenderaj; 17,7	Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Më pak të theksuara janë proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si larja, gërvishtja etj.

6.1.1.9 - Gazsjellësi Skenderaj - Mitrovicë

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është 16,5 km i gjatë, shtrihet në drejtimin e përgjithshëm të verilindjes kryesisht mbi toka kodrinore bujqësore ndërmjet vendbanimeve, me lartësi nga 500 m në 780 m (a.s.l.).

Pikënisja është SPT/SMRP Skenderaj. Pika përfundimtare është SMRP Mitrovica.

Duke filluar nga SMRP/SPT Skenderaj, linja kalon në rrugën R102 në Klinë, pastaj duke ndjekur drejtimin verilindor ndërmjet vendbanimeve arrin në Verbnicë dhe Leskovë, kalon zonën kodrinore pyjore, pastaj zonën e rrafshët bujqësore duke kaluar disa rrugë lokale, arrin në periferi jugore të Mitrovicës ku menjëherë pas është planifikuar kalimi i rrugës R220 objekti i gazsjellësit SMRP Mitrovica.

6.1.1.10 - Gazsjellësi Mitrovicë - Vushtrri

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është 7,2 km i gjatë, shtrihet në drejtimin e përgjithshëm juglindje mbi toka bujqësore shumë të sheshta ndërmjet Luginës Sitnice dhe korridorit të përbashkët të hekurudhës dhe rrugës R220. Linja fillon në SMRP Mitrovica dhe përfundon në SPT/SMRP Vushtrri, duke kryqëzuar rrugët 511 dhe R220 pak para saj. Lartësitë nga 500 m në 513 m (a.s.l.)

6.1.1.11 - Gazsjellësi Ferizaj - Gjilan

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është 24,9 km i gjatë, lartësitë nga 495 m në 655 m (a.s.l.).

Pikënisja e gazsjellësit është SPT/SMRP Ferizaj, që gjendet në linjën e interkoneksionit MKD-KOS. Pika e përfundimit të gazsjellësit është SPT/SMRP Gjilan.

Në fillim, kjo linjë shkon në drejtimin juglindor paralel me gazsjellësin ndërlidhës MKD-KOS, por pak para kalimit të rrugës M25-3 kthehet në lindje, anashkalon qytezën e Dardanës në anën veriore, pastaj Novosellën. Duke u kthyer në juglindje, linja anashkalon edhe Pozheranin në anën veriore, pas së cilës kthehet ashpër në verilindje, duke vazhduar në korridorin e përgjithshëm të rrugës M25-3 deri në Partesh dhe në pjesën jugperëndimore të Gjilanit. Kjo rrugë nuk përshkon asnjë rrugë shtetërore dhe rajonale, por vetëm rrugë lokale dhe disa përrenj.

6.1.1.12 - Gazsjellësi Gjilan - Kamenicë

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është 26 km i gjatë, lartësitë nga 468 m në 800 m (a.s.l.)

Pikënisja e gazsjellësit është SPT/SMRP Gjilan. Pika e përfundimit të gazsjellësit është SMRP Kamenice.

Në fillim, kjo rrugë shkon në drejtimin jugor duke kaluar në lindje nga vendbanimi Livoqi i Ultë, kalon rrugën M25-3, duke u rrotulluar rreth Gjilanit jugor mbi zona të rrafshta bujqësore dhe kalon rrugën B35. Pas kthimit në veri në drejtim të Kamenicës, linja kalon përsëri M25-3, kalon në lindje nga Perlepnica duke hyrë në zonën kodrinore dhe malore. Mbi Rajanoc linja arrin në Berivojcë ku është planifikuar objekti mbitokësor PRMS Kamenicë.

6.1.1.13 - Gazsjellësi Krushë e Madhe - Rahovec

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është 8,0 km i gjatë dhe kalon në drejtimin e përgjithshëm verior mbi zona kryesisht të sheshta bujqësore, me lartësi nga 300 m në 436 m (a.s.l.)

Pikënisja e gazsjellësit është SBV BVS Krushë e Madhe, që gjendet pranë rrugës R107 në gazsjellësin Prizren - Gjakovë. Pika e përfundimit të gazsjellësit është SMRP Rahovec.

Rrugës, kjo linjë kalon në lindje nga Celina duke kapërcyer disa rrugë lokale, para se të kryqëzojë rrugën 110 dhe arrin vendndodhjen e planifikuar të SMRP Rahovec në perëndim të qytezës.

6.1.1.14 - Gazsjellësi Rahovec - Malishevë

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është 12,0 km i gjatë dhe kalon në drejtimin e përgjithshëm të verilindjes, me lartësi nga 390 m deri 800 m (a.s.l.)

Pikënisja e gazsjellësit është SMRP Rahovec, që gjendet pranë rrugës R107 tek gazsjellësi Prizren - Gjakovë. Pika e përfundimit të gazsjellësit është SMRP Malishevë.

Rrugës, kjo linjë kalon kryesisht në zona kodrinore të korridorit më të gjerë të rrugës 110, që kryqëzohet dy herë para se ky gazsjellës i transmisionit të degëzohet për të arritur SMRP Malisheve.

6.1.1.15 - Gazsjellësi Ferizaj - Shtime

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit do të jetë 15,0 km i gjatë dhe do të kalojë në drejtimin e përgjithshëm verilindje mbi toka të sheshta bujqësore me lartësi nga 550 m në 583 m (a.s.l.)

Pikënisja e gazsjellësit është SPT/SMRP Ferizaj, që gjendet në linjën e interkoneksionit MKD-KOS. Pika e përfundimit të gazsjellësit është SPT/SMRP Shtime.

Rrugës, kjo linjë kalon së pari kryesisht mbi zona të sheshta bujqësore që ndajnë të njëjtin korridor me gazsjellësin Ferizaj – Prizren. Menjëherë pasi kryqëzon autoudhën M2, linja arrin në Bublice, kthehet në drejtimin e veriperëndimit duke ndjekur korridorin më të gjerë të M25-3 në lindje të Slivovës dhe pastaj Koshares ku kryqëzon rrugën R207. Në veri nga aty, linja kthehet në perëndim për të arritur në periferinë në lindje të Shtimes.

6.1.1.16 - Gazsjellësi Pejë - Klinë

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është përafërsisht 25,0 km i gjatë dhe kalon në drejtimin e përgjithshëm lindje/juglindje kryesisht mbi toka të sheshta bujqësore, me lartësi nga 364 m në 516 m (a.s.l.)

Pikënisja e gazsjellësit është SPT/SMRP Pejë. Pika e përfundimit të gazsjellësit është SMRP Klinë.

Nga pjesët juglindore të Pejës kjo linjë kalon në lindje drejt Jabllanicës dhe pastaj juglindje duke ndjekur korridorin më të gjerë të autoudhës M2, kryqëzon R121 në Grabanicë, merr kthesën në veri anash Zajmit duke kryqëzuar lumin Drini i Bardhë, hekurudhën, autoudhën M2, për të arritur në periferinë jugore të Klinës.

6.1.1.17 - Gazsjellësi për Kaçanik

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është rreth 3,4 km i gjatë dhe shtrihet në drejtimin e përgjithshëm perëndimor kryesisht mbi zonat kodrinore, lartësitë nga 570 m në 915 m (a.s.l.). Që ky degëzim të realizohet është e nevojshme të planifikohet plani për objektin e ri (si pikënisje) në interkoneksionin e gazit MKD-KOS që është SBV Kaçanik. Pika e përfundimit të degës do të ishte SMRP Kaçanik.

Nga vendndodhja e planifikuar rishtazi e SBV Kaçanik kjo linjë zbret në perëndim drejt Lirishtes (Lanishtes) duke vijuar në veriperëndim në drejtim të rrugëve lokale përgjatë kreshtave, për të arritur në periferinë e Kaçanikut pa ndonjë kryqëzim të rëndësishëm.

6.1.1.18 - Gazsjellësi Prizren - Dragash

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është përafërsisht 26,0 km i gjatë dhe shtrihet përgjithësisht në drejtim jugor kryesisht mbi zona kodrinore/malore dhe pjesërisht mbi toka të sheshta bujqësore, me lartësi nga 322 m në 1058 m (a.s.l.).

Pikënisja është SPT/SMRP Prizren dhe pika e përfundimit të degës do të ishte SPT/SMRP Dragash.

Nga zonat e populluara të veriperëndimit në Prizren, linja kalon zonat e sheshta drejt Vlashnjes duke ndjekur korridorin më të gjerë të autoudhës E851 (Dr. Ibrahim Rugova). Duke u kthyer në jug linja arrin zonat kodrinore dhe shpejt malore që kryqëzojnë R113 dy herë dhe ndjekin korridorin përgjatë shpateve të malit të Dragashit.

6.1.1.19 - Gazsjellësi Prishtinë - Podujevë

Ky gazsjellës i transmisionit të gazit është përafërsisht 33,0 km i gjatë dhe përgjithësisht shtrihet në drejtim verilindje mbi zona të sheshta bujqësore me lartësi nga 322 m në 1058 m (a.s.l.). Pikënisja është SPT/SMRP Prishtina 2 dhe pika e përfundimit është dega e SPT/SMRP Podujevë.

Kjo degë kryqëzohet nga SPT/SMRP Prishtina 2 e planifikuar që gjendet në bregun perëndimor të Lumit Sitnica për t'u lakuar rreth kompleksit industrial të TC Kosova B dhe kthehet në drejtimin e lindjes. Rugës drejt Milloshevs linja kryqëzohet me R220. Në vijimësi, linja kalon çdo herë në jug nga Millosheva duke kryqëzuar rrugën M2, pastaj ndjek rrugën për në Prugoc, kthehet në verilindje, e kryqëzon atë rrugë dhe hyn në korridorin e gjerë të autoudhës rajonale M25 dhe të hekurudhës ku kalon zona të sheshta bujqësore në luginën e Lumit LLapi ndërmjet vendbanimeve. Në Shakovice linja kryqëzon M25 dhe vijon ta përcjellë në anën lindore. Në afërsi të Sibocit linja kryqëzohet në hekurudhën dhe mbrapsht dhe vazhdon të hyjë në periferinë jugore të Besianës (Podujevës).

6.1.1.20 - Gazsjellësi Suharekë - Mamushë

Ky gazsjellës i transmissioinit të gazit është përafërsisht 8,0 km e gjatë dhe përgjithësisht kalon në drejtimin perëndimor mbi zona të sheshta bujqësore, me lartësi nga 330 m në 420 m (a.s.l.). Pikënisja është SMRP Suhareka dhe pika e fundit të degës është SMRP Mamushe.

4,0 km e parë të kësaj linje ndajnë të njëjtin korridor me linjën Ferizaj – Prizren përgjatë autoudhës R7 që kalon mbi zona shumë të sheshta bujqësore. Duke kaluar në veri nga Ternja linja, për 4,0 km e ardhshëm vazhdon përgjatë rrugës lokale dhe arrin në periferinë lindore të Mamushës.

6.1.1.21 - Gazsjellësi SBV Hani i Elezit deri Sharrcem

Ky gazsjellës i transmissioinit të gazit do të furnizojë fabrikën e cimentos Sharrcem, që më me gjasë do të jetë një nga pikat rezervë për shfrytëzimin e gazit në Kosovë dhe është rreth 2,72 km i gjatë, me lartësi që variojnë nga 390 m në 675 m.

Ky gazsjellës fillon në SBV Hani i Elezit që është planifikuar në km 0,314 të interkoneksioinit MKD-KOS. Pika e përfundimit të degës do të ishte SMRP Hani i Elezit (Sharrcem).

E gjithë linja gjendet pranë kufirit me MKD. Fillon në zonë pyjore dhe në terren kodrinor pranë fshatit Dimca, zbret në drejtimin jugperëndimor drejt vendbanimit të Hanit të Elezit dhe kalon ndërmjet gurores dhe rrjedhës ujore Konop, duke u ngritur mbi një shpat të pjerrët në fund të majës së kodrës dhe SMRP të propozuar të vendndodhjes Hani i Elezit (Sharrcem).

6.1.1.22 - Gazsjellësi Prizren – kufiri ALB/KOS

Ky gazsjellës i transmissioinit të gazit është përafërsisht 20,0 km i gjatë dhe nga pika e lidhjes së kufirit ALB/KOS shkon përgjithësisht në drejtimin veriperëndimor mbi zonat e populluara në korridorin e autoudhës kryesore Kukes-Prishtina, E851 (R7). Lartësitë variojnë nga 310 m në 530 m (a.s.l.)

Pikënisja është pikëlidhja kufitare ALB/KOS dhe pika përfundimtare e seksioinit është SPT/SMRP Prizren. Rruga e krahasueshme e këtij seksioinit është planifikuar në kuadër të studimit të parafizibilitetit të interkoneksioinit të gazit ALKOGAP dhe si e tillë konsiderohet si pjesë e Planit për Zhvillimin e Gazit të Kosovës.

Korridori kapërcen autoudhën Kukës-Prishtinë E851 (R7) tre herë në lokacione të ndryshme. Që nga fillimi, në pikët e ndërlidhjes kufitare, gazsjellësi shkon në drejtim të Vermicës, vazhdon mbi një kodër të mprehtë pranë fshatit Zhur dhe pastaj vazhdon nëpër toka të rrafshta në jug të Vlashnjës. Korridori kryqëzon autoudhën kryesore Kukes – Prishtina ndërmjet Zhurit dhe fshatit Vlashnje dhe mbetet në anën e vet veriore derisa të arrijë SPT/SMRP Prizren.

6.2 - Konsideratat teknike për infrastrukturën e gatshme për hidrogjen (H₂)

Për momentin, nuk janë ndërtuar gypa të gazsjellësit për presion të lartë apo me diametër të madh që të transportojnë gazin natyror dhe që të mund të ripërdoren për të transportuar hidrogjen të pastër, as nuk ka gypa të rinj të përshtatshëm të gazsjellësit kryesor që të jenë ndërtuar për transportin e hidrogjenit të pastër dhe që të operohen nga OST. Praktika aktuale industriale është të transportohen përzierje të proporcioneve të ndryshme të gazit natyror dhe hidrogjenit.



6.2.1.1 - Kufijë aktualë të BE për përzierjen e H₂

Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë (ACER) mori përgjigje nga 23 Autoritetet Rregullatore Kombëtare (NRA)²¹ në lidhje me rregulloren kombëtare për përmbajtjen e Hidrogjenit (H₂) në tubacionet e gazit natyror (Raporti ACER mbi Anketën e NRA-ve - Hidrogjeni, Biometani dhe Përshtatjet e Rrjetit përkatës; 10/7/2020).

Rezultatet tregojnë se në shumicën e Shteteve Anëtare (SHM) pranimi i H₂ nga Operatorët e Sistemit të Transmetimit (OST) është në një fazë "eksplorimi". Aty ku ekzistojnë shembuj të injektimit të H₂ në rrjetin e transmetimit të gazit, ato janë përgjithësisht projekte pilot novatore të zbatuara për të fituar përvojë, njohuri dhe njohuri.

Vështrime nga projektet në shkallë industriale që rezultojnë në injektimin e H₂ në rrjetet e transmetimit të gazit nuk janë ende të disponueshme në Bashkimin Evropian, gjë që tregon fazën relativisht të hershme të zhvillimit të këtyre teknologjive. Kjo status quo është e rëndësishme për të kuptuar përgjigjet e marra nga NRA-të. Përgjigjet gjithashtu ofrojnë disa informacione mbi projektet në vazhdim që lidhen me përzierjen e H₂ dhe rrjetet e dedikuara 100% të H₂.

Aktualisht, 15 nga 23 NRA raportojnë se OST në fushën e tyre nuk pranojnë injeksione dhe nuk lejojnë²² vëllime të H₂ në rrjetin e transmetimit të gazit. Aty ku H₂ pranohet në mënyrë eksplicite (Austri, Gjermani, Letoni, Sllovakia, Spanjë dhe Suedi), është e mundur vetëm në përqendrim shumë të ulët për vëllim [4].

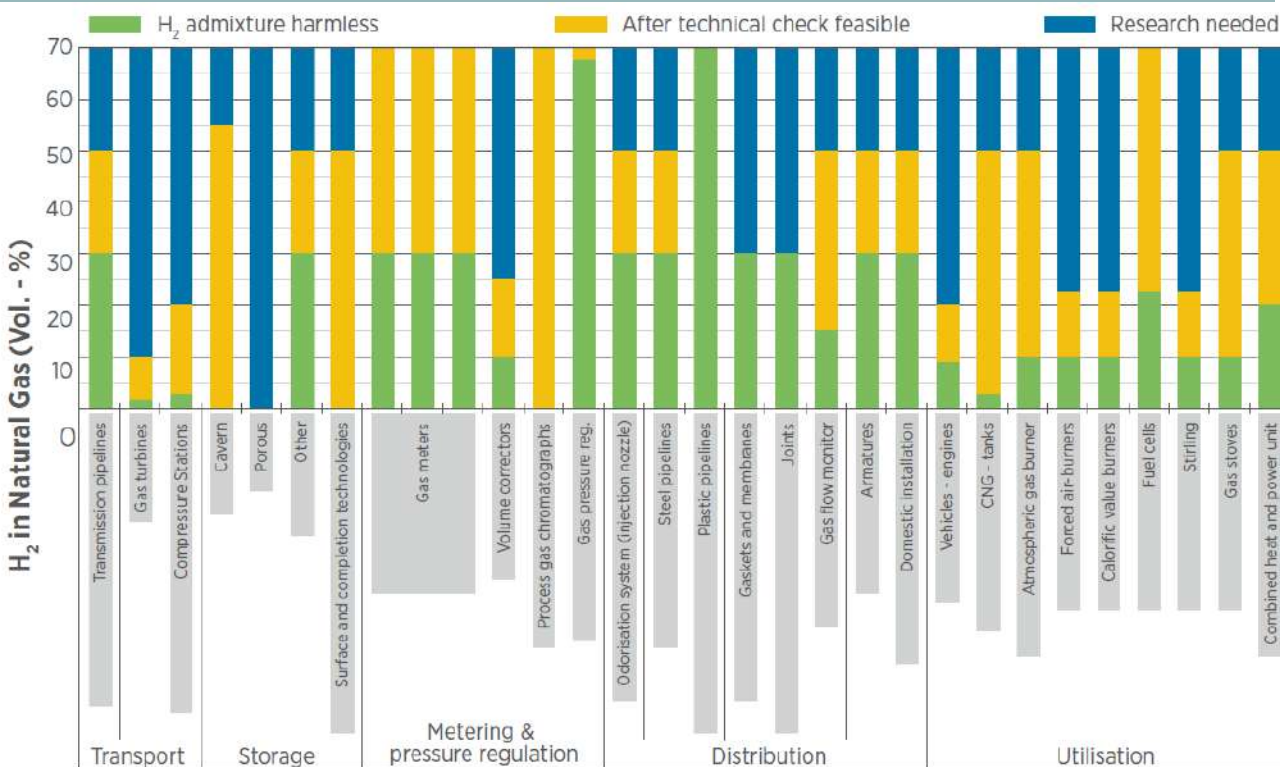
Në shumë shtete, OST-të po vlerësojnë kufizimet teknike dhe masat e nevojshme për të përballuar vëllime të ndryshme të H₂ në rrjetin e transmetimit të gazit. Niveli i punës së vazhdueshme për sa i përket studimeve dhe analizave ndryshon në të gjithë Bashkimin Evropian. Për të mundësuar përzierjen e H₂, nevojiten investime, veçanërisht në lidhje me sistemet e matjes së cilësisë së gazit. Në shumicën e vendeve MS standardet aktuale të cilësisë së gazit nuk përmenden vëllimet e H₂ [4].

Studimi i IRENA për hidrogjenin nga energjia e ripërtëritshme e vitit 2018 arrin në përfundimin se përgjithësisht deri në 10-20% i hidrogjenit në vëllim me gjasë nuk kërkon investim madhor. **Figura 33** e ilustron tolerancën për hidrogjen të përbërësve të ndryshëm të infrastrukturës së gazit [6]. Instalimet dhe pajisjet aktuale të përdoruesve të fundit të gazi përgjithësisht nuk tolerojnë variacione të mëdha në përzierjet e H₂/GN.

²¹ Austria, Belgium, Croatia, Cyprus, Czech Republic, Denmark, Estonia, France, Germany, Hungary, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Netherlands, Poland, Portugal, Romania, Slovak Republic, Slovenia, Spain and Sweden

²² H₂ may be present in imported gas, although not directly injected

FIGURA 33 –TOLERANCA PËR HIDROJEN E PËRBËRËSVE TË INFRASTRUKTURËS SË GAZIT



Source: Adapted from DVGW (2012).

Përzjerja e padëmshme H₂, E realizueshme pas kontrollit teknik, Nevojitet hulumtim

H₂ në gazin natyror (vëll -%)

TRANSPORT

Gazsjellësi i transmissiionit

Turbinat e gazit

Stacionet e kompresimit

MAGAZINIM

Zgavrore

Poroze

Tjetër

Teknologji sipërfaqësore dhe kompletimit

MATJA DHE RREGULLIMI I PRESIONIT

Matësi i gazit

Lidhësit e volumit

Kromatografë për procesim të gazit

Rregullator i presionit të gazit

SHPËRNDARJA

Sistemi i aromatëzimit (pipëza e injektimit)

Gypa çeliku

Gypa plastikë

Rondela dhe membrana

Nyje lidhëse

Monitori i rrjedhës së gazit

Armaturat

Instalime shtëpiake



SHFRYTËZIMI

Automjete – motorë

Cisterna CNG

Djegës i gazit antropomorfik

Djegës ajri i fortë

Djegës ajri me nxehtësi

Qeliza karburanti

Silenciatorë

Studa me gaz

Njësi e kombinuar me gaz dhe energji elektrike

Gjermania raporton kufirin më të lartë të përqendrimit të H₂ në nivelin e transmetimit të gazit (10%), e ndjekur nga Franca (6%), Spanja (5%) dhe Austria (4%). Katër vende të tjera lejojnë një përqendrim më modest të H₂ në rrjetet e tyre të transmetimit të gazit natyror: Lituania (2%), Italia (1%), Letonia (0.1%), Irlanda (0.1%) dhe Holanda (0.02%). Në Sllovaki, nuk ka një kufi të përcaktuar në mënyrë eksplicite H₂; megjithatë, H₂ mund të jetë i pranishëm në gazin e importuar (maksimumi deri në 2%), por jo drejtpërdrejt i injektuar në rrjet. Në më shumë se 60% të MS, kufiri aktual i përqendrimit të H₂ është zero (0%) [4].

Për sa i përket arsyeve kryesore për të vendosur një kufi të caktuar të përqendrimit të H₂, zakonisht citohen kërkesat për cilësinë e gazit, sigurinë dhe tolerancat e pajisjeve të përdorimit përfundimtar. Arsyet më të zakonshme për të kufizuar përqendrimin e H₂ në rrjetin e transmetimit të gazit janë:

- Korniza rregullative aktualisht bazohet në pranim 0% H₂,
- Ndjeshmëria e proceseve specifike industriale ndaj pranisë së H₂,
- Specifikat e motorit dhe turbinës (disa prej tyre lejojnë përqendrim deri në 1% të H₂),
- Kufizimi i stacioneve furnizuese për automjetet me gaz natyror (NGV) (2% H₂ lejohet),
- Tolerancat teknike të përbërësve të rrjetit në rrjetet e gazit,
- Konsideratat që kanë të bëjnë me operacionin e sigurisë të magazinimit nëntokësor të gazit,
- Shqetësimet për siguri

Në shumicën e MS nuk ka aktualisht objektiva për përzierjen e H₂ për OST-të e tyre, megjithëse në disa MS (Austri, Belgjikë, Francë, Irlandë dhe Luksemburg) ka studime dhe diskutime të vazhdueshme mbi objektivat e mundshëm të përzierjes. Disa OST po promovojnë objektiva specifike të përzierjes së H₂ (p.sh. OST-të franceze promovojnë një objektiv të përzierjes prej 10% deri në vitin 2030, në Austri një objektiv vëllimi prej 10% është në diskutim).

Shumica e NRA pajtohen që kufijtë e përzierjes së H₂ duhet të vendosen në nivel të BE-së dhe jo në nivel rajonal ose dypalësh, duke pasur parasysh që flukset ndërkufitare të gazit nuk duhet të pengohen nga kufijtë e ndryshëm të përzierjes së H₂ në nivelin e transmetimit, duke dëmtuar potencialisht ndëveprimin e gazit. rrjetet. Janë 9 NRA që duket se bien dakord për vendosjen e një kufiri të përzierjes së H₂ prej të paktën 2% përqendrimi. Megjithatë, 3 NRA (Austri, Gjermani dhe Francë), përveç përzierjes, theksojnë gjithashtu rëndësinë e krijimit të rrjeteve të dedikuara 100% H₂ për të optimizuar vlerën ekonomike të H₂. Prioritet duhet t'i jepet përdorimit të drejtpërdrejtë të 100% H₂ në rrjetet e dedikuara, duke bërë të mundur gjithashtu zhvillimin e përzierjeve H₂ në rrjetet ekzistuese të gazit natyror..

6.2.1.2 - Energjia që transportohet në gazsjellës 100% për hidrogjen

Hidrogjeni ka masë molare të ulët dhe rrjedhimisht densitet të ulët. Prandaj, kërkohet një sasi më e madhe energjie për procesin e kompresimit të tij. Nga ana tjetër, rëniet e presionit të ulët lejojnë minimizimin e numrit të stacioneve të kompresorit të përdorur për transportin e hidrogjenit, ose transportin e hidrogjenit me shpejtësi më të larta duke ruajtur rënien e ulët të presionit. Hidrogjeni, si një aditiv në gazin natyror, ka një ndikim pozitiv në transportin me tubacion të gazit natyror i cili mund të transportohet në distanca më të gjata.

Çështja e rëndësishme për transportin e tubacionit të hidrogjenit është vlera e tij energjetike. Megjithëse nxehtësia e djegies së hidrogjenit për njësi masë është shumë më e lartë (141,9 MJ/kg) se metani (54 MJ/kg), densiteti më i ulët i hidrogjenit rezulton në nxehtësinë e tij më të ulët të djegies për njësi vëllimi. (12,67 MJ/Nm³) në kushte normale në krahasim me metanin (38,55 MJ/Nm³). Sasia e energjisë së transmetuar nga gazsjellësi zvogëlohet me rritjen e përmbajtjes së hidrogjenit (fraksioni molar) në përzierje. Kështu, pavarësisht kushteve më të mira për transportin e gazsjellësit, rritja e përmbajtjes së hidrogjenit zvogëlon efikasitetin energjetik të transmetimit të gazit natyror. Pavarësisht rënies së presionit të ulët, transporti i hidrogjenit të pastër është më pak efikas në energji sesa metani ose gazi natyror në transmetim.

Edhe pse përmbajtja e energjisë për vëllim MJ/m³ e hidrogjeni është 1/3 e përmbajtjes së energjisë së gazit natyror, shkalla e rrjedhës së energjisë MJ/s është përafërsisht 70-75% e rrjedhës së energjisë së gazit natyror (ose 87-91% bazuar në vlerë më të lartë të nxehtësisë) [7]. Në gypa me veçori dhe madhësi të barabartë, hidrogjeni me dendësi më të pakët të energjisë (MJ/m³) mund të rrjedhë në shpejtësi më të madhe se sa siguron gazi natyror 70-75% për energjinë e gazit natyror. Pavarësisht kësaj, dimensionimi i gazsjellësit në kuadër të këtij Angazhimi do të bëhet në përputhje me vëllimet e gazit natyror të nevojshëm për transportimin e energjisë së nevojshme. Kjo për shkak se pritet që një pjesë e caktuar e hidrogjenit do të prodhohet në vend dhe nuk do të transportohet përmes gazsjellësve të sistemit të transmisionit, por përmes gazsjellësve të dedikuar të hidrogjenit ose transportit hekurudhor ose rrugor.

6.2.1.3 - Çështje teknike të përzierjeve të hidrogjenit dhe metanit – në gazsjellës të transmisionit

Hidrogjeni zakonisht konsiderohet si një gaz i ngjashëm me metanin, përbërësi kryesor i gazit natyror. Prandaj, shumica e kërkesave teknologjike për gazsjellësit e transmetimit të hidrogjenit janë identike me ato të gazsjellësve të gazit natyror, me disa modifikime në lidhje me sigurinë, infrastrukturën dhe materialet. Këto kushte duhet të plotësohen përpara se të fillojë transmetimi i hidrogjenit përmes një rrjeti gazsjellësisht. H₂ ka grupin e vet specifik të veçorive fizike dhe kimike, gjë që e bën transmisionin përmes gazsjellësit më kërkuar sesa atë të gazit natyror.

Praktika industriale dhe publikimet shkencore tregojnë se fraksioni molar maksimal i pranueshëm i hidrogjenit në një përzierje me gaz natyror nuk duhet të kalojë 15%, për arsye sigurie duke pasur parasysh gjendjen e gazsjellësve ekzistuese si dhe gjendjen aktuale të zhvillimit të teknologjisë H₂. Përmbajtja maksimale e hidrogjenit në sistemin e transmisionit të gazit natyror të sugjeruar në Shtetet e Bashkuara duhet të jetë në intervalin 5%-15%.

Hidrogjeni ndikon ndjeshëm në kushtet e transmisionit të gazit natyror. Avantazhi themelor është ulja e rënies së presionit të gazit natyror të transmetuar me një përzierje hidrogjeni dhe mundësia për të transmetuar gaz natyror në distanca më të gjata pa stacione shtesë të kompresimit të gazit. Analiza e fraksionit molar të hidrogjenit në përzierjen hidrogjen/metan konfirmon efektin e rënies së presionit në gazsjellësin e analizuar. Presioni i kërkuar i gazsjellësit hyrës për përmbajtje hidrogjeni 15% në përzierjen e gazit, është afërsisht 10% më i ulët kur krahasohet me metanin e pastër, kështu që përzierjet hidrogjen-metan mund të transportohen me ritme më të larta rrjedhjeje dhe të mbajnë të njëjtën rënie presioni si metani i pastër. Megjithatë, përmbajtja e hidrogjenit mbi 15%-20% në përzierjen e gazit ndikon ndjeshëm në vlerën kalorike të gazit natyror [8]. Ndryshimi në kushtet termodinamike me një përmbajtje të rritur të hidrogjenit mund të ndikojë gjithashtu në sistemin e transmetimit të gazit natyror (d.m.th., stacionet e kompresimit të gazit ose stacionet e reduktimit të gazit).

6.2.1.4 - Gypat dhe materialet e gatshme për hidrogjen

Çeliku i karbonit është familja e aliazheve më të përdorura në gypat e transmisionit të gazit të hidrogjenit. Zgjedhja e klasës specifike do të varet nga shumë faktorë duke përfshirë ashpërsinë e shërbimit, disponueshmërinë dhe koston relative.

Në përgjithësi, klasat e zakonshme të gypave të çelikut të karbonit si API 5L X52 (dhe shkallët më të ulëta të forcës) dhe ASTM A 106 Grade B janë përdorur gjerësisht në shërbimin e gazit të hidrogjenit me pak probleme



të raportuara. Ky shërbim i mirë i atribuohet forcës relativisht të ulët të këtyre aliazheve, që siguron rezistencë ndaj brishtësisë së hidrogjenit dhe mekanizmave të tjerë të brishtë ndaj thyerjeve.

Standardi i aplikueshëm i projektimit ASME nga SHBA vendos kufizime për përdorimin e çelikut me rezistencë të lartë për gypat e hidrogjenit dhe kufizon sforcimet e lejueshme të rrethimit në paretet e gypave²³. Kjo rezulton në një trashësi më të madhe të pareteve dhe rrjedhimisht kosto më të larta ndërtimi.

Hulumtimet më të fundit kanë treguar se përhapja e çarjeve të shkaktuara nga hidrogjeni nën peshën e ngarkimit nuk varet nga forca e materialit. Nga kjo, u arrit në përfundimin se kufizimi i projektimit për çeliket me rezistencë më të lartë është tepër konservator dhe i pajustificuar. Si rezultat i këtyre studimeve, versioni i ri i ASME B31.12 nuk do të përfshijë më kufizime në lidhje me çeliket me forcë më të lartë.

Edhe në përputhje me ASME B31.12 aktual, gypat e gatshëm me diametër më të vogël nuk pritet të jenë materialisht më të shtrenjtë në krahasim me gypat për gazin natyror, sepse në presion (50 bar) dhe diametër (deri në DN 300, 12") të ulët, çeliket e klasës do të ishin materiali i duhur si për gypat e GN ashtu edhe për H2. Për këtë arsye, standardi i aplikueshëm nuk do të ketë ndikim në përzgjedhjen e materialit, por vetëm një ndikim të vogël në trashësinë e pareteve. Për gypat me diametër më të madh, çeliku i cilësisë së lartë bëhet material më i favorshëm për gazsjellësin e GN, ndërsa gypat për H2 janë projektuar me çelik të cilësisë së ulët, por me parete më të trasha.

Pritet që hidrogjeni i gatshëm në pajisjet e linjës (valvola, filtra, njehsorë) të jetë deri në 50% më i shtrenjtë se në pajisjet e linjës për gazin natyror. Megjithatë, duke qenë se pajisjet e linjës përfshihen në koston totale të ndërtimit të gazsjellësit me më pak se 1%, kjo diferencë çmimi nuk është me rëndësi. Qasja e sugjeruar për këtë projekt është instalimi i pajisjeve për gazin natyror dhe kur përqendrimi i hidrogjenit në gazsjellës tejkalon pragjet e paracaktuara (aktualisht vlerësohet në 20%), të merret në konsideratë nëse pajisjet janë ende të përshtatshme dhe të zëvendësohen rondolet dhe paketimi i valvulave. nëse është e nevojshme.

Në interkoneksionin e fundit të gazit Maqedoni Veriore – Kosovë FS, gazsjellës me diametër DN500 (20"), është bërë vlerësimi i kostove të investimit për cilësi të ndryshme të materialit të gazsjellësit nëse ai do të transportojë gaz natyror apo do të jetë 100% i gatshëm për hidrogjen. Për gazsjellësin e gazit natyror zgjidhet materiali i tubit API 5L X60 dhe për gazsjellën e gatshëm për hidrogjen është zgjedhur materiali API 5L X56, i cili ka rezultuar në një trashësi paretësh pak më të madhe. Duke marrë parasysh CAPEX, u arrit në përfundimin se materiali API 5L X56 ka çmime materiale pak më të ulëta (€/kg) se API 5L X60 (afërsisht 2,5%), por pesha e gypit është më e madhe për shkak të trashësisë më të madhe të pareteve (app 10 %) për kushtet e dhëna. Duke marrë parasysh kostot e tjera që mbeten të njëjta (punimet civile, pajisjet e gazsjellësit, projektimi, etj.), gazsjellësi i gatshëm për hidrogjen rezulton që CAPEX i përgjithshëm të jetë afërsisht 3% më i lartë.

Kjo nuk përfshin koston shtesë të përshtatjes së objekteve tokësore në një nivel "100% të gatshme për hidrogjen". Duke marrë parasysh jetëgjatësinë e kufizuar operative të objekteve mbitokësore (mesatarisht 20 vjet), rekomandohet të merret parasysh rregullimi i objekteve mbitokësore për një moment të mëvonshëm kohor kur përqendrimi i hidrogjenit në gazsjellës kalon 20%. Siç u përmend më parë, transporti i 100% të hidrogjenit përmes gazsjellësit të parashikuar do ta zvogëlonte sasinë e përgjithshme të energjisë së transmetuar në përafërsisht 75% e energjisë që do të transmetohej me gaz natyror.

6.3 - Përlllogaritjet paraprake hidraulike

6.3.1 - Metodologjia

Për të përcaktuar diametrat paraprakë të gazsjellësit për sistemin e transmissioinit të Kosovës, janë bërë përlllogaritjet paraprake hidraulike përfshirë të gjitha qendrat e konsumit të shqyrtuara sikurse paraqiten në Kapitullin 7.3 - dhe rrjetin e transmissioinit të paraqitur në Kapitullin Error! Reference source not found. dhe

²³ Konsulentit mbështetet në standardet amerikane ASME pasi standardet evropiane nuk ofrojnë kërkesa të qarta për përzgjedhjen e materialit për tubacionet e gatshme për hidrogjen.

Figurën 32. Konsumi në këto qendra të konsumit paraqiten në Kapitullin **4.1** - dhe në Diagramin e Rrjedhës Bazë të bllokut në **Shtojcën 1**.

Baza për llogaritjet fillestare hidraulike kanë qenë gjetjet nga *interkoneksioni i gazit MKD-KOS FS* [5], ku është përcaktuar diametri i asaj linje të transmisionit, DN600 (24").

6.3.2 - Kushtet standarde dhe cilësia e gazit

6.3.2.1 - Kushtet standarde

Në llogaritjet hidraulike janë paraparë kushtet standarde të gazit në vijim:

- Presioni standard: 1.01325 bar
- Temperatura standarde: 15°C.

6.3.2.2 - Veçoritë e gazit

Përbërja e gazit e isugurar nga Përfituesit është përfaqësuese e gazit nga përbërja e gazit natyror e paraqitur në **Tabela 19** dhe i korresponndon përbërjes së gazit të Gazsjellësit Trans Adriatik (TAP) sipas *Studimit të Parafizibilitetit AE – 2019/2020 Sektori i Energjisë Kompakte të Kosovës* [9]. Përbërja e gazit TAP përdoret nën supozimin se shumica e gazit natyror në Kosovë do të vijë nga interkoneksioni Greqi – Maqedoni e Veriut. Greqia furnizohet me gaz natyror nga TAP/TANAP. Për çdo rast, gaz natyror nga burimet e tjera pritet të ketë po ashtu të njëjtën përbërje.

Për qëllime të këtij Angazhimit gazi i TAP konsiderohet si i pari dhe përbërja e tij jepet në tabelën më poshtë. Përllogaritjet e procesit bazohen në këtë përbërje të gazit.

TABELA 19 – PËRBËRJA E GAZIT NATYROR

Përbërësi		Moli, %
Metan	C1	87,78
Etan	C2	2,72
Propan	C3	1,54
Izobutan	C4	0,50
N-Butan	C4	0,51
Izopentan	C5	0,24
N-Pentan	C5	0,24
Heksan	C6	0,03
Nitrogjen	N2	4,43
Dioksid karboni	CO2	2,01
Totali		100

6.3.3 - Të dhënat e lidhura me gazsjellësin

Të dhënat e ndërlidhura me inputin e gazsjellësit për llogaritjet e reja hidraulike për gazsjellësin e projektuar paraqiten në **Tabela 20**.

TABELA 20 – TË DHËNAT E LIDHURA ME GAZSJELLËSIN

Të dhënat e lidhura me gazsjellësin	
Presioni i projektimit	50 bar
Materiali standard	API 5L Gr.B ; (4"-10") API 5L X56; (20")
Ashpërsia ⁽¹⁾ :	0.05 mm
Temperatura e dheut në thellësitë e shtrirjes ⁽¹⁾ :	10°C
Trashësia e pareteve të gypit ⁽²⁾ :	ASME B31.12
¹	Vlera e supozuar për përlogaritjet hidraulike
²	Në përlogaritjet hidraulike përdoret trashësia mesatare e pareteve

6.3.4 - Projektimi për presion

Analiza hidraulike ka marrë parasysh presionin minimal të nevojshëm për furnizimin e CCGT-së së ardhshme (që kërkon 30 barg) e cila do të furnizohet nga pika fundore e gazsjellësit (PRMS Prishtina 2), dhe presionin minimal të kërkuar në hyrje në Maqedoninë e Veriut (50 barg). të cilat do të mundësonin transportin e sasive të nevojshme të gazit.

Këto vlera janë përcaktuar tashmë në *Interkoneksionin e gazit MKD-KOS FS* [5], aktual, përfshirë diametrin e gazsjellësit kryesor të transmisionit, duke mundësuar transportin e sasive të regjistruara të gazit.

6.3.5 - Përlogaritja e trashësive të pareteve

Përlogaritjet e trashësisë së pareteve është bërë sipas ASME B31.12.

6.4 - Vlerësimet CAPEX dhe OPEX të sistemit paraprak të transmisionit

Kostot e investimit u përcaktuan bazuar në linjat e propozuara, karakteristikat e tyre, kërkesat teknologjike dhe teknike dhe metodat e ndërtimit. Duke përdorur përvojën në projekte të ngjashme rajonale në pesë vitet e fundit (koncepti i krahasimit), u aplikuan çmimet e përafërta/paraprake për njësi për metër të gazsjellësit, duke marrë parasysh karakteristikat e terrenit si dhe kalimet e pengesave të ndryshme (rrugë, hekurudha, rrjedha ujore, zonat e pjerrëta) dhe metodat e ndërtimit të vendkalimeve. Kostot e investimit përfshijnë kostot e materialeve dhe instalimit/ndërtimit, ku merren parasysh disiplina të ndryshme profesionale: mekanike, civile me gjeodezi, arkitektonike, mbrojtje katodike, sistem komunikimi optik, si dhe vënien në punë, lejet, menaxhimin, projektimin, inxhinierinë dhe mbikëqyrjen.

Transporti deri në kantier, ngarkimi dhe shkarkimi i nevojshëm, ruajtja e materialit në kantier, të gjitha punët e nevojshme paraprake (pastrim, riparime, parafabrika etj.), saldimit, testimi radiografik i saldimit, testimi hidrostatik dhe dokumentacioni i nevojshëm janë në ndërtim e sipër (Instalimi) punon.

Kostot mesatare për servitutin dhe kostot e ndryshme të kompensimeve për ndërtesat apo kulturat, dhënien me qira të përkohshme të tokës së kërkuar për brezin e punës gjatë ndërtimit janë konsideruar edhe në çmimin e parashikuar për çdo seksion.

Bazuar në përvojën në projekte të ngjashme rajonale në pesë vitet e fundit, janë aplikuar çmimet totale të vlerësuara për llojin e objektit të gazsjellësit. Këto totale përfshijnë kostot e materialeve dhe instalimit/ndërtimit, ku merren parasysh disiplina të ndryshme profesionale: mekanike, civile me gjeodezi, arkitektonike, mbrojtje katodike, elektrike, si dhe vënien në punë, lejet, menaxhimin, projektimin, inxhinierinë dhe mbikëqyrjen. Kostot e instalimit/ndërtimit mbulojnë transportin deri në kantier, ngarkimin dhe shkarkimin e nevojshëm, ruajtjen e materialit në kantier, të gjitha punët e nevojshme paraprake (pastrim, riparime,

parafabrikim etj.), saldimin, testimin radiografik të saldimin, testimin hidrostatik dhe dokumentacionin e nevojshëm. Kostot e vlerësuara përafërsisht për blerjen e tokës konsiderohen brenda kostos totale të vlerësuar për çdo objekt tipik.

Janë dhënë vlerësime për zgjedhjen e materialit të gazsjellësit që mundëson transportin e gazit natyror dhe hidrogjenit. Kostoja shtesë e rregullimit të pajisjeve të tokës (valvulat, guarnicionet, etj.) në një nivel "100% të gatshëm për hidrogjen" nuk përfshihet. Konsulenti rekomandon marrjen në konsideratë të rregullimit të objekteve mbitokësore për një kohë të mëvonshme kur përqendrimi i hidrogjenit në gazsjellës kalon 20%. Në atë kohë, operatori duhet të analizojë nëse pajisja është ende e përshtatshme dhe të zëvendësojë rondolet dhe valvulat nëse është e nevojshme.

Interkoneksioni 75,3 km i planifikuar Maqedoni e Veriut - Kosovë (SKOPRI) pritet të jetë shtylla kryesore e sistemit të transmissiionit të gazit të Kosovës dhe për 6 seksionet e parë janë marrë parasysh vlerësimet CAPEX nga *Interkoneksioni i gazit Maqedoni e Veriut – Kosovë FS* [5] që po bëhet.

Në vlerësimin e kostove, Konsulenti përdori çmimet aktuale të tregut. Ndërprerja e shkaktuar nga pandemia Covid në zinxhirët e furnizimit shkaktoi mungesën globale të çelikut që ndikon në kostot materiale të gazsjellësit. Lufta në Ukrainë ka çuar më tej çmimet e çelikut. Kostot aktuale të investimit mund të ndryshojnë ndjeshëm nga ato të vlerësuara këtu, në varësi të situatës së tregut në kohën e tenderimit të gazsjellësit.

Kostot e vlerësuara vjetore operative (OPEX) përfshijnë kostot e punës, mirëmbajtjes dhe sigurimit. Në këtë pikë, Konsulenti vlerëson OPEX vjetor në 1,0 % të kostos totale të investimit kapital.

CAPEX i përlogaritur paraqitet në **Tabela 21**. Ai bazohet në përlogaritjet paraprake të kërkesave për kapacitet (që rezultojnë nga sistemi i përkohshëm i modelit të diagramit bllok për rrjedhën e sistemit shih **Shtojcën 1**) dhe presionet paraprake rezultuese (të përlogaritura nga modeli i përkohshëm hidraulik shih **Shtojcën 1**).

TABELA 21 –CAPEX PARAPRAK PËR TË GJITHË GAZSJELLËSIT E ZHVILLUAR FILLIMISHT							
	Nr	Komuna	Qarku	Seksioni	Gjatësia (km)	Diam. (inç)	Totali (mil €)
Interkoneksioni	1	Kaçanik	Ferizaj	Kufiri MKD/KOS - SBV/SMRP Smira	17,5	24	18,859
	2	Ferizaj	Ferizaj	SBV/SMRP Smira - SPT/SMRP Ferizaj	14,2	24	13,212
	3	Shtime	Ferizaj	SPT/RMS Ferizaj - SBV Banulla	16,2	24	13,671
	4	Lipjan	Prishtinë	SMRP Banulla - SBV/SMRP Lipjan	8,0	24	7,672
	5	Prishtinë	Prishtinë	SBV/SMRP Lipjan - SPT/SMRP Prishtinë 1	6,7	24	6,636
				SPT/SMRP Prishtinë 1 - SPT/SMRP		24	
	6	Obiliq	Prishtinë	Prishtinë 2	12,7		12,228
				NËNTOTAL interkoneksioni MKD/KOS:	75,3		72,278
Unaza e gazit	7	Shtime	Ferizaj	SPT/SMRP Ferizaj - SMRP Suharekë	39,6	10	19,623
	8	Suharekë	Prizren	SMRP Suharekë - SPT/SMRP Prizren	15,3	10	6,366
	9	Prizren	Prizren	SPT/SMRP Prizren - SBV Krushe e Madhe	13,3	10	6,369
	10	Gjakovë	Gjakovë	SBV Krushe e Madhe - SMRP Gjakovë	15,5	10	6,197
	11	Deçan	Gjakovë	SMRP Gjakovë - SMRP Decan	24,0	10	8,800
	12	Pejë	Peja	SMRP Decan - SPT/SMRP Peja	12,0	10	5,535
	13	Istog	Peja	SPT/SMRP Peja - SMRP Istog	24,0	10	10,995
	14	Skenderaj	Mitrovica	SMRP Istog - SPT/SMRP Skenderaj	28,0	10	12,598
	15	Glllogoc	Prishtinë	SMRP Drenas - SPT/SMRP Skenderaj	17,7	10	8,675
	16	Fushë Kosovë	Prishtinë	SPT/SMRP Prishtinë 1 - SMRP Drenas	14,7	10	8,389
				NËNTOTAL unaza e gazit:	204,1		93,544
D	17	Mitrovicë	Mitrovica	SPT/SMRP Skenderaj - SMRP Mitrovica	16,5	6	6,545



18	Vushtrri	Mitrovica	SMRP Mitrovica - SPT/SMRP Vushtrri	7,2	6	2,808
19	Ferizaj	Ferizaj	SPT/SMRP Ferizaj - SPT/SMRP Gjilan	24,9	6	8,653
20	Kamenice	Gjilan	SPT/SMRP Gjilan - SMRP Kamenice	26,0	4	7,412
21	Rahovec	Gjakovë	SBV Krushe e Madhe - SMRP Rahovec	8,0	4	2,352
22	Malishevë	Prizren	SMRP Rahovec - SMRP Malisheve	12,0	4	4,422
23	Shtime	Ferizaj	SPT/SMRP Ferizaj - SPT/SMRP Shtime	16,7	4	5,161
24	Klinë	Peja	SPT/SMRP Peja - SPT/SMRP Kline	25,0	4	8,164
25	Kaçanik	Ferizaj	SBV Kacanik - SMRP Kacanik	4,0	4	1,980
26	Dragash	Prizren	SPT/SMRP Prizren - SPT/SMRP Dragash	26,0	4	9,924
	Podujevë	Prishtinë	SPT/SMRP Prishtinë 2 - SPT/SMRP			
27			Podujevo	33,0	4	9,927
28	Mamushë	Prizren	SMRP Suhareka - SMRP Mamushe	8,0	4	2,352
			SBV Hani i Elezit - SMRP Hani i Elezit			
29	Hani i Elezit	Ferizaj	(Sharrcem)	2,7	4	1,989
NËNTOTAL degëzimet e transmisionit:				210		71,687
TOTALI sistemi i transmisionit të gazit në Kosovë:				489,4		237,5085

7 - VLERËSIMI TEKNO-EKONOMIK I SISTEMIT TË SHPËRNDARJES

7.1 - Bazat e sistemit të shpërndarjes së gazit

Sistemet e shpërndarjes së gazit të qyteteve dhe vendbanimeve të tjera zakonisht përbëhen nga këta komponentë (duke parë në drejtimin e rrjedhës së gazit):

- Stacioni aromatizues me gazsjellësin lidhës nga SMRP;
- Gazsjellësi i shpërndarjes së presionit të lartë (PL)
- Rrjeti i gazit me presion mesatar (PM)
- Rrjeti i gazit SMRR i presionit të ulët (PU)
- Rrjeti i gazit të presionit të ulët (PU)

Gama e lejuar e presionit të gazit të punës në sistemin e shpërndarjes (i kufizuar nga presioni minimal dhe maksimal i punës) në të cilin kryhet shpërndarja e gazit ndahet në tre klasa:

- Presion i ulët (deri në dhe përfshirë 0,1 bar),
- Presion mesatar (0.1 bar deri në dhe përfshirë 5 bar) dhe
- Presion i lartë (më shumë se 5 bar)

Sistemi i shpërndarjes fillon nga një stacion i uljes dhe matjes së presionit (SMRP), i cili normalisht është pronë e operatorit të sistemit të transmetimit (OST).

SMRP në pronësi të OST në përgjithësi ka dy dalje në sistemet e shpërndarjes së gazit: njëra në të cilën presioni reduktohet në 5 bar (për furnizimin me rrjetin e gazit PM) dhe një tjetër në të cilën presioni reduktohet në 16 bar (për furnizimin me tubacionin e shpërndarjes PL).

Stacioni i aromatizimit (SA) normalisht në pronësi të shpërndarësit të gazit (OSSH) është ndërtuar në një vend të përshtatshëm, shpesh pranë një stacioni matës dhe rregullues (SMRR). Qëllimi i të paturit të një sistemi operativ është aromatizimi i gazit, sepse gazi natyror është pa ngjyrë, pa erë dhe pa shije, kështu që shtohet një aromë me erë karakteristike, për të mundësuar zbulimin e pranisë së gazit nga shqisa e njuhatjes. Aromatizimi i gazit duhet të kryhet në përputhje me rregulloren teknike në fuqi "Aromatizimi i gazit".

Sistemi i furnizimit me gaz PM dhe PU mundëson gazifikimin e plotë (gaz si lëndë djegëse për ngrohje, ujë të nxehtë, gatim dhe ftohje) të objekteve ekzistuese dhe të ardhshme, ndërsa gypat e shpërndarjes PL zakonisht përdoren për furnizimin me gaz të konsumatorëve të mëdhenj, kryesisht industrialë, ose për transport të gaz në SMRR në pjesë të largëta të qytetit ose fshatit.

Gypat e gazit PM dhe PU janë bërë nga gypa të polietilenit të prodhuar dhe testuar sipas standardeve të aplikueshme si EN 1555 Sistemet e gypave plastike për furnizimin me lëndë djegëse të gaztë -- Polietileni (PE) -- Pjesa 2: Tuba (EN 1555-2) Gypat janë standard dhe pajisjet janë cilësore PE 100, ndërsa madhësitë dhe klasat e seksioneve (SDR) përputhen me kushtet e punës dhe testimit.

Gypat e shpërndarjes PL janë bërë nga gypa çeliku të prodhuar dhe testuar sipas standardeve të zbatueshme: EN 10208-2 Gypa çeliku për tubacione për lëngje të djegshme -- Kushtet teknike të shpërndarjes -- Pjesa 2: Gypa të klasës së kërkuar B (EN 10208-2). Cilësia dhe trashësia e pareteve përputhet me kushtet e punës dhe testimit.

Dimensionet finale të gypave të shpërndarjes së gazit përcaktohen nga llogaritjet hidraulike në fazën e projektimit paraprak ose të detajuar.

Gypat e shpërndarjes së gazit vendosen kryesisht në rrugë publike, paralelisht me infrastrukturën tjetër të shërbimeve.

Gypat PM dhe PU zakonisht groposen me një mbulesë tokësore minimale prej 0,80 m, ndërsa gypat e gazit PL groposen me një mbulesë tokësore minimale prej 1,0 m. Gjerësia e kanalit të gazsjellësit është zakonisht nga 0.40 në 0.70 m. Gypat e shpërndarjes së gazit polietileni vendosen në një shtrat rëre, me trashësi afërsisht 15 cm.

Pas shtrimit dhe testimit të gazsjellësit, kanali mbushet me material rërë të imët deri në një nivel të caktuar mbi gyp. Mbushja sipër rërës bëhet me zhavorr në shtresa deri në nënbazë sipërfaqësore. Sipërfaqet, të tilla si trotualet, shtigjet dhe zonat e gjelbra kthehen më pas në gjendjen e tyre origjinale.

Distanca e gazsjellësit nga ndërtesat, strukturat e tjera mbitokësore dhe instalimet paralele të shërbimeve nëntokësore, si dhe shtigjet e instalimeve të tjera të shërbimeve, përputhen me rregullat dhe standardet për instalimin e gazsjellësit, si rregullat teknike të gypave të çelikut për presion maksimal të funksionimit mbi 16 bar., EN 1594 Infrastruktura e gazit – Gazsjellësi për presionin maksimal të funksionimit mbi 16 bar -- Kërkesat funksionale (EN 1594), Rregullat teknike: Gypat e çelikut për presionin maksimal të funksionimit mbi 5 bar - Mirëmbajtja dhe EN 12007-1 Infrastruktura e gazit – Gypat për maksimumin Presioni i funksionimit deri dhe duke përfshirë 16 bar -- Pjesa 1: Kërkesat e përgjithshme funksionale.

Kryqëzimet e gazsjellësit me hekurudha dhe rrugë kryesore zakonisht bëhet me metodat e shpimit në një thellësi të kërkuar, ndërsa zgjidhjet tipike teknike të kryqëzimeve të gazsjellësit me rrjedhat ujore përfshijnë metodat e kanaleve të hapura, d.m.th. groposja e gazsjellësit në thellësinë e duhur nën fundin e rrjedhës së ujit me një mbrojtje konkrete.

Gazsjellësi i shpërndarjes instalohet pothuajse ekskluzivisht nën tokë, gjë që rrit më tej nivelin e sigurisë së funksionimit.

7.2 - Parimet për zhvillimin e skicës

7.2.1 - Skica e sistemit

Sistemet e ardhshme të shpërndarjes së gazit do të furnizohen nga SMRP, që janë planifikuar pranë qendrave të konsumit të madh në Kosovë. SMRP janë planifikuar ose si shtesa në të ardhmen të objekteve mbitokësore të interkoneksionit të gazit PRMS's MKD-KOS si stacionet për bllokimin e valvulës (SBV), sikurse parashihet në *Interkoneksionin e gazit Maqedoni e Veriut – Kosovë FS* [5], që po zhvillohet, ose si shtesa të objekteve mbitokësore të gazsjellësve të planifikuar të transmisionit (unaza e gazit dhe degët e transmisionit). Skica e sistemit të përkohshëm të transmisionit përfshin të gjitha objektet e planifikuar të SMRP dhe paraqitet në **Figurën 32**.

Numri dhe vendndodhjet e SMRP plotësojnë kërkesat teknike për sigurimin e gazit për vendbanimet/qytetet me potencial konsumi.

Skica e gypave të shpërndarjes është projektuar me fokus për të furnizuar konsumatorët kryesorë si konsumatorët industrialë, objektet më të mëdha publike/shërbimesh dhe qendrat e mëdha të tregut, ndërsa gazsjellësi vazhdon të arrijë konsumatorët e tjerë më pas. Sistemet e shpërndarjes mund të jenë në formë kapilare ose unaze. Rrjetet e shpërndarjes së gazit janë projektuar më tej për të mundësuar ndërtimin e rrjetit në vendbanime dhe rrethe individuale, kështu që është e mundur të ndahen pjesët e rrjetit duke përdorur valvulat mbyllëse.

Skica e sistemit të shpërndarjes PL është projektuar për të arritur konsumatorët më të mëdhenj industrialë që kërkojnë presion pune më të lartë se presioni i funksionimit që mund të sigurojë një rrjet gazi PM. Përveç kësaj, sistemi i shpërndarjes PL përdoret në periferi të qytetit ku presioni i rrjetit të gazit PM nuk është i kënaqshëm.

Ndërtimi i sistemit të shpërndarjes së gazit PM mundëson gazifikimin e plotë të pjesëve periferike të qyteteve dhe fshatrave të përzgjedhura në të ardhmen duke siguruar një nivel të kënaqshëm presioni në sistem. Zonat

industriale furnizohen gjithashtu nga sistemi PM për të siguruar furnizimin me sasi të mjaftueshme gazi dhe një nivel presioni të kënaqshëm të kërkuar për funksionimin e pajisjeve të instaluar në konsumatorët kryesorë.

Rrjeti i gazit PU furnizohet me gaz nga SMRP që gjendet në rrjetin e shpërndarjes PM dhe e masin sasinë e gazit dhe ulin presionin në presionin e funksionimit të rrjetit të gazit PU.

7.2.2 - Lidhjet për konsumatorë

Lidhjet për konsumatorë fillojnë në pikënisjen e gypit të rrugës.

Në një rrjet të gazit PU, lidhja përfundon ose me një valvul izolimi të jashtëm kryesor dhe një kabinet fasadë të integruar (metër dhe rregullator presioni) ose një valvul izolimi të lidhjes së bodrumit të vendosur menjëherë pas lidhjes që hyn në bodrum.

Rrjetet e gazit PU mund të sigurohen në qendrat e vjetra të qyteteve dhe në pjesët e brendshme të qyteteve kur struktura dominuese e ndërtesës (si p.sh. shtëpitë e qytetit) parandalon gazifikimin me presion të mesëm për shkak të instalimit specifik të kabineteve të fasadës. Dollapët mund të vijnë në afërsi të trotuarit dhe buzës së sipërfaqeve publike të rrugës dhe mund të jenë në rrezik të menjëhershëm dëmtimi. Përveç kësaj, kërkesat për mbrojtjen e kulturës mund të parandalojnë instalimin e kabineteve të fasadës.

Për rrjetin e gazit PM, lidhja e konsumatorit përfundon me valvulën kryesore të izolimit të jashtëm dhe një kabinet fasadë të montuar në sipërfaqe me një reduktues presioni.

7.3 - Rrjetet potenciale të shpërndarjes së gazit

Për të optimizuar shtrirjen e zhvillimit të sistemit të gazit u bë vlerësimi teknik i rrjeteve të shpërndarjes së gazit në vendbanime të përshtatshme.

Për të vlerësuar koston e sistemeve të shpërndarjes është e nevojshme gjatësia e gypave në sistemin e shpërndarjes. Procesi i identifikimit të zonave potenciale të shpërndarjes së gazit natyror që konsiderohen pjesë më të dendura të populluara të komunave pasi zhvillimi i një rrjeti të gazit në përgjithësi nuk është me kosto efektive në fshatrat e largëta dhe më pak të populluara. Për pjesë të zgjedhura të bashkisë, u supozua mbulimi 100%²⁴ pra lidhja me rrjetin u paraqit për çdo ekonomi familjare apo konsumator tjetër (shërbime, industri), duke e vendosur rrjetin në çdo rrugë, drejt çdo konsumatori potencial. Sistemet e shpërndarjes u zhvilluan me dorë duke përdorur softuerin Google Earth, Open Street Vieë, hartat topografike përkatëse dhe dokumente të tjera të disponueshme. Për këto rrjete shpërndarëse të planifikuara, është llogaritur gjatësia totale e rrjetit për komunë. Paraqitjet e përkohshme të rrjetit në zonat e vlerësuara të shpërndarjes janë dhënë në **Shtojcën 3**²⁵.

²⁴ Mbulesa e vendbanimeve në realitet rrallëherë arrin në 100%, mirëpo për shkak të rritjes së pritshme të vendbanimeve (ku parashihet gazifukimi), rrjeti i gazit do të ekspozohet përtej vendbanimeve aktuale urbane, pra, një përllogaritje e përafërt e 100% të madhësisë së sotme të vendbanimeve urbane është e arsyeshme.

²⁵ Figurat e paraqitura në Shtojcën 3 janë vetëm për qëllime ilustruese. Këto skica të rrjeteve të shpërndarjes janë krijuar me qëllimin e vetëm për të llogaritur gjatësinë potenciale të rrjetit të shpërndarjes dhe nuk duhet të përdoren për qëllime të tjera.

7.4 - Vlerësimet paraprake CAPEX dhe OPEX për rrjetet e shpërndarjes

Është bërë analiza teknike paraprake për të llogaritur investimet kapitale të nevojshme për secilën zonë të shpërndarjes. Nga pikëpamja teknike, kostoja paraprake për njësi për rrjetet e shpërndarjes së gazit përcaktohet si një çmim mesatar prej 90 €/m'.

Kostot për investime kapitale (CAPEX) paraqiten në **Tabela 22** Error! Reference source not found. bazuar në gjatësinë totale të çdo rrjeti të zhvilluar, çmimin mesatar të njësisë për metër të gazsjellësit dhe koston e objektit të kërkuar në sistemin e shpërndarjes, i cili zakonisht është stacioni i matjes dhe reduktimit të presionit (SMRP) përfshirë stacionin aromatizues. (SA).

TABELA 22 – CAPEX PËR RRJETET E SHPËRNDARJES TË ZHVILLUAR FILLIMISHT						
Komuna	Qarku	Gjatësia e rrjetit të shpërndarjes (km)	CAPEX për SMRR (€)	CAPEX për rrjetin e shpërndarjes (€)	Totali (€)	Totali (mil €)
Prishtina	Prishtina	942	2.000.000	84.780.000	86.780.000	86,780
Fushë Kosovë	Prishtina		Përfshirë më lart			0,000
Obiliq	Prishtina		Përfshirë më lart			0,000
Prizren	Prizren	302	1.000.000	27.180.000	28.180.000	28,180
Ferizaj	Ferizaj	286	1.000.000	25.740.000	26.740.000	26,740
Pejë	Peja	157	600.000	14.130.000	14.730.000	14,730
Gjakovë	Gjakova	140	600.000	12.600.000	13.200.000	13,200
Gjilan	Gjilan	247	600.000	22.230.000	22.830.000	22,830
Podujevë	Prishtina	111	600.000	9.990.000	10.590.000	10,590
Mitrovicë	Mitrovica	258	600.000	23.250.000	23.850.000	23,850
Mitr. e Veriut	Mitrovica	52	0	4.650.000	4.650.000	4,650
Vushtrri	Mitrovica	113	600.000	10.170.000	10.770.000	10,770
Suharekë	Prizren	32	500.000	2.880.000	3.380.000	3,380
Glllogoc (Drenas)	Prishtina	46	500.000	4.140.000	4.640.000	4,640
Lipjan	Prishtina	104	500.000	4.680.000	5.180.000	5,180
Rahovec	Gjakova	66	500.000	5.940.000	6.440.000	6,440
Malishevë	Prizren	30	500.000	2.700.000	3.200.000	3,200
Skenderaj	Mitrovica	33	500.000	2.970.000	3.470.000	3,470
Viti	Gjilan	101	500.000	3.030.000	3.530.000	3,530
Deçan	Gjakova	35	500.000	3.150.000	3.650.000	3,650
Istog	Peja	29	500.000	2.610.000	3.110.000	3,110
Klinë	Peja	43	500.000	3.870.000	4.370.000	4,370
Kamenicë	Gjilan	82	500.000	7.380.000	7.880.000	7,880
Dragash	Prizren	21	500.000	1.890.000	2.390.000	2,390
Kaçanik	Ferizaj	32	500.000	2.880.000	3.380.000	3,380
Shtime	Ferizaj	50	500.000	4.500.000	5.000.000	5,000
Hani i Elezit	Ferizaj	21	0	1.890.000	1.890.000	1,890
Mamushë	Prizren	16	500.000	1.440.000	1.940.000	1,940
Totali			15.100.000	290.670.000	305.770.000	305,770

8 - VLERËSIMI EKONOMIK DHE OPSIONET PËR ZHVILLIMIN E SISTEMIT

8.1 - Hyrje

Në këtë kapitull, ne përshkruajmë metodologjinë, inputet dhe rezultatet e vlerësimit ekonomik të rrjetit të ardhshëm të transmetimit dhe shpërndarjes së gazit në Kosovë. Analiza e kërkesës dhe ofertës së gazit rezultoi në planin preliminar të rrjetit të transmetimit të gazit të Kosovës, paraqitet në **Figurën 32**. Figura tregon dy përbërësit kryesorë të rrjetit të ardhshëm të transmetimit të gazit: **gazsjellësi SKOPRI** (blu) dhe **gazsjellësi Unazë** (kuq). Komunitat (pikët e konsumit) aty ku ishte parashikuar furnizimi me gaz tregohen si pika të verdha. Janë gjithsej 28 bashki (pika konsumi) për të cilat është siguruar kërkesa për gaz. Përveç kësaj, linjat e purpura tregojnë gypat e nevojshëm për të lidhur disa zona të shpërndarjes me rrjetin kryesor të transmetimit.

Për sa i përket strukturës së kërkesës për gaz, janë supozuar këto kategori të konsumatorëve:

- Sektori i ekonomisë familjare
- Sektori i shërbimeve
- Sektori i industrisë
- Sektori i gjenerimit të energjisë.

Konsulenti ka përgatitur llogaritjet e përafërta të kërkesës për gaz për secilin nga këta sektorë: detajet paraqiten në Kapitullin **Error! Reference source not found..** Për të gjithë sektorët, me përjashtim të gjenerimit të energjisë, është supozuar se gazi do të sillet në vitin 2026, ndërsa termocentrali pritet të nisë punën në vitin 2028. Sa i përket termocentralit, supozohet se cikli i ri i kombinuar i termocentralit me turbinë gazi gjendet në komunën e Prishtinës. **Figura 34** dhe **Figura 35** paraqesin përqindje absolute dhe relative të sektorëve që gjenerojnë energji dhe jo sa i përket kërkesës totale për gaz.

FIGURA 34 – PËRQINDJA ABSOLUTE E KONSUMIT TË GAZIT NË SEKTORIN E ENERGJISË DHE JO TË ENERGJISË

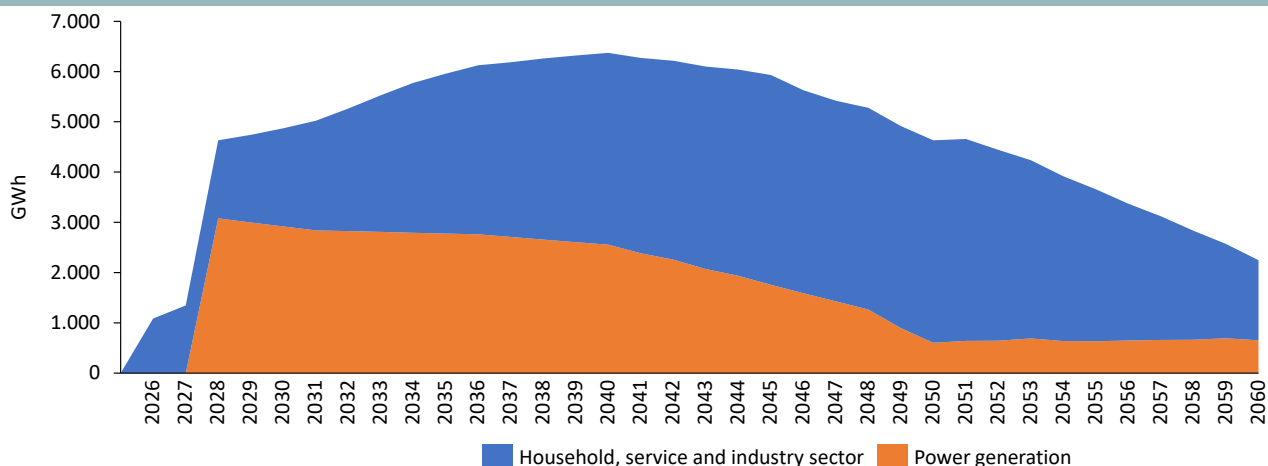
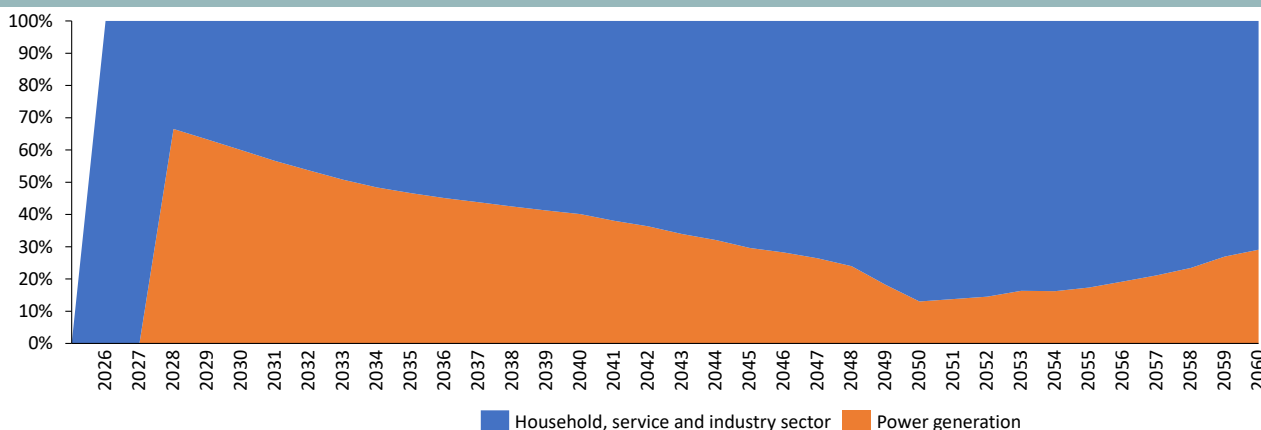
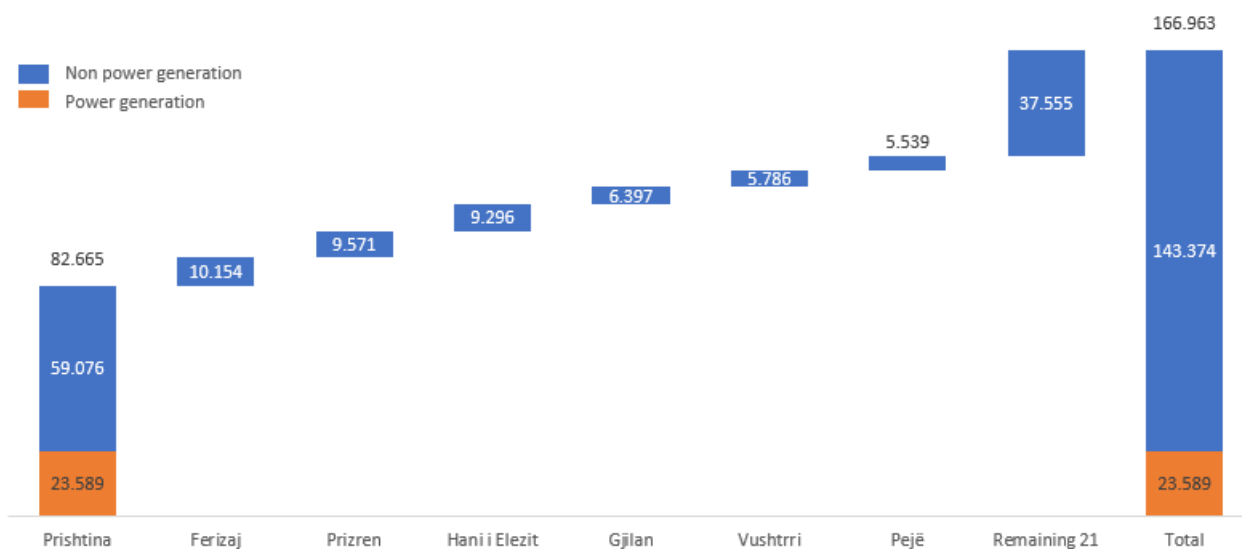


FIGURA 35 – PËRQINDJA RELATIVE E KONSUMIT TË GAZIT NË SEKTORIN E ENERGJISË DHE JO TË ENERGJISË



Për të përcaktuar se ku do të jetë e realizueshme të zhvillohet rrjeti i gazit, është me rëndësi të kuptohet se sa gaz pritet të konsumohet në secilën komunë. **Figura 36** tregon se shumica e konsumit të gazit ndodh në pak komuna. Nga 28 komuna, shtatë përbëjnë 78% të të gjithë konsumit të gazit (përfshorë shtyllën e konsumit të gazit për gjenerimin e energjisë në Prishtinë). Po ashtu shikoni **Figura 14** për shpërndarjen hapësinore të kërkesës.

FIGURA 36 – KËRKESA KUMULATIVE PËR GAZ SIPAS KOMUNAVE GJATË JETËGJATËSISË SË PROJEKTIT (GWH)



Jo për gjenerim të energjisë
Për gjenerim të energjisë

8.2 - Metodologjia

Supozimi kryesor në themel të vlerësimit ekonomik të infrastrukturës së gazit në Kosovë është se transmissioni dhe shpërndarja e gazit do të jenë **aktivitete të rregulluara**. Sikurse është shtjelluar në Studimin e Tarifës, Konsulentu supozon se qasja e **kufirit të të ardhurave** do të përdoret për përcaktuar të ardhurat për shpërndarjen dhe transmissiionin e gazit. Qëllimi i analizës është të përcaktojë mesataren e tarifave për

shpërndarjen dhe transportin e gazit në Kosovë dhe të vlerësojë tarifat e konkurrueshme për transmisionin dhe shpërndarjen e gazit në Kosovë²⁶.

Kostot e shpërndarjes dhe transmisionit të gazit nxiten kryesisht nga dy faktorë: sasia e gazit të shpërndarë ose transportuar dhe kostot që lidhen me shpërndarjen dhe transportin e gazit. Duke mbajtur konstante çdo gjë tjetër, sa më të larta të jenë sasi të gazit të shpërndarë dhe të transportuar, aq më të ulëta janë tarifat e gazit dhe anasjelltas. Në të njëjtën kohë dhe duke mbajtur çdo gjë tjetër konstante, sa më të larta të jenë kostot që lidhen me shpërndarjen dhe transportin e gazit (kostot operative dhe kapitale të kombinuara), aq më të larta janë tarifat e gazit dhe anasjelltas. Në përmbledhje, niveli i tarifave të gazit lidhet pozitivisht me kostot e shpërndarjes dhe transportit të gazit dhe në korrelacion negativ me vëllimin e gazit të shpërndarë dhe transportuar. Për më tepër, për të vlerësuar nëse është ekonomikisht e mundshme furnizimi i një komune të caktuar me gaz, duhet të përcaktohen veçmas kostot e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit.

Për të përcaktuar kostot e shpërndarjes së gazit dhe transportit, Konsulenti përdori qasjen e mëposhtme:

1. Janë përcaktuar tarifat e shpërndarjes për secilën komunë. Qëllimi i kësaj analize ishte të vlerësonte nëse ka kërkesë të mjaftueshme për gaz në secilën komunë për të justifikuar kostot e investimit në zhvillimin e rrjetit të shpërndarjes së gazit. **(Hapi 1)**.
2. Duke qenë se disa komuna gjenden larg rrjetit kryesor të transmisionit, nevojiten kosto shtesë për lidhjen e këtyre komunave me rrjetin e transmisionit të gazit (kostot që lidhen me gypat e shënuara me ngjyrë të purpurtë në **Figurën 32**). Këto kosto janë përfshirë në kostot për zhvillimin e rrjetit të shpërndarjes së gazit. Rezultatet e kësaj analize i bëjnë disa zona të shpërndarjes ekonomikisht jo të qëndrueshme pasi ato ndodhen larg rrjetit të transmisionit që rezultojnë në një rritje të konsiderueshme të shpenzimeve kapitale. Rezultati i kësaj analize është përzgjedhja e komunave që kanë tarifa konkurruese të shpërndarjes së gazit. Pas këtij hapi, vlerësimi i kërkesës për gaz rishikohet në rënie. Bazuar në këtë kërkesë për gaz, Konsulenti përcakton qëndrueshmërinë e rrjetit të transmisionit të gazit **(Hapi 2)**. Dy hapat e parë i referohen përcaktimit të listës së komunave që pritet të kenë tarifa konkurruese të shpërndarjes së gazit.
3. Analiza e kostove të transportit të gazit bëhet duke përdorur analizën e kostos marginale për gazsjellësit SKOPRI dhe Unaza. Analiza e kostos marginale nënkupton që konsumi i gazit që ndodhet në një segment të caktuar të rrjetit të transportit duhet të mbulojë koston e zhvillimit të atij segmenti të rrjetit të transportit të gazit. Për shembull, konsumatorët që ndodhen në gazsjellësin SKOPRI duhet të mbulojnë kostot e zhvillimit të gazsjellësit SKOPRI. Në të njëjtën kohë, konsumatorët në gazsjellësin e Unazës supozohet të mbulojnë vetëm kostot e zhvillimit të gazsjellësit të Unazës. Duke pasur parasysh se gazsjellësi SKOPRI është shtylla kryesore e rrjetit të transmisionit të gazit të Kosovës dhe se gazsjellësi i Unazës është një zgjatim i gazsjellësit SKOPRI, në analizën e kostove marginale supozohet se konsumatorët në gazsjellësin e Unazës do të paguajnë për përdorimin vetëm të gazsjellësit të Unazës. Kostot e gazsjellësit SKOPRI do të mbulohen nga përdoruesit e SKOPRI. Ndonëse një marrëveshje e tillë nuk do të mbizotërojë në praktikë, ajo lejon të përcaktohen kostot shtesë të zhvillimit të gazsjellësit Unazë dhe të krahasohen tarifat për Unazën me tarifat e gazsjellësit SKOPRI. Përveç llogaritjes së tarifave marginale të transmisionit të gazit për gazsjellësin SKOPRI dhe Unaza veç e veç, Konsulenti ka llogaritur edhe tarifën mesatare të transmisionit të gazit që do të mbizotëronte në të gjithë rrjetin e transmisionit të gazit në Kosovë. (SKOPRI + RING) **(Hapi 3)**.

²⁶ Në këtë seksion, tarifat përfaqësojnë tarifat mesatare të gazit për kohëzgjatjen e të gjithë projektit.

8.2.1 - Tarifat e shpërndarjes së gazit

Për të përcaktuar tarifat e shpërndarjes së gazit, Konsulenti ka zhvilluar analizën e 25 zonave potenciale për shpërndarje²⁷. Kostot e investimit të sistemit të shpërndarjes vlerësohen për secilën zonë të identifikuar të shpërndarjes. Kostot e investimit përbëhen nga:

- Kosto të gazsjellësit që supozohet të jenë identike për të gjitha komunat dhe të barabarta me 90 € për metër të gazsjellësit.
- Kostot e stacionit matës dhe reduktimit (SMR), me përjashtim të komunës së Hanit të Elezit ku kostoja është përfshirë në koston e rrjetit të transmisionit.
- Kostot operative përlogariten në 2% për vjet të koston totale të investimeve.

Përmbledhja e kostove të investimeve në rrjetin e shpërndarjes paraqitet në **Tabela 22** në kapitullin paraprak.

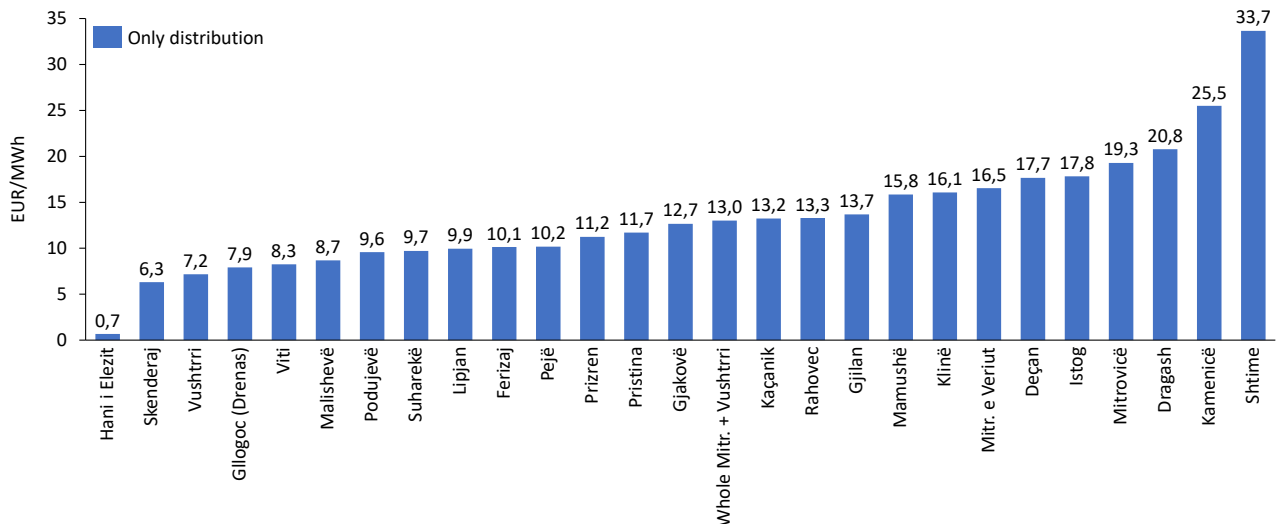
Gjatë procesit të përcaktimit të tarifës së shpërndarjes së gazit, Konsulenti ka bërë këto supozime:

- Duke qenë se Zyra e Rregullatorit të Energjisë së Kosovës (ZRRE) nuk ka publikuar koston mesatare të ponderuar të kapitalit për aktivitetet e shpërndarjes dhe transmetimit të gazit, Konsulenti ka përdorur një vlerë që zbatohet për aktivitetin e transmetimit dhe shpërndarjes së energjisë elektrike. Në veçanti, Konsulenti ka marrë vlerën për koston mesatare të ponderuara **reale** të kapitalit në vlerë prej 8,3% p.a., sipas vendimit të ZRRE-së. V_1018_2018.
- Duke qenë se kërkesa pritët të rritet me kalimin e kohës, supozohet se rrjeti i shpërndarjes së gazit do të ndërtohet gradualisht gjatë 5 viteve.
- Zhvillimi i rrjeteve të shpërndarjes do të fillojë njëkohësisht në të gjitha zonat e shpërndarjes, pra ndërtimi i rrjeteve të shpërndarjes do të fillojë në vitin 2025 dhe do të përfundojë në vitin 2031 në të gjitha komunat.

Në bazë të supozimeve të lartpërmendura, **Figura 37** paraqet vlerat e tarifave të shpërndarjes për komunat e analizuara. Këto tarifa paraqesin vlerat korresponduese vetëm të zhvillimit të rrjetit të shpërndarjes (hapi 1). Vëreni se zona e shpërndarjes e gjithë Mitrovica + Vushtrri përbëhet nga Vushtrria dhe dy Mitrovicat: e veriut dhe e jugut.

FIGURA 37 – PËRLOGARITJA E TARIFAVE TË SHPËRNDARJES

²⁷ Vëreni se Kapitulli 7.3 - 7.3 -



Sikurse tregon **Figura 32**, disa zona të shpërndarjes shpërndarjeje ndodhen larg gazsjellësit kryesor të transmisionit (si nga SKOPRI ashtu edhe nga Unaza). Supozohet se kostot që lidhen me lidhjen e këtyre rrjeteve të shpërndarjes së gazit me rrjetin e transmisionit të gazit duhet t'i shtohen kostove të zhvillimit të tyre të shpërndarjes. Prandaj, për zonat e mëposhtme të shpërndarjes kostot shtesë të gazsjellësit që lidhen me lidhjen me rrjetin e transmisionit të gazit iu shtuan kostove të zhvillimit të rrjeteve të shpërndarjes:

■ Në gazsjellësin e transmisionit Shkup-Prishtinë (gazsjellësi i shenjuar me blu në **Figura 32**):

- Hani i Elezit: segment 2,7-kilometra nga SBV Hani i Elezit tek SMRP Hani i Elezit (Sharrcem)
- Kaçanik: segment 4-kilometra nga SBV Kaçanik tek SMRP Kaçanik
- Gjilan: SEGMENT 24,9-kilometra nga SPT/SMRP Ferizaj tek SMRP Gjilan
- Kamenicë: segment 26-kilometra nga SMRP Gjilan tek SMRP Kamenicë
- Shtime: segment 16,7-kilometra nga SPT/SMRP Ferizaj në SMRP Shtime
- Podujevë: segment 33-kilometra nga SMRP Prishtina 2 tek SMRP Podujevë

■ Në gazsjellësin unazë të Kosovës (gazsjellësi i shënuar me të kuqe në **Figurën 32**):

- Mitrovica: segmenti 16,5-kilometra nga SPT/SMRP Skenderaj tek SMRP Mitrovica
- Vushtrri: segmenti 7,2-kilometra nga SMRP Mitrovica to tek SMRP Vushtrri
- Klinë: segmenti 25-kilometra nga SPT/SMRP Peja tek SMRP Klinë
- Rahovec: segmenti 8-kilometra nga SBV Krushe e Medhe tek SMRP Rahovec
- Malishevë: segmenti 12-kilometra nga SMRP Rahovec tek SMRP Malishevë
- Mamushë: segmenti 8-kilometra nga SMRP Suhareka tek SMRP Mamushë
- Dragash: segmenti 26-kilometra nga SPT/SMRP Prizren tek SMRP Dragash

Tabela 23 tregon strukturën e kostove për zhvillimin e rrjetit të shpërndarjes së gazit. Ai përfshin kostot e zhvillimit vetëm të rrjetit të shpërndarjes në secilën komunë së bashku me koston dhe gjatësinë e segmentit të nevojshëm për të lidhur rrjetin e shpërndarjes së një komune me rrjetin e transmisionit.

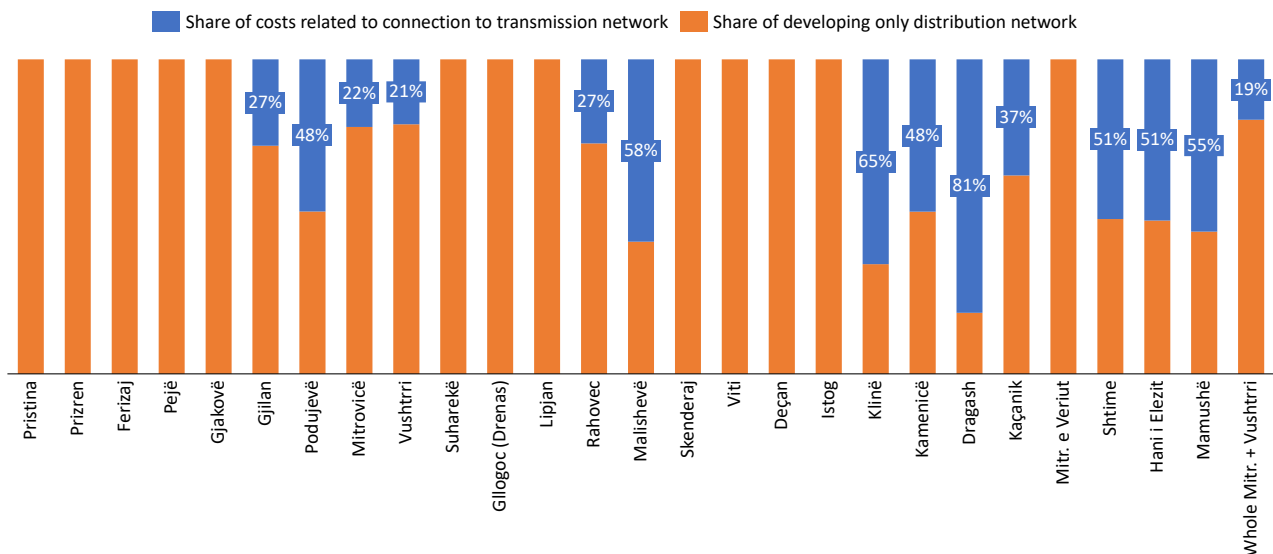
TABELA 23 – KOSTOJA TOTALE E ZHVILLIMIT TË RRJETIT TË SHPËRNDARJES

Nr.	Komuna	Qarku	Kostoja totale e zhvillimit të rrjetit të shpërndarjes		
			Shpërndarja	Lidhja me transmisionin	Kostot totale

			Kostot [mln €]	Gjatësia [km]	Kostot [mln €]	Kostot [mln €]
1	Prishtinë	Prishtinë	86,78	-	-	86,78
2	Prizren	Prizren	28,18	-	-	28,18
3	Ferizaj	Ferizaj	26,74	-	-	26,74
4	Pejë	Pejë	14,73	-	-	14,73
5	Gjakovë	Gjakovë	13,20	-	-	13,20
6	Gjilan	Gjilan	22,83	24,90	8,65	31,48
7	Podujevë	Prishtinë	10,59	33,00	9,93	20,52
8	Mitrovicë	Mitrovicë	23,85	16,50	6,55	30,40
9	Vushtrri	Mitrovicë	10,77	7,20	2,81	13,58
10	Suharekë	Prizren	3,38	-	-	3,38
11	Glllogoc (Feronikal)	Prishtinë	4,64	-	-	4,64
12	Lipjan	Prishtinë	5,18	-	-	5,18
13	Rahovec	Gjakovë	6,44	8,00	2,35	8,79
14	Malishevë	Prizren	3,20	12,00	4,42	7,62
15	Skenderaj	Mitrovicë	3,47	-	-	3,47
16	Viti (Smire)	Gjilan	3,53	-	-	3,53
17	Deçan	Gjakovë	3,65	-	-	3,65
18	Istog	Pejë	3,11	-	-	3,11
19	Klinë	Pejë	4,37	25,00	8,16	12,53
20	Kamenicë	Gjilan	7,88	26,00	7,41	15,29
22	Dragash	Prizren	2,39	26,00	9,92	12,31
23	Kaçanik	Ferizaj	3,38	4,00	1,98	5,36
24	Mitr. e Veriut	Mitrovicë	4,65	-	-	4,65
25	Shtime	Ferizaj	5,00	16,70	5,16	10,16
27	Hani i Elezit	Ferizaj	1,89	2,70	1,99	3,88
28	Mamushë	Prizren	1,94	8,00	2,35	4,29
Totali			305,77	210	71,69	377,46

Figura 38 tregon strukturën e kostove të zhvillimit të rrjetit të shpërndarjes së gazit. Figura tregon se për disa bashki, pjesa e kostove lidhur me lidhjen në rrjetin e transmetimit të gazit përfaqëson një komponent të rëndësishëm të kostove totale të zhvillimit të rrjetit të shpërndarjes. Gjithashtu, siç ishte rasti në **Figura 37**, në këtë figurë kostot edhe për Mitrovicën, edhe për Vushtrrinë u kombinuan për të përfaqësuar zonën e vetme të shpërndarjes (që tregohet si e gjithë Mitr. + Vushtrri në **Figurën 38**). Po ashtu, të dyja Mitrovicat u kombinuan (Mitrovicë dhe Mitr. e Veriut).

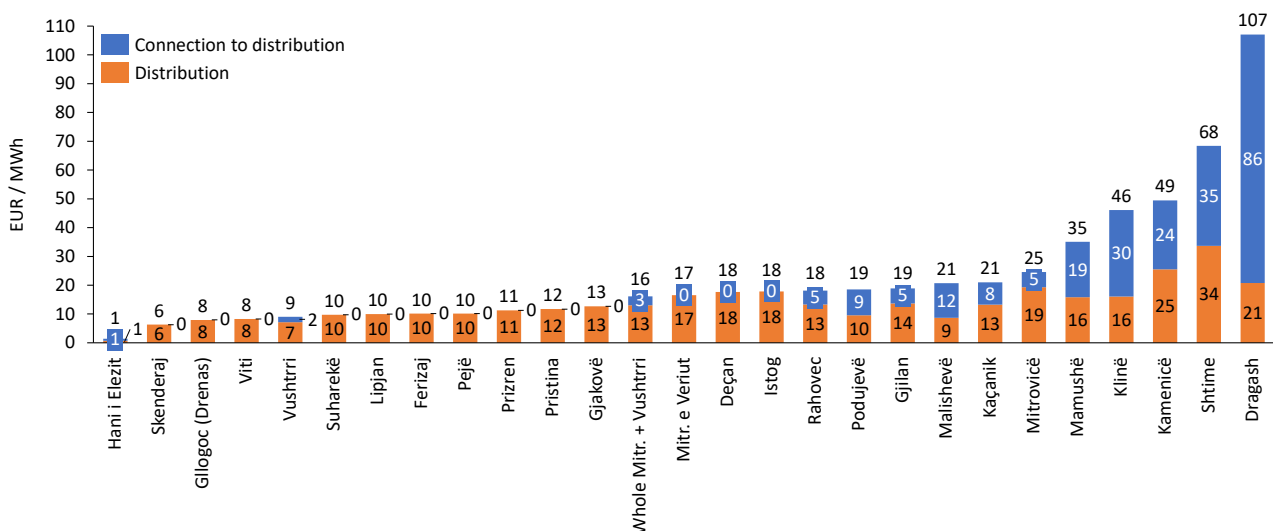
FIGURA 38 – STRUKTURA E INVESTIMEVE NË RRJETIN E SHPËRNDARJES



Përqindja e kostove të ndërlidhura me lidhjen në rrjetin e transmisionit
Përqindja e zhvillimit vetëm e rrjetit të shpërndarjes

Në bazë të analizës së mësipërme, kostoja totale për njësi e zhvillimit të rrjeteve të shpërndarjes së gazit përlogaritët dhe tregohet në **Figurën 39**. Sikurse e tregon **Figurën 39**, distanca e madhe nga rrjetet kryesore të transmisionit rritet konsiderueshëm për kosto të MWh ("tarifa e shpërndarjes") të rrjetit të shpërndarjes së gazit.

FIGURA 39– PËRLOGARITJA E TARIFAVE TOTALE TË SHPËRNDARJES



Lidhja me shpërndarjen
Shpërndarja

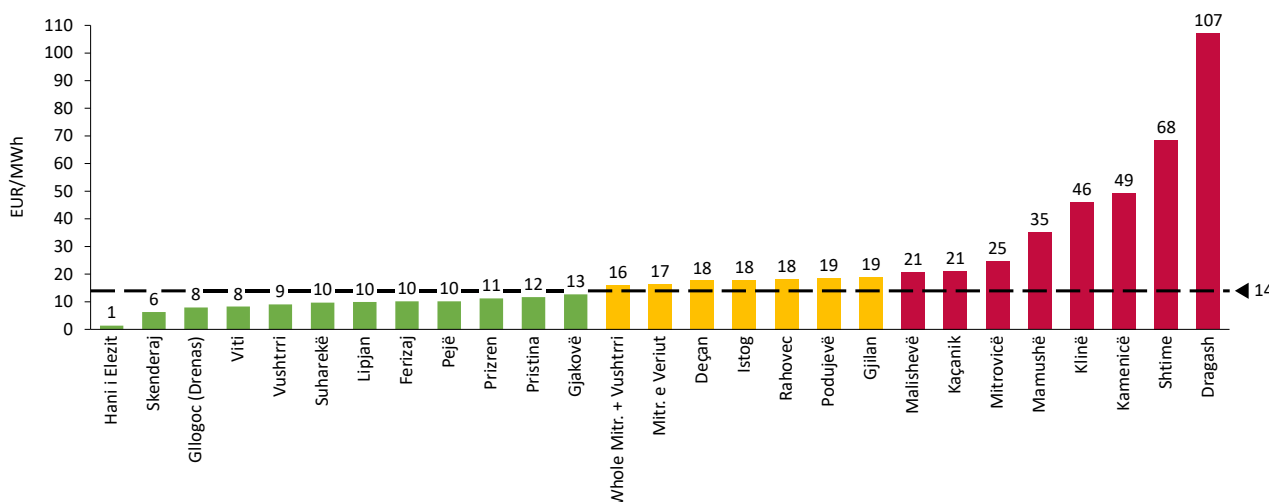
Për të përcaktuar zonat e shpërndarjes ku është ekonomisht e mundur zhvillimi i një rrjeti të shpërndarjes së gazit, ishte e nevojshme të përcaktohej nëse tarifat mesatare mbizotëruese të shpërndarjes së gazit janë konkurruese ndaj koston. Për të vlerësuar konkurrueshmërinë e koston të tarifave të ardhshme të shpërndarjes së gazit në Kosovë, Konsulenti krahasoi vlerat e llogaritura të tarifave të shpërndarjes me tarifat mbizotëruese të shpërndarjes së gazit në Kroaci. Kroacia u zgjodh për arsyet e mëposhtme:

- Shpërndarja e gazit është një aktivitet që kryhet veçmas nga transmissioni i gazit dhe shitja me pakicë. Me fjalë të tjera, çmimet (tarifat) e shpërndarjes së gazit janë të përcaktuara qartë dhe transparente.
- Rrjeti i shpërndarjes së gazit është zhvilluar gjatë një periudhe të gjatë. Kjo nënkupton se ka rrjete (zona) të shpërndarjes së gazit që janë në funksion prej disa dekadash (pjesa kontinentale e vendit) por edhe rrjete të shpërndarjes që janë zhvilluar gjatë dekadës së fundit (kryesisht pjesët bregdetare të vendit.).

Mesatarja e ponderuar e tarifës për shpërndarjen e gazit për të gjitha zonat e shpërndarjes në Kroaci në vitin 2020 ishte 6,68 €/MWh, që varionte nga 4 €/MWh deri në 13,3 €/MWh²⁸. Prandaj, në analizën paraprake, Konsulenti ka supozuar vetëm ato zona të shpërndarjes me tarife efektive të shpërndarjes së gazit (që përfshijnë lidhjen me rrjetin e transmissiionit të gazit) prej 14 €/MWh ose më pak dhe do të ishin të realizueshme ekonomikisht. Si rezultat, 11 zonat e shpërndarjes të mëposhtme kanë nivel të pranueshëm të tarifës për shpërndarjen e gazit, pra poshtë 14 €/MWh: Prishtina, Prizren, Ferizaj, Pejë, Gjakovë, Vushtrri, Suharekë, Glogoc, Lipjan, Skenderaj, Viti, Hani i Elezit.

Për më tepër, gjashtë komuna shtesë kishin tarifa ndërmjet 14 €/MWh dhe 20 €/MWh. Edhe pse këto tarifa ishin mbi pragun e paracaktuar, Konsulenti i përfshiu këto komuna si qendra potenciale të kërkesës për gaz. Arsyeja për përfshirjen e këtyre komunave është se tarifa e tyre e shpërndarjes, ndonëse është mbi pragun e paracaktuar prej 14 €/MWh, ende nuk është tepër e lartë dhe autoritetet kosovare ende mund të vendosin të zhvillojnë rrjetin e shpërndarjes së gazit në ato komuna (ose përmes gazsjellësit ose GNL /CNG). Këto gjashtë qendra të kërkesës për gaz përfshijnë komunat: Gjilan, Podujevë, Rahovec, Deçan, Istog, Mitr. e Veriut dhe gjithë Mitrovica itirovica plus Vushtrria. Kjo qendër e fundit e konsumit është krijuar duke kombinuar tërë Mitrovicën me komunën e Vushtrrisë. Derisa komuna e Vushtrrisë kishte nivel të pranueshëm të tarifave të shpërndarjes së gazit (9 €/MWh), Mitrovica nuk kishte (25 €/MWh), ndërsa Mitr. e Veriut bëri (17 €/MWh). Nga ana tjetër, kur këto dy komuna u morën së bashku, tarifa e tyre e kombinuar e transmetimit të gazit ishte mbi 14 €/MWh por ende nën 20 €/MWh (16,2 €/MWh). **Figura 40** paraqet listën e zonave të realizueshme të shpërndarjes së gazit me të gjelbër. Zonat e mëposhtme të shpërndarjes përfaqësojnë mbi 90% të kërkesës së sektorit që nuk gjeneron energji. Kjo e përmbyll analizën e paraqitur në Hapin 2.

FIGURA 40 – LLOGARITJA E PËRAFËRT E TARIFAVE TOTALE PËR SHPËRNDARJE



Për ta përmbledhur, plani i nevojshëm i sistemit të transmetimit të gazit për të mundësuar gazifikimin e zonave të shpërndarjes për të cilat Konsulenti përcaktoi nivelet e pranueshme të tarifave të shpërndarjes së gazit (jeshile dhe e verdhë) paraqitet në figurën e mëposhtme.

²⁸ Burimi: Agjencia e Rregullatorit të Energjisë të Kroacisë, Raporti Vjetor, 2020 gjendet në https://eëë.hera.hr/hr/docs/HERA_izvjesce_2020.pdf

FIGURA 41 – ZONAT E SHPËRNDARJES ME TARIFAT KONKURRUESE TË SHPËRNDARJES SË GAZIT



REPUBLIKA E KOSOVËS

SKICA E PËRGJITHSHME E GAZSJELLËSVE TË TRANSMISIONIT TË GAZIT

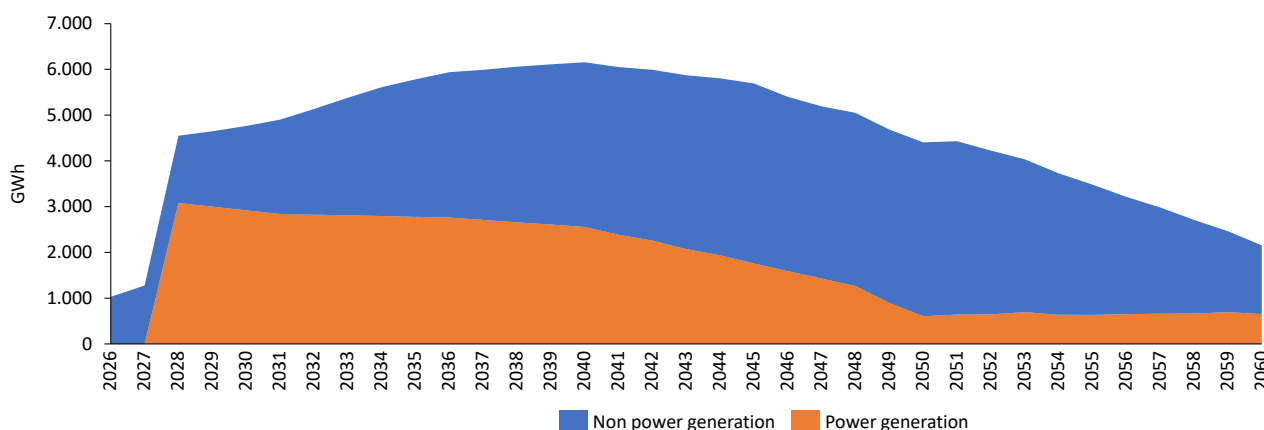
LEGJENDA

Objektet mbitokësore të gazsjellësit

Vendndodhja potenciale e CCGT
Interkoneksioni Maqedoni e Veriut – Kosovë
Gazsjellës i transmisionit Kosovë – unaza e gazit
Degëzimet e gazsjellësit të transmisionit Kosovë
ALKOGAP

Në bazë të analizës së lartpërmendur të shpërndarjes së realizueshme dhe në kufi të zonave të shpërndarjes (me të gjelbër dhe të verdhë në **Figurën 40**) dhe projeksionet për kërkesën për gaz për gjenerim të energjisë, **Figura 42** paraqet kërkesën e realizueshme për sektorin e gazit në Kosovë. Sikurse tregon figura, gjenerimi i energjisë paraqet një përqindje të konsiderueshme të kërkesës për gaz që gradualisht pakësohet për shkak të transformimit të sektorit të energjisë në Kosovë.

FIGURA 42 – KËRKESA E REALIZUESHME PËR GAZ



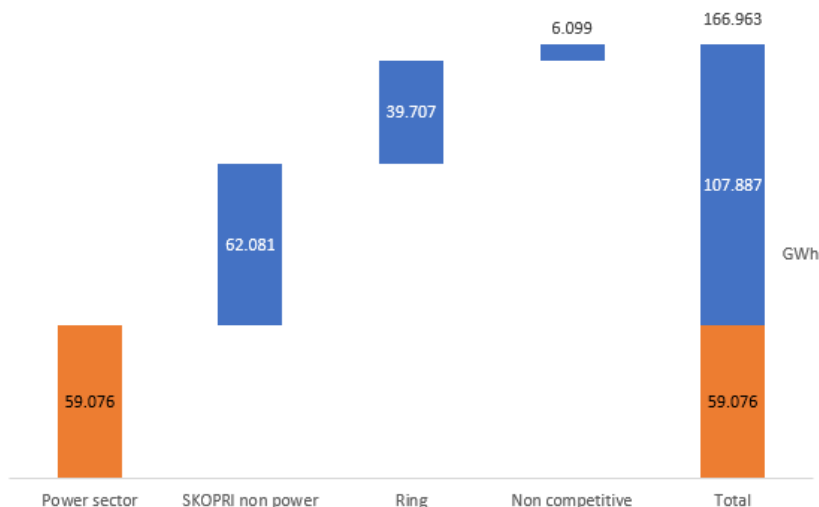
Nuk gjeneron energji Gjeneron energji

8.2.2 - Tarifat e transmisionit

Rrjeti i planifikuar i transmisionit në Kosovë përbëhet nga dy segmente: SKOPRI dhe Unaza. Gazsjellësi SKOPRI paraqet ndërtimin e gazsjellësit nga kufiri i Kosovës në Prishtinë (i shënuar me ngjyrë blu), ndërsa gazsjellësi i Unazës paraqet zhvillimin e rrjetit të gazit të qarkut (të shënuar me të kuqe), i paraqitur në **Figura** . Në këtë kapitull llogaritim tarifat e transmetimit të gazit për 1) segmentin SKOPRI, 2) segmentin Unazë dhe 3) segmentin e kombinuar SKOPRI dhe Unazë. Qëllimi i një analize të tillë është të përcaktojë koston marginale të zhvillimit të secilit segment të gazsjellësit të transmisionit të gazit.

Për të bërë analizën, Konsulenti përcakttoi të ardhurat e lejuara që do të mbizotëronin në zhvillimin e secilit segment. Bazuar në të ardhurat e lejuara dhe vëllimet e parashikuara të transmisionit të gazit, Konsulenti ka llogaritur një tarifë mesatare duke supozuar se është përdorur qasja rregullative e kufirit të të ardhurave, siç tregohet në kapitullin mbi metodologjinë. Lidhur me vëllimet e gazit të përdorur në llogaritjen e tarifave të transmisionit të gazit, vini re se në kapitullin mbi tarifat e shpërndarjes së gazit disa bashki për të cilat është llogaritur kërkesa potenciale për gaz janë konsideruar të kenë tarifa jokonkurruese të shpërndarjes së gazit, dhe për këtë arsye janë përjashtuar. **Figura 43** tregon përqindjet e konsumit të gazit për sektorin joenergjetik SKOPRI, sektorin energjetik, seksionin e Unazës dhe bashkitë që u gjykuan se kishin tarifa jokonkurruese të shpërndarjes së gazit, dhe kërkesa e të cilave për gaz nuk u mor parasysh gjatë përcaktimit të tarifave mesatare të transmetimit të gazit për të gjithë kohëzgjatjen e projektit (vitet 2026-2060). Për sa i përket dinamikës së zhvillimit të rrjetit të transmetimit të gazit, supozohet se rrjeti i transmetimit do të funksiononte në vitin 2026.

FIGURA 43 – SASITË KUMULATIVE TË GAZIT TË PËRDORURA NË PËRLOGARITJEN E TARIFAVE MESATARE TË TRANSMISIONIT GJATË JETËGJATËSISË SË PROJEKTIT



Sektori i energjisë SKOPRI jo gjenerim energjie Unaza Jokonkurrues Totali

Pasi të llogariten tarifat për tre opsione dalluese (vetëm segmenti SKOPRI, vetëm segmenti RING dhe segmenti i kombinuar RING dhe SKOPRI), është e nevojshme të vlerësohet konkurrueshmëria e tyre. Në **Tabela 24** ne raportojmë tarifat mesatare të transmisionit të gazit për vendet e zgjedhura evropiane. Këto tarifa janë llogaritur në të njëjtën mënyrë si tarifat mesatare për segmente të ndryshme të rrjetit të gazsjellësit në Kosovë. Për secilin prej këtyre vendeve evropiane u mbledhën të dhëna zyrtare për të ardhurat e lejuara me sasinë e gazit të transportuar përmes gazsjellësit. Tarifa mesatare e gazsjellësit të transmisionit të gazit është llogaritur si raport i të ardhurave të lejuara dhe sasisë së gazit të transportuar përmes gazsjellësit të transmisionit.

Në tre nënkapitujt e mëposhtëm japim rezultatet e llogaritjeve të tarifave të transmisionit të gazit për SKOPRI, Unaza dhe gazsjellësi i kombinuar SKOPRI dhe Unaza. Një analizë e veçantë e gazsjellësit SKOPRI dhe Unazës lejon që dikush të vlerësojë kontributin në tarifat e përgjithshme të transmisionit të gazit të secilit segment të gazsjellësit të transmetimit dhe të hedhë dritë mbi dinamikën e mundshme të zhvillimit të rrjetit të transmisionit të gazit.

TABELA 24 – TARIFAT MESATARE NË VENDET E PËRZGJEDHURA EVROPIANE

Vendi	Kompania	Viti	Të ardhurat e lejuara [mln €]	Vëllimi i gazit [GWh]	Tarifa mesatare [€/MWh]
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]= [4]/ [5]
Kroacia	Plinacro Ltd.	2021	54,5	32.481	1,68
Sllovenia	Plinovodi d.o.o.	2020	34,7	16.783	2,07
Hungaria	FGSZ	10/2019-9/2020	186	180.790	1,03
Rumania	SNTGN Transgaz SA	10/2019-9/2020	255,7	133.613	1,91
Greqia	DESFA	2020	101,1	67.370	1,50
Maqedonia V	GAMA AD	2022	6,50	2.252	2,89

Burimi: ACER, Agjencia Rregullatore e Maqedonisë V

8.2.2.1 - Tarifat e transmisionit të gazit për zhvillimin e gazsjellësit SKOPRI

Gazsjellësi SKOPRI supozon investime prej 72,3 milionë € (shiko **Tabela 21** Error! Reference source not found.) për seksionin e Kosovës. Gazsjellësi SKOPRI do të ofronte gaz natyror për termocentralin në Prishtinë dhe për

këto zona të shpërndarjes: Hani i Elezit, Viti (Smire), Ferizaj, Gjilan, Lipjan, Prishtina (përfshin Prishtinën, Fushë Kosovën dhe Obiliqin) dhe Podujevën.

Tarifa mbizotëruese për transmisionin e gazit për gazsjellësin SKOPRI është 2,16 €/MWh²⁹. Në krahasim me tarifat e transmisionit të gazit në rajon (që tregohen në **Tabela 24**), kjo është tarifë relativisht konkurruese. Megjithatë, ajo çka duhet të theksohet është se në mungese të termocentralit me gaz, tarifa rezultuese do të ishte dukshëm më e lartë dhe do të arrinte në 5 €/MWh.

8.2.2.2 - Tarifa e transmisionit të gazit për zhvillimin e gazsjellësit Unazë

Gazsjellësi unazë për transmisionin e gazit është buxhetuar me 93,5 (shiko **Tabela 21** Error! Reference source not found.) milionë €. Në bazë të optimizimit të zonave të shpërndarjes, pritet që këto komuna të lidhen me gazsjellësin Unazë (e gjelbër dhe e verdhë): Glllogoc (Feronikal), Skenderaj, Mitrovicë, Mitro. e Veriut, Vushtrri, Istog, Pejë, Deçan, Gjakovë, Rahovec, Suharekë dhe Prizren.

Tarifa rezultuese e transmisionit të gazit për gazsjellësin Unazë të transmisionit të gazit është 10,3 €/MWh. Duhet të rikujtojmë se kjo tarifë është tarifë marginale. Kjo do të thotë se kjo tarifë do t'u ngarkojë përdoruesve të gazsjellësit Unazë vetëm me qëllim që të mbulohen kostot e zhvillimit të gazsjellësit Unazë. Edhe pse ky skenar ka pak gjasa të ndodhë në situatë reale, lejon që të vlerësohet kostoja e vërtetë e zhvillimit të gazsjellësit Unazë.

Kur krahasohet me tarifat e transmisionit të gazit në vendet fqinje, kjo është tarifë jashtëzakonisht e lartë. Arsyeja për këtë nivel të lartë të transmisionit të gazit është konsumi relativisht i ulët i parashikuar dhe kostot e larta të investimit. Për ilustrim, **TABELA 25** tregon krahasim e kostos specifike të investimit për SKOPRI dhe për Unazën Ring ndarazi.

TABELA 25 – KRAHASIMI I KOSTOVE TË INVESTIMIT DHE KËRKESËS KUMULATIVE PËR GAZ PËR GAZSJELLËSIN SKOPRI DHE UNAZË

Seksioni	Investimi	Kërkesa kumulative për gaz	Intensiteti i investimit
	000 €	GWh	€/GWh demand
SKOPRI	72.278	121.157	597
Ring	93.544	39.707	2.356

8.2.2.3 - Tarifat e transmisionit të gazit për zhvillimin e të gjithë rrjetit të transmisionit të gazit (SKOPRI dhe Ring të kombinuar).

Nëse autoritetet e Kosovës vendosin të ndërtojnë të gjithë rrjetin e transmisionit të gazit, ai do të përbëhet nga segmentet SKOPRI dhe Unaza me zonat përkatëse të konsumit të gazit siç janë identifikuar në dy nënkapitujt e mëparshëm. Tarifa rezultuese e transmetimit transmisionit të gazit për të gjitha komunat do të ishte 3,9 €/MWh. Edhe pse kjo tarifë nuk është tërësisht e tepruar, **Tabela 24** tregon se kjo tarifë do të ishte më e larta në mesin e vendeve të vëzhguara në rajon.

8.2.2.4 - Zhvillimi i kufizuar i gazsjellësit Unazë

Ashtu si tregoi edhe analiza e mësipërme e gazsjellësit të Unazës, ndërtimi i të gjithë gazsjellësit Unazë pothuajse e dyfishon tarifën e sistemit të transmisionit. Prandaj, Konsulenti analizoi një zgjerim të kufizuar të gazsjellësit Unazë. Kjo nënkupton që të bëhet një analizë e shtrirjes së gazsjellësit SKOPRI. Zgjerimi i gazsjellësit SKOPRI bëhet në dy drejtime:

1. Zgjatim nga veriu i SKOPRI: komunat në veri të Kosovës rrjedhimisht shtohen për sa kohë që përmbushen kriteret e fizibilitetit pra gazsjellësi Unazë zhvillohet duke nisur nga Prishtina në drejtim të Mitrovicës, Istogut, Gjakovës, Prizrenit dhe Suharekës.

²⁹ Duke marrë parasysh DN600 SKOPRI me madhësi për gazifikim më të gjerë. Vëreni se në rast se nuk ka ndërtim të unazës së gazit, sasitë e gazit dhe dimensionet e kërkuara të gazsjellësit SKOPRI do të ishin më të ulëta duke e reduktuar më tej tarifën.

2. Zgjatja nga segmenti jugor i SKOPRI: komunat në perëndim të Ferizajit rrjedhimisht shtohen për sa kohë që përmbushen kriteret e fizibilitetit, pra gazsjellësi Unazë zhvillohet duke nisur nga Ferizaji në drejtim të Prizrenit, Deçanit dhe Mitrovicës.

Tabela 26 ofron tarifa mesatare të përgjithshme (për të gjithë përdoruesit) që rezultojnë nga zgjerimi i kufizuar i gazsjellësit SKOPRI. Tabela tregon se tarifa më e ulët e përgjithshme e transmetimit të gazit arrihet kur gazsjellësi SKOPRI zgjerohet për të përfshirë Drenasin (Feronikeli). Kjo tarifë është edhe më e ulët se ajo e gazsjellësit SKOPRI. Zgjerimi shtesë mund të përfshijë zonën e Mitrovicës dhe Vushtrrisë: në këtë rast, tarifa do të ishte akoma më e ulët se në rastin e gazsjellësit SKOPRI. Çdo zgjerim tjetër i gazsjellësit Unazë do të rriste tarifat e transmisionit të gazit.

TABELA 26 – TARIFAT E PËRGJITHSHME MESATARE TË TRANSMISIONIT TË GAZIT PËR ZHVILLIMIN E PLANIFIKUAR TË GAZSJELLËSIT TË KOSOVËS PËR TRANSMISIONIN E GAZIT

	€/MWh			€/MWh
SKOPRI	2,16		SKOPRI	2,17
Glllogoc (Feronikal)	2,02		Suharekë	2,75
Skenderaj	2,24		Prizren	2,94
Mitrovica + Vushtrri	2,10		Rahovec	3,14
Istog	2,39		Gjakovë	3,32
Peja	2,65		Decan	3,58
Decan	2,78		Peja	3,75
Gjakovë	2,99		Istog	4,08
Rahovec	3,14		Skenderaj	4,46
Prizren	3,29		Mitrovica + Vushtrri	4,13
Suharekë	3,43		Glllogoc (Feronikal)	3,71

Vëreni dallimin ndërmjet tarifës së përgjithshme mesatare për sistemin me Unazën complete (**8.2.2.3 -**) dhe tarifën për sistemin të paraqitur në **Tabela 26** që rezulton nga mungesa e seksionit përmbyllës të unazës.

8.3 - Kostot e rrjetit të transmisionit të gazit

Kostot totale të rrjetit të gazit për furnizimin me gaz natyror për konsumatorët përfundimtarë përbëhen nga kostot e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit. Prandaj, për të vlerësuar konkurrueshmërinë e infrastrukturës së gazit, duhet parë kostot totale të rrjetit të gazit, të cilat përbëhen nga kostot e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit. Për të qenë në gjendje të vlerësojë konkurrencën e kostove të rrjetit të gazit në Kosovë, Konsulenti i krahason ato me kostot e rrjetit të gazit në vendet e përzgjedhura evropiane. **Figura 44** dhe **Figura 45** paraqesin vlerat e kostove totale të rrjetit për ekonomi familjare dhe konsumatorë jofamiljarë në vendet e përzgjedhura evropiane³⁰.

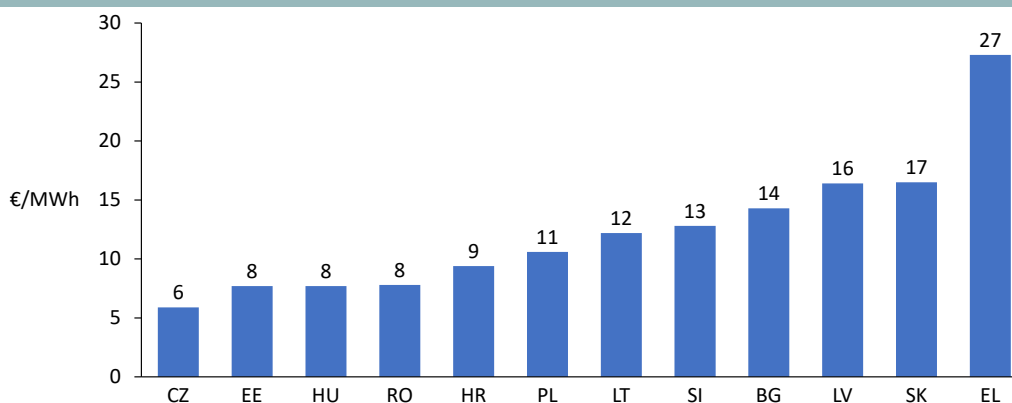
Figura tregon se niveli i kostove të rrjetit për konsumatorët familjarë varion ndërmjet 8 €/MWh dhe 17 €/MWh, me Greqinë si një çmim të jashtëm me kosto rrjeti prej 27 €/MWh. **Figura 45** jep të njëjtin informacion për konsumatorët jofamiljarë. Ajo tregon se gama e kostove të rrjetit për konsumatorët jofamiljarë është ndërmjet 3 €/MWh dhe 8 €/MWh. Përderisa objektivi i PBB në Kosovë nuk ishte të përcaktojë strategjinë përfundimtare të çmimeve për konsumatorët e gazit, është ende e mundur të bëhet krahasimi me të dhënat e paraqitura në dy figurat e mëposhtme. Për shembull, Hani i Elezit, që është kryesisht konsumator industrial dhe ndodhet në

³⁰ Country abbreviations: Bulgaria-BG; Czechia-CZ; Estonia-EE; Greece-EL; Croatia-HR; Lithuania-LV; Latvia-LT; Hungary-HU; Poland-PL; Romania-RO; Slovenia-SI; Slovakia-SK.

gazsjellësin SKOPRI, do të përballej me një kosto totale të rrjetit të gazit prej më pak se 4 €/MWh në rast të zhvillimit vetëm të gazsjellësit SKOPRI, ose 5 €/MWh në rastin e ndërtimit të gjithë Unazës.

Shumica e komunave të tjera përbëhen nga konsumatorë familjarë dhe **Figura 46** dhe **Figura 4** tregojnë kotot totale të tyre të rrjetit të gazit. Është e qartë se me përjashtim të Podujevës dhe Gjilanit, të gjitha komunat e gazsjellësit SKOPRI do të kishin tarifa konkurruese të rrjetit të gazit pasi janë poshtë 15 €/MWh (**Figura 46**). Nëse do të ndërtoheshin edhe gazsjellësi Unazë edhe SKOPRI, kostot rezultuese të rrjetit për shumicën e komunave të Unazës do të ishin relativisht të larta. **Figura 48** tregon shpërndarjen gjeografike të kostove totale të rrjetit për zonat e shqyrtuara të shpërndarjes.

FIGURA 44 – KOSTOT E PËRZGJEDHURA TË RRJETIT EVROPIAN TË GAZIT PËR KONSUMATORËT FAMILJARË



Burimi: EUROSTAT

FIGURA 45 – KOSTOT E PËRZGJEDHURA TË RRJETIT EVROPIAN TË GAZIT PËR KONSUMATORËT JOFAMILJARË



Burimi: EUROSTAT

FIGURA 46 – KOSTOT E RRJETIT TË GAZIT PËR ZONAT E KONSUMIT NËSE ZHVILLOHET VETËM SKOPRI

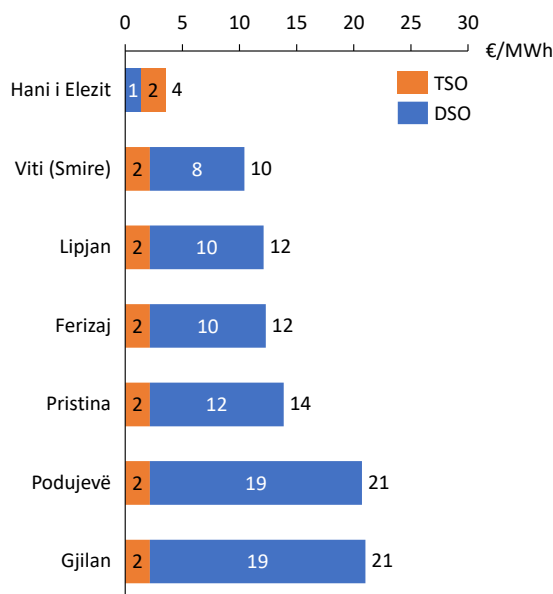


FIGURA 47 – KOSTOT E RRJETIT TË GAZIT PËR ZONAT E PËRZGJEDHURA TË KONSUMIT NËSE ZHVILLOHEN SKOPRI DHE UNAZA

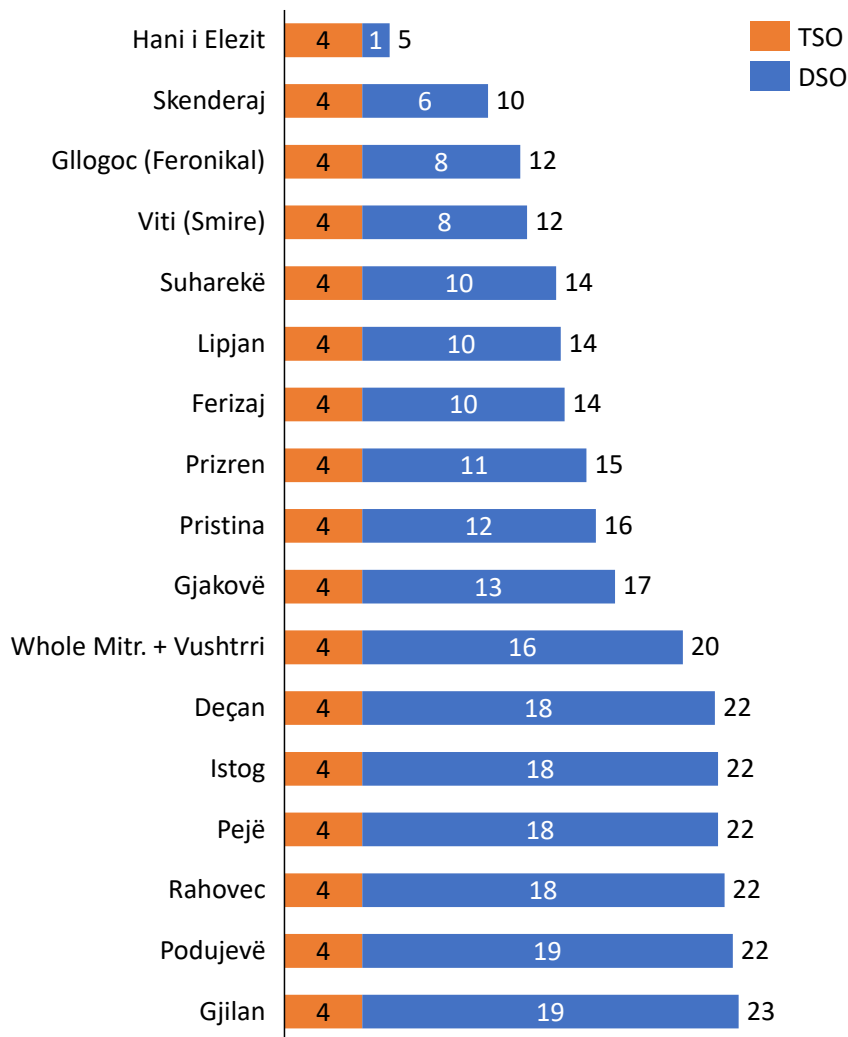


FIGURA 48 – SHPËRNDARJA GJEOGRAFIKE E KOSTOVE TË RRJETIT TË GAZIT PËR ZONAT E PËRZGJEDHURA TË KONSUMIT NËSE ZHVILLOHEN SKOPRI DHE UNAZA



REPUBLIKA E KOSOVËS

SKICA E PËRGJITHSHME E GAZSJELLËSIT PËR TRANSMISION TË GAZIT

Kostot OST

Kostot OSSH

LEGJENDA



Objektet mbitokësore të gazsjellësit
Vendndodhja potenciale për CCGT
Interkoneksioni Maqedoni e Veriut-Kosovë
Gazsjellësi i transmisionit Kosovë – unaza e gazit
Degët e gazsjellësit të transmisionit Kosovë
ALKOGAP

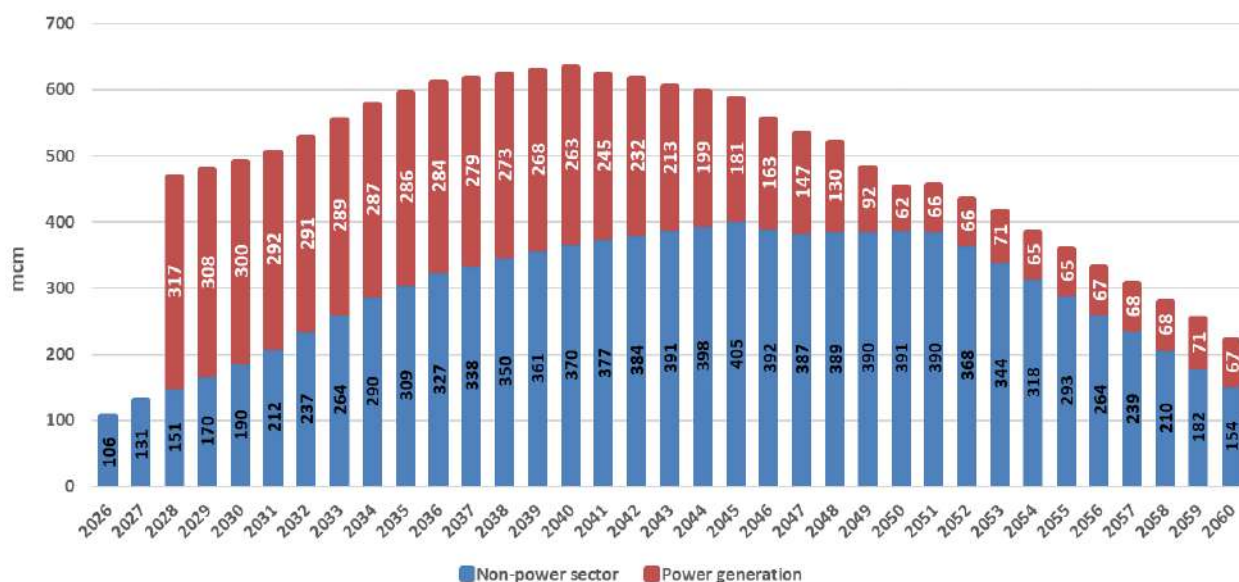
9 - SKENARËT E OPTIMIZUAR TË GAZIFIKIMIT

9.1 - Skenari i gazifikimit në shkallë të gjerë

Skenari i gazifikimit në shkallë të gjerë nënkupton zhvillimin e gazsjellësit SKOPRI dhe Unazës. Për sa i përket zonave të zhvillimit, ky skenar përfshin zonat e shpërndarjes ekonomike të qëndrueshme siç tregohet në **Figura 48**; Hani I Elezit, Skenderaj, Gllogoc (Drenas), Viti, Vushtrri, Mitrovica, Mitrovica e Veriut, Suharekë, Lipjan, Ferizaj, Pejë, Prizren, Prishtina (përfshirë Obiliq dhe Fushë Kosovë), Gjakovë, Deçan, Istog, Rahovec, Podujeve dhe Gjiilan.

Kërkesa më e lartë për orë e përlogaritur është 226 000 m³/orë (135 000 m³/orë për sektorin që nuk gjeneron energji dhe 91 000 m³/orë për sektorin e energjisë) dhe arrihet në 2045. Kërkesa më e lartë vjetore për vit prej 633 mcm arrihet në 2040 (370 mcm në sektorin jo të energjisë dhe 263 për gjenerim të energjisë), sikurse ilustron në **Figura 49**.

FIGURA 49 – KËRKESA PËR GAZ NË SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË GJERË



Sektori jo i energjisë Gjenerimi i energjisë

9.1.1 - Parametrat e sistemit të transmisionit

Llogaritja përkatëse hidraulike rezultoi në një diametër të interkoneksionit MKD-KOS DN600 dhe presionin e kërkuar të hyrjes prej 41 bar në Shkup; (41 bar nevojiten për DN 600 për të marrë 30 në CCGT të planifikuar afër Prishtinës). Parametrat rezultues të tubit dhe hidraulikës dhe CAPEX përkatëse janë paraqitur në **Tabela 27**.



TABELA 27 – REZULTATET E PËRLLQARITJEVE HIDRAULIKE DHE CAPEX PËR GAZSJELLËSIT E TRANSMISIONIT TË ZHVILLUAR NË SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË GJERË

	Nr	Komuna	Qarku	Seksioni	Gjatësi a (km)	Diam. (inç)	Presioni në fund të seksionit (barg)	Totali (mil €)
Interkoneksioni MKD-KOS i	0	Republika e Maqedonisë së Veriut		Pika e lidhjes MKD – Kufiri MKD/KOS	27,0	24	37,94	N/A
	1-1	Hani i Elezit	Ferizaj	MKD/KOS Border - SBV Hani i Elezit	0,4	24	38,10	
	1-2	Kacanik	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - SBV Kacanik	7,5	24	36,92	
	1-3	Viti	Ferizaj	SBV Kacanik - Smire	9,8	24	37,24	18,859
	2	Ferizaj	Ferizaj	SBV/SMRP Smire - SPT/SMRP Ferizaj	14,2	24	36,25	13,212
	3	Ferizaj	Ferizaj	SPT/RMS Ferizaj - SBV Banulla	16,2	24		13,671
	4	Lipjan	Prishtina	SMRP Banulla - SBV/SMRP Lipjan	8,0	24	35,06	7,672
	5	Prishtina	Prishtina	SBV/SMRP Lipjan - SPT/SMRP Prishtina 1	6,7	24	34,76	6,636
	6	Obiliq	Prishtina	SPT/SMRP Prishtina 1 - SPT/SMRP Prishtina 2	12,7	24	34,55	12,228
	NËNTOTAL Interkoneksioni MKD/KOS (pa seksionin MKD):				75,5			72,278
Unaza e gazit	7	Shtime	Ferizaj	SPT/SMRP Ferizaj - SMRP Suharekë	39,6	10	33,30	19,623
	8	Suharekë	Prizren	SMRP Suharekë - SPT/SMRP Prizren	15,3	10	32,24	6,366
	9	Prizren	Prizren	SPT/SMRP Prizren - SBV Krushe e Madhe	13,3	10	32,23	6,369
	10	Gjakovë	Gjakova	SBV Krushe e Madhe - SMRP Gjakova	15,5	10	31,95	6,197
	11	Deçan	Gjakova	SMRP Gjakova - SMRP Decan	24,0	10	31,49	8,800
	12	Pejë	Peja	SMRP Decan - SPT/SMRP Peja	12,0	10	31,65	5,535
	13	Istog	Peja	SPT/SMRP Peja - SMRP Istog	24,0	10	31,95	10,995
	14	Skenderaj	Mitrovica	SMRP Istog - SPT/SMRP Skenderaj	28,0	10	31,76	12,598
	15	Glllogoc	Prishtina	SMRP Drenas - SPT/SMRP Skenderaj	17,7	10	31,76	8,675
	16	Fushë Kosovë	Prishtina	SPT/SMRP Prishtina 1 - SMRP Drenas	14,7	10	33,30	8,389
NËNTOTAL Unaza e gazit:				204,1			93,547	
Degët e transmisionit	17	Mitrovicë	Mitrovica	SPT/SMRP Skenderaj - SMRP Mitrovica	16,5	6	25,63	6,545
	18	Vushtrri	Mitrovica	SMRP Mitrovica - SPT/SMRP Vushtrri	7,2	6	25,00	2,808
	19	Ferizaj	Ferizaj	SPT/SMRP Ferizaj - SPT/SMRP Gjilan	24,9	6	33,51	8,653
	20	Rahovec	Gjakova	SBV Krushe e Madhe - SMRP Rahovec	8,0	4	31,28	2,352
	21	Podujevë	Prishtina	SPT/SMRP Prishtina 2 - SPT/SMRP Podujevo	33,0	4	20,30	9,927
	22	Hani i Elezit	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - SMRP Hani i Elezit (Sharrcem)	2,7	4	37,50	1,989
	NËNTOTAL Degët e transmisionit (veçse në kostot e shpërndarjes, shiko Tabela 23):				92,3			32,273
TOTALI i sistemit të transmisionit të Gazit të Kosovës (pa degët e transmisionit):					279,6			165,83

CAPEX i rrjetit total të shpërndarjes llogaritet në 377,46 mln €, si paraqitet në **Tabela 23**. Bashkë me përllogaritjen 165,83 mln € të investimeve në rrjetin e transmissioinit, i gjithë CAPEX në këtë skenar është 543 mln €.

9.1.2 - Përllogaritjet ekonomike dhe të tarifës

Skenari i gazifikimit në shkallë të gjerë nënkupton tarifë të transmissioinit të gazit prej 3,9 €/MWh. Përllogaritjet ekonomike dhe të tarifës për skenarin janë përshkruar më në detaje në seksionin **8.2.2.3** - . Tarifat për shpërndarjen e gazit paraqiten në **Figura 47** Figura 4. Nga ana tjetër, nëse supozojmë se të gjitha komunat janë pjesë e të njëjtës zonë të shpërndarjes dhe kanë të njëjtën tarifë të shpërndarjes, atëherë tarifa mesatare për shpërndarje për komunat është 11,5€/MWh, që përveç kostove të transmissioinit të gazit prej 3,9 €/MWh japin koston totale të rrjetit prej 15,4€/MWh.

9.1.3 - Konsideratat mjedisore

Ekipi mjedisor dhe social u përfshi në procesin e përgatitjes së ZHG që nga fillimi i përcaktimit të linjës së gazsjellësit. U krijua bashkëpunim i ngushtë me ekipin teknik dhe është bërë optimizimi i gazsjellësit. Analiza mjedisore dhe sociale u zhvillua për të vlerësuar kufizimet e mundshme mjedisore dhe sociale të projekteve, për të shqyrtuar projektet dhe për të identifikuar mënyrat e përmirësimit të zbatimit të projektit duke shmangur ndikimet e mundshme negative mjedisore dhe sociale nga aktivitetet e projektit dhe duke rritur ndikimet pozitive. Që nga fillimi i shqyrtimit dhe analizës së linjës, u aplikua hierarkia e zbutjes së BERZH, për të shmangur dhe nëse shmangia nuk është e mundur, për të minimizuar dhe zbutur të gjitha ndikimet e identifikuar.

Gjatë gjithë procesit të drejtimit dhe vlerësimit, u miratua qasja e hierarkisë së zbutjes, duke shmangur ndikimet mjedisore ose sociale të projektit që nga fillimi i aktiviteteve zhvillimore kudo që të jetë e mundur.

Një nga qëllimet kryesore ishte shmangia e zhvendosjes fizike (zonat urbane) dhe ndikimet e rëndësishme mbi biodiversitetin dhe trashëgiminë kulturore, si dhe minimizimi i zhvendosjes ekonomike.

Analiza mjedisore dhe sociale u bë për skenarin e gazifikimit në shkallë të gjerë, dhe kjo vlen edhe për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël.

Bazuar në përshkrimin e karakteristikave kryesore të MZG, u arrit në përfundimin se mund të priten ndikime të konsiderueshme nga zhvillimi i rrjetit të gazsjellësit, dhe në përputhje me rrethanat, Raporti VSM fokusohet në analizimin e ndikimeve të mundshme në pjesë të caktuara të mjedisit brenda korridoreve të propozuara për transport brenda projektit të gazsjellësit.

Zhvillimi i sistemit të shpërndarjes së gazsjellësit nuk është analizuar në detaje në VSM, pasi ato vendosen kryesisht nën rrugë publike, paralelisht me elementët e tjerë të infrastrukturës komunale, duke respektuar rregullat dhe standardet e distancës nga ndërtesat, objektet e tjera mbitokësore dhe shërbimet paralele nëntokësore.

Në raportin e VSM është vlerësuar edhe pasqyra e gjendjes së mjedisit, përfshirë çdo problem nëse ishte i pranishëm. Probleme ekzistuese janë gjetur edhe në strategjitë kombëtare të disponueshme dhe dokumente të tjera që kanë të bëjnë me çështjet mjedisore. Në vijim të tyre janë përcaktuar objektivat e mbrojtjes së mjedisit për të nxitur zgjidhjen e këtyre problemeve. Gjatë analizës së dokumentacionit në dispozicion, nuk u identifikuan probleme madhore ekzistuese mjedisore që do të kufizonin ndërtimin e gazsjellësit, as probleme që mund të përkeqësonin ndjeshëm ndërtimin e gazsjellësit. Megjithatë, problemet ekzistuese mjedisore mbi të cilat përcaktohen objektivat e mbrojtjes së mjedisit janë paraqitur edhe në raportin e VSM.

Analiza e pajtueshmërisë së implementimit të ZHG me objektivat e mbrojtjes së mjedisit paraqitet në **Tabela 28**.

TABELA 28 – IMPLEMENTIMI I ZHG ME ANALIZËN E PAJTUESHMËRISË ME OBJEKTIVAT E MBROJTJES MJERDISORE

Çështjet mjedisore	Objektivat e mbrojtjes mjedisore	Komente
Ajri dhe ngarkesa ekzistuese e emisioneve	Përmirësimi i cilësisë së ajrit me anë të reduktimit të emisioneve të substancave ndotëse (SO ₂ , NO _x , PM, CO ₂ , HCl, HF) nga impiantet industriale/energjetike me anë të kalimit në lëndë djegëse me përmbajtje më të ulët të karbonit, p.sh. gazi natyror.	Implementimi i ZHG mund të realizojë realizimin e këtij objekti për mbrojtjen e mjedisit nëse gazifikimi shtrihet edhe në impiantet industriale. Gazifikimi i planifikuar mund të çojë në përmirësimin lokal të cilësisë së ajrit në vendet urbane.
Klima dhe ndryshimet klimatike	Parandalimi i transmetimit ndërkufitar të ndotjes së ajrit Mbrojtja e strukturave dhe bimëve nga përmbytjet dhe reshjet ekstreme	Lista kombëtare e treguesve NK02 Reshjet vjetore (treguesi shtetëror) NK03 Përdorimi i substancave që dëmtojnë shtresën e ozonit (treguesi i presionit) Trendi NK04 i emetimeve të gazeve serrë (treguesi i presionit) NK05 Projektionet e emetimeve të gazeve serrë (treguesi i presionit)
Gjeomorfologjia Peizazhi	Ruajtja e vlerave lokale dhe karakteristikave të peizazhit Përmirësimi i mbrojtjes së peizazhit Aktivizimi i menaxhimit dhe planifikimit të peizazhit	Ndikimi në peizazh është i lidhur me ndërtimin dhe mirëmbajtjen e gazsjellësit, duke shkaktuar degradim drejtvizor të strukturës fizike të peizazhit dhe më të dukshmet janë në pyje në formën e pastrimit të pyjeve. Ndërtimi po shkakton edhe ndryshim të morfologjisë natyrore të terrenit dhe më i dukshëm është në rast të kalimit mbi rrjedhat ujore dhe në pjesë të pjerrëta të terrenit malor. Kështu, është e nevojshme të shmangen zonat peizazhore me vlerë të jashtëzakonshme dhe peizazhe të vlefshme, si dhe të organizohet kalimi nëpër kanioneve në mënyrë që nuk dëmton shpatet e kanionit ose pellgun e rrjedhave ujore.
Ujërat	Përmirësimi dhe ruajtja e gjendjes së mirë të trupave ujorë sipërfaqësorë nga perspektiva kimike dhe mjedisore dhe gjendje e mirë e ujërave nëntokësore nga perspektiva kimike.	Zhvillimi dhe shfrytëzimi i rrjetit të gazsjellësit pritet të mos ketë ndikim në gjendjen e mjedisit ujor për faktin se gazsjellësi si objekt infrastrukturor nuk shkakton shkarkim të mbetjeve. Ndikimi i mundshëm negativ në procesin e ndërtimit të gazsjellësit gjatë kalimit të rrjedhave ujore do të jetë i karakterit rreptësisht lokal dhe i përkohshëm dhe nuk do të ketë ndikim negativ në gjendjen e ujit, kështu që amzhg konsiderohet se nuk është në kundërshtim me objektivat e mbrojtjes së ujit. Është e nevojshme të anashkalohet zona I e mbrojtjes sanitare të burimeve të ujit të pijshëm në procesin e projektimit të detajuar të linjës së gazsjellësit, pasi brenda kësaj zone janë të ndaluara të gjitha aktivitetet, me përjashtim të atyre që lidhen me marrjen e ujit, trajtimin e ujit dhe transportin në sistemin e furnizimit me ujë. . Përveç kësaj, është e nevojshme të shmangen brezi i mbrojtjes sanitare 2 m nga boshti i gypave kryesorë të ujësjellësit dhe 1 m nga boshti i gypave për furnizimin me ujë deri në 200 banorë. Brenda brezit mbrojtës nuk lejohet ndërtimi i strukturave, instalimi i pajisjeve dhe aktiviteteve që potencialisht mund të ndotin ujin në çfarëdo mënyre ose të rrezikojnë stabilitetin e ujësjellësit. Nuk ka kufizime në lidhje me ndërtimin dhe përdorimin e gazsjellësit brenda zonave të mbrojtjes sanitare II dhe III.
Dheu dhe bujqësia	Ulja e emisionit të substancave dhe grimcave të dëmshme në tokë	Implementimi i ZHG nuk çon në emision të substancave të dëmshme dhe grimcave në tokë dhe as nuk do të zërë zona për përdorim të lirë nga blegtoria.



	Mbrojtja e tokës bujqësore me cilësi të mirë Mbrojtja dhe siguri i një zone të lirë për përdorim blegtoral Parandalimi i erozionit të tokës	Nuk pritet ndikim negativ në zbatimin e objektivave mjedisore për faktin se linja e gazsjellësit nuk ishte planifikuar të zinte sipërfaqe të konsiderueshme të tokës bujqësore cilësore. Në varësi të terrenit të rrugëve të planifikuara, ka mundësi për erozion të tokës.
Biodiversiteti dhe zonat e mbrojtura	Ulja e presionit të drejtpërdrejtë në habitatet e pyjeve dhe ujërave të ëmbla dhe habitatet e livadheve të thata dhe siguri i mbrojtjes së pikave të nxehta të diversitetit biologjik Parandalimi i përhapjes së specieve pushtuese	Implementimi i ZHG mund të krijojë presion lokal mbi habitatet pyjore për shkak të nevojës për të siguruar zona punimi dhe mbrojtëse. Përveç kësaj, presioni lokal mbi habitatet e ujit të ëmbël është i mundur në varësi të metodave të zgjedhura të kalimit të rrjedhave ujore. Nuk pritet ndikim i rëndësishëm në habitatet karstike, me përjashtim të rastit kur linja e planifikuar ndodhet në afërsi direkte të strukturave speleologjike. Përhapja e specieve invazive mund të pritët veçanërisht në pjesë të rrugës që kalon nëpër habitatet pyjore për shkak të detyrës për të ruajtur korridorin mbrojtës.
Pyjet dhe pylltaria	Kontributi në menaxhimin, ruajtjen dhe zhvillimin e qëndrueshëm të pyjeve dhe pylltarisë	Ndërtimi i gazsjellësit, apo i disa linjave të gazsjellësit, nuk përplasit në asnjë mënyrë me pyjet e përgjithshme dhe synimet e zhvillimit të pylltarisë në Kosovë. Për më tepër, përdorimi i gazit si një alternativë ndaj lëndëve djegëse fosile të lëngshme dhe të ngurta që mund të përmbajnë nivele të larta të squfurit dhe të shkaktojnë emetim të lartë të lëndës së pluhurit (hirit) sigurisht që do të shkaktojë uljen e ndotjes në atmosferë dhe inkurajimin e menaxhimit të qëndrueshëm të burimeve pyjore do të ndikojë në rritjen e përdorimit të biomasa si burim energjie neutral ndaj karbonit. Sipërfaqja pyjore që do të duhet të ndryshojë përgjithmonë përdorim për ndërtimin e gazsjellësit (një sipërfaqe prej 5 m nga secila anë e boshtit të gazsjellësit) në këtë rast mund të konsiderohet e parëndësishme, veçanërisht për shkak se bëhet fjalë për pyje cungishte pa vlerë të konsiderueshme ekonomike.
Trashëgimia kulturore	Mbrojtja e trashëgimisë arkeologjike dhe arkitekturore	Edhe pse nuk pritët ndikim jashtëzakonisht i madh negativ i gazsjellësit në trashëgiminë arkeologjike dhe arkitekturore, ka disa zona konflikti. Ndikimi kryesisht reflektohet në shkatërrimin e mundshëm të vendeve arkeologjike të zbuluara dhe të pazbuluara dhe shkatërrimin e kontekstit kulturor, ndërsa shkatërrimi i drejtpërdrejtë i trashëgimisë arkitekturore është i përjashtuar për shkak të detyrimit për të respektuar rregulloret.
Shëndeti i njeriut	Ulja e ekspozimit të popullsisë ndaj sëmundjeve ngjitëse dhe të frymëmarrjes	Ndërtimi dhe përdorimi i gazsjellësit nuk duhet të ketë potencial për të shkaktuar shtim të sëmundjeve ngjitëse dhe në këtë mënyrë nuk do të çojë në përkeqësim të shëndetit.
Popullsia dhe vendbanimet	Rritja e mundësive për punësimin e popullsisë vendase Mbrojtja e zonave të rëndësishme turistike	Edhe pse nuk parashihet ndonjë ndikim madhor në popullatë (veçanërisht gjatë periudhës së përdorimit dhe funksionimit të gazsjellësit), ndikimi në popullatë mund të pritët në rast të rrugëve që kalojnë nëpër ose në afërsi të drejtpërdrejtë të zonave të banuara për shkak të zënies së tokës. Ndikimi manifestohet në zënien e zonës së ndërtimit në gjerësinë e zonës së sigurisë së gazsjellësit (rreth 60 m) brenda së cilës nuk do të jetë e mundur asnjë ndërtim i mëtejshëm. Në rast të planifikimit të linjës që të kalojë në afërsi direkte të strukturave tashmë të ndërtuara, mund të shkaktohen dëme për pronarët e tokave dhe pasurive të paluajtshme lidhur me uljen e vlerës. Në raste të tilla do të zbatohen masa të posaçme mbrojtëse për mbrojtjen e njerëzve dhe pronës, me qëllim

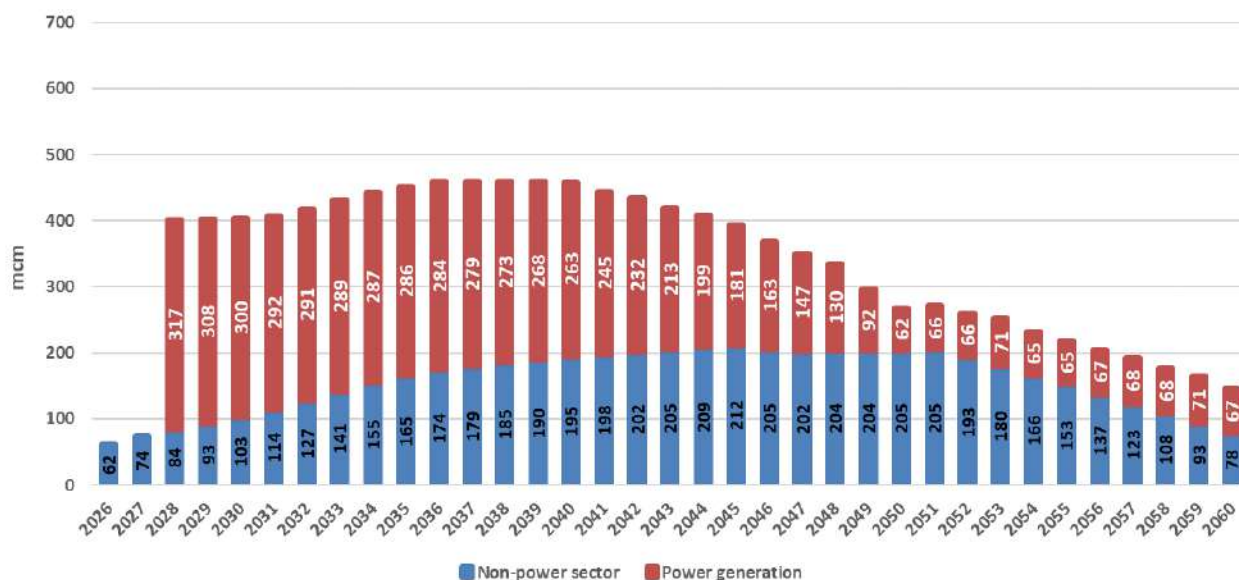
		sigurimin e stabilitetit të gazsjellësit dhe shmangien e aksidenteve të mundshme. VNMS ka vlerësuar dhe analizuar nëse zonat e populluara gjenden brenda linjës së gazsjellësit që të identifikojë zonat e konfliktit. ZHG nuk konsiderohet të jetë në kundërshtim me mbrojtjen e popullsisë dhe objektivat sociale.

9.2 - Përshkrimi i gazifikimit në shkallë të vogël

Skenari i gazifikimit në shkallë të vogël nënkupton zhvillimin e gazsjellësit SKOPRI. Për sa i përket zonave të shpërndarjes, këtu përfshihen: Ferizaj, Viti (Smira), Lipjani, Prishtinë (përfshirë Obiliqin dhe Fushë Kosovën), Drenasin (Ferronikeli) dhe Hanin e Elezit.

Kërkesa më e lartë për orë është 157 000 m³/orë (66 000 m³/orë për sektorin jo të energjisë dhe 91 000 m³/orë për sektorin e energjisë), ndërsa kërkesa më e lartë vjetore për gaz është 458 mcm, që arrihet në 2036 (174 mcm në sektorin jo të energjisë dhe 284 për gjenerim të energjisë), sikurse ilustron në **Figura 50**.

FIGURA 50 – KËRKESA PËR GAZ NË SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË VOGËL



Sektori jo i energjisë Gjenerimi i energjisë

9.2.1 - Parametrat e sistemit të transmisionit

Optimizimi hidraulik në këtë skenar rezultoi në dimensionin DN500 të gypit SKOPRI. Presioni minimal i kërkuar në kufirin Bullgari/MKD duhet të jetë 45 bar, në mënyrë që të arrihet një presion prej 43 bar në Shkup, i cili nga ana tjetër do të siguronte 30 bar për CCGT Prishtinë.

Nëse sigurohet 54 bar në kufirin bullgar, infrastruktura e paraparë brenda këtij skenari mundëson furnizimin më të lartë me gaz në orë me 186.700 m³/orë. Kjo do të mundësonte gazifikimin edhe të zonave të tjera të shpërndarjes, për shembull Podujevën, Vushtrrinë, Mitrovicën dhe Gjilanin, përveç skenarit të gazifikimit në shkallë të vogël. Sikurse paraqitet në **Tabela 26**, tarifa e transmisionit gradualisht rritet pasi sistemi i transmisionit zgjerohet më tej nga Drenasi. Efekti i tarifës së gazit do të duhej të kontrollohej për çdo kombinim të veçantë të zonës së shpërndarjes që të furnizohet me gaz. Nëse zona të tjera të shpërndarjes furnizohen me gaz, do të duhej të instalohej stacioni i kompresorit për të rritur kapacitetin maksimal të linjës DN500 SKOPRI.

Parametrat rezultues të gypit dhe ata hidraulikë dhe CAPEX përkatës për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël paraqiten në **Tabela 29**.

TABELA 29 – REZULTATET E PËRLLOGARITJEVE HIDRAULIKE DHE CAPEX PËR LINJAT E TRANSMISIONIT TË ZHVILLUARA NË SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË VOGËL								
	Nr	Komuna	Qarku	Seksioni	Gjatësia (km)	Diametri (inch)	Presioni në fund të seksionit (barg)	Totali (mil €)
Interkoneksioni MKD/KOS	0	Republika e Maqedonisë së Veriut		Pika e lidhjes MKD – Kufiri MKD/KOS	27,0	20	39,58	N/A
	1-1	Hani i Elezit	Ferizaj	MKD/KOS Border - SBV Hani i Elezit	0,4	20	39,74	
	1-2	Kacanik	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - SBV Kacanik	7,5	20	38,46	
	1-3	Viti	Ferizaj	SBV Kacanik - Smire	9,8	20	38,72	16,684
	2	Ferizaj	Ferizaj	SBV/SMRP Smire - SPT/SMRP Ferizaj	14,2	20	37,59	11,271
	3	Ferizaj	Ferizaj	SPT/RMS Ferizaj - SBV Banulla	16,2	20		11,401
	4	Lipjan	Prishtina	SMRP Banulla - SBV/SMRP Lipjan	8,0	20	35,75	6,436
	5	Prishtina	Prishtina	SBV/SMRP Lipjan - SPT/SMRP Prishtina 1	6,7	20	35,27	5,476
	6	Obiliq	Prishtina	SPT/SMRP Prishtina 1 - SPT/SMRP Prishtina 2	12,7	20	34,72	10,251
	NËNTOTAL Interkoneksioni MKD/KOS (pa seksionin MKD):				75,5			61,519
Degëzimet	7	Fushë Kosovë	Prishtina	SPT/SMRP Prishtina 1 - SMRP Drenas	14,7	10	35,16	8,389
	8	Hani i Elezit	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - SMRP Hani i Elezit (Sharrcem) (përfshirë në koston e shpërndarjes, shiko Tabela 30)	2,7	4	39,23	1,989
	NËNTOTAL Degra e transmisionit në Drenas (dega në Hani i Elezit në Tabela 30):				14,7			8,389
TOTALI Sistemi i transmisionit të gazit në Kosovë (pa degën e Hanit të Elezit):					90,2			69,908

Rrjeti total i shpërndarjes CAPEX llogaritet në 130,75 mln €, sikurse parashihet në **Tabela 30**. Bashkë me shumën e përllogaritur prej 69,91 mln € të investimeve në rrjetin e transmisionit, CAPEX i përgjithshëm në këtë skenar është 200,66 mln €.

TABELA 30 – KOSTOJA TOTALE E ZHVILLIMIT TË RRJETIT TË SHPËRNDARJES PËR SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË VOGËL

NR.	Komuna	Qarku	Kostoja totale e zhvillimit të rrjetit të shpërndarjes			
			Shpërndarja	Lidhja me transmisionin	Kostot totale	
			Kostot [mln €]	Gjatësia [km]	Kostot [mln €]	Kostot [mln €]
1	Prishtina	Prishtina	86,78	-	-	86,78
2	Ferizaj	Ferizaj	26,74	-	-	26,74
3	Glllogoc (Feronikal)	Prishtina	4,64	-	-	4,64
4	Lipjan	Prishtina	5,18	-	-	5,18
5	Viti (Smire)	Gjilan	3,53	-	-	3,53
6	Hani i Elezit	Ferizaj	1,89	2,70	1,99	3,88
Totali			128,76	2,7	1,99	130,75

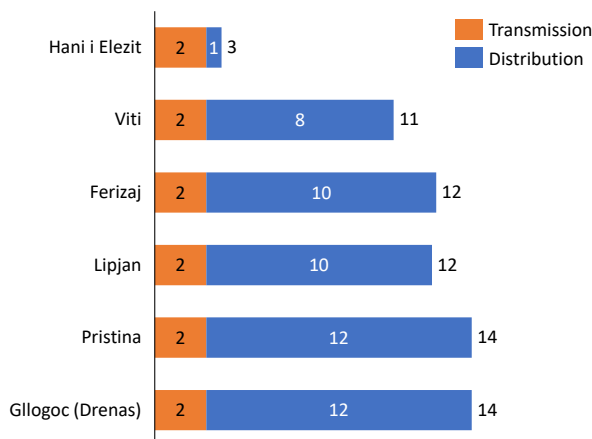
9.2.2 - Llogaritja ekonomike dhe e tarifave

Skenari i gazifikimit në shkallë të vogël është shumë i ngjashëm me skenarin e zhvillimit të gazsjellësit SKOPRI që përshkruhet në Kapitullin 8.2.2.1 - . Dallimet janë:

- Supozohet se Podujeva dhe Gjilani nuk do të lidhen me gazsjellësin SKOPRI. Implikimet praktike janë se kërkesa për gaz në skenarin e gazifikimit të vogël zvogëlohet për sasinë e kërkesës për gaz në Podujevë dhe Gjilan..
- Rrjeti i transmisionit shtrihet në Drenas, që nënkupton rritje të kostove totale të investimit.

Tarifa që rezulton për transmetimin e gazit për skenarin e gazifikimit të vogël është 2,28 €/MWh. Siç tregon figura në vijim, përveç Hanit të Elezit i cili ka kosto totale të rrjetit prej 3 €/MWh, kostot e rrjetit për komunat tjera variojnë ndërmjet 11 dhe 14 €/MWh, që tashmë ishte deklaruar si nivel i pranueshëm i tarifave të bartjes së gazit. Nëse në vend të tarifave të veçanta të shpërndarjes për secilën komunë llogaritet një tarifë e vetme e shpërndarjes, kostoja mesatare e shpërndarjes është 9 €/MWh. Në këtë skenar kostot totale të rrjetit janë 11 €/MWh për të gjitha bashkitë në skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël.

FIGURA 51 – KOSTOT E RRJETIT TË GAZIT PËR ZONAT E PËRZGJEDHURA TË KONSUMIT NË SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË VOGËL

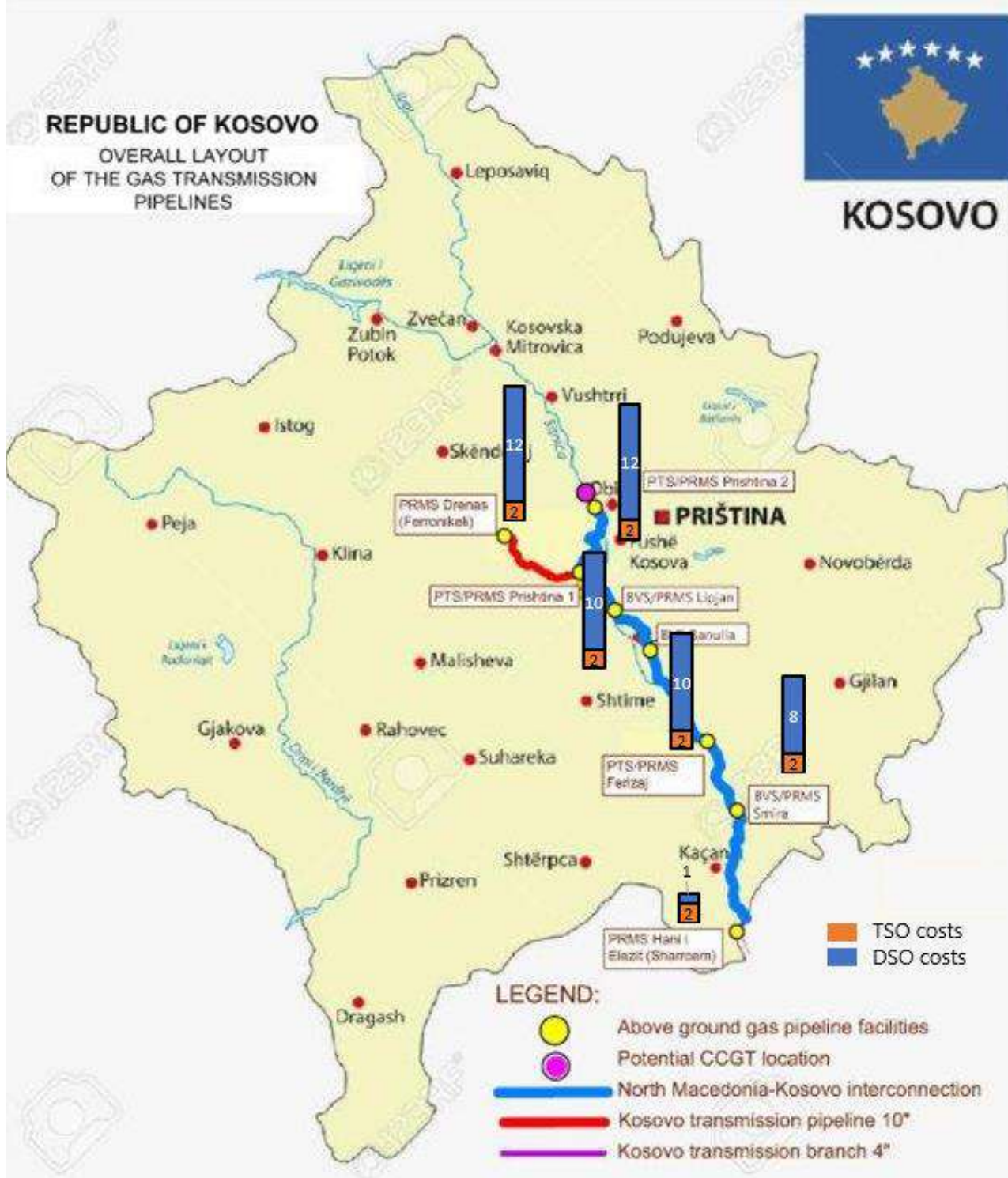


Transmisioni

Shpërndarja

Figura 52 paraqet sistemin e transmissionit të gazit të Kosovës në skenar të gazifikimit në shkallë të vogël, bashkë me tarifat përkatëse të transmissionit dhe shpërndarjes.

FIGURA 52 – SHPËRNDRJA GJEORAFIKE E KOSTOVE TË RRJETIT TË FAZIT PËR ZONAT E ZGJEDHURA TË KONSUMIT PËR SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË VOGËL



REPUBLIKA E KOSOVËS

SKICA E PËRGJITHSHME E GAZSJELLËSIT PËR TRANSMISIONIN E GAZIT

Kosto OST

Kosto OSSH

LEGJENDA

Objektet mbitokësore të gazsjellësit

Vendndodhja potenciale e CCGT

Interkoneksioni Maqedoni e Veriut – Kosovë

Gazsjellësi i transmisionit për Kosovë 10"

Dega e transmisionit për Kosovë 4"

9.3 Skenari industrial

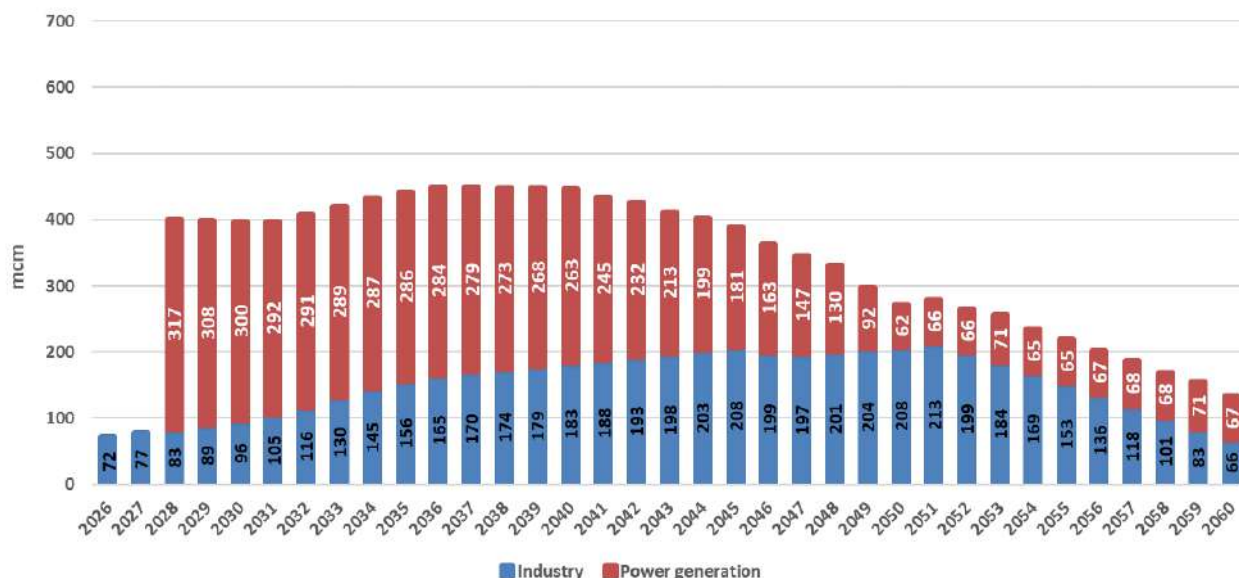
Përfutuesi sugjeroi një skenar shtesë – "skenar industrial". Skenari industrial supozon se nuk ka rrjete të shpërndarjes së gazit dhe rritjen e kërkesës për gaz industrial. Për më tepër, nuk është parashikuar asnjë unazë gazi. Në rast se nuk është paraparë zhvillimi i unazës së gazit, Konsulenti ka vlerësuar edhe një rrugë alternative të kyçjes (nëpërmjet Obiliqit) me Drenasin, Mitrovicën dhe Vushtrinë.

9.2.3 - Kërkesa për gaz

Skenari industrial supozon zhvillimin e gazsjellësit SKOPRI dhe degëzimet në Vushtrri dhe Mitrovicë. Ai përfshin kërkesën për gaz për prodhimin e energjisë, dhe kërkesa për gaz industrial është rritur me 30%, krahasuar me parashikimet e zhvilluara në seksionin Error! Reference source not found.. Duke qenë se nuk parashikohet zhvillimi i sistemeve të shpërndarjes, nuk merret parasysh kërkesa për gaz nga familjet apo shërbimet.

Kërkesa maksimale për orë për gaz në këtë skenar është 134 000 m³/h (43 000 m³/h për sektorin e industrisë dhe 91 000 m³/h për sektorin e energjisë elektrike), ndërsa kulmi i kërkesës vjetore për gaz është 449 mcm, e arritur në vitin 2036 (165 mcm në industri dhe 284 për prodhimin e energjisë elektrike), siç ilustron në **Figurën 53**.

FIGURA 53 – KËRKESA PËR GAZ NË SKENARIN INDUSTRIAL



Industria; Gjenerimi i energjisë

9.2.4 - Parametrat e sistemit të transmisionit

Konsulenti ka zhvilluar analizën hidraulike të skenarit për të përcaktuar diametrin optimal të gazsjellësit të interkonjeksionit MKD-KOS. Sistemi i transmisionit do të përfshijë interkoneksionin e gazit MKD-KOS (SKOPRI) dhe degët drejt Mitrovicës dhe Vushtrrisë, si dhe degën e Hanit të Elezit. Modeli hidraulik (Block Flow Diagram) për këtë llogaritje është dhënë në anekset e raportit. Për shkak të kërkesës së reduktuar të kapacitetit të transmetimit, u vlerësua opsioni i zvogëlimit të diametrit SKOPRI (ulur në DN400). Krahasimi i rezultateve të llogaritjes me skenarin e gazifikimit të vogël paraqitet në **Tabela 31** sipas nën-skenarëve Industrial DN400 dhe Industrial DN500. Është konstatuar se dimensionin DN400 SKOPRI nuk lejon një rritje shtesë të sasive për nevojat e ardhshme potenciale të industrisë për 30% siç propozohet nga Përfituesi. Në skenarin Industrial DN500, kur diametri i gazsjellësit është DN500, është e mundur të rritet konsumi i dhënë industrial me 30%, me presionin e kërkuar në kufirin Bullgari/MKD prej 43 bar.

Analiza e mëtejshme hidraulike tregoi se diametri DN500 lejon dyfishimin e sasive bazë të konsumit industrial, me presionin e kërkuar në kufirin Bullgari/MKD prej 45 bar. Rezultatet e atij skenari janë shumë të ngjashme me rezultatet e skenarit të gazifikimit të vogël (Skenari 1 në **Tabela 31**). Prandaj, u arrit në përfundimin se shtrirja dhe parametrat e rrjetit siç parashikohen në skenarin e gazifikimit të vogël janë të përshtatshme për "skenarin e gazifikimit industrial".

TABELA 31 – KRAHASIMI I REZULTATEVE HIDRAULIKE TË SKENARËVE TË GAZIFIKIMIT INDUSTRIAL KUNDREJT SKENARIT TË GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË VOGËL

Skenari	Kërkesa maksimale për gaz MKD	Kërkesa maksimale për gaz KOS	Presioni në kufirin MKD-Greqi	Presioni në kufirin e Bullgarisë	Presioni në dispozicion në Shkup	Diam. SKOPRI	Presioni CCGT Prishtinë
	(m ³ /h)	(m ³ /h)	(bar)	(bar)	(bar)	DN (mm)	(bar)
PBB KOS, skenari I gazifikimit në shkallë të vogël (amvisëri, shërbime dhe industria + CCGT)							
Gazifikimi në shkallë të vogël	230 600	157 000	55	45	43	500	31
KOS, skenarët e projekteve të reja (industry + CCGT)							
Industrial DN400	230 600	123 300	55	51	49	400	31
Industrial DN500	230 600	133 000	55	43	42	500	33
Shënime: Vëllimi i kërkuar CCGT prej 91.000 m ³ /h përfshihet në totalin e Kosovës. Skenari <i>Industrial DN400</i> tregon rezultatet hidraulike për kërkesën bazë industriale (pa) rritje prej 30%, pasi 30 bar në Prishtinë nuk mund të arrihen me rritje 30% të kërkesës industriale, ndërsa Skenari <i>Industrial DN500</i> tregon rezultatet hidraulike për rritjen e kërkesës industriale me 30%.							



TABELA 32 – REZULTATET E LLOGARITJEVE HIDRAULIKE DHE CAPEX PËR GAZSJELLËSIT E TRANSMISIONIT TË ZHVILLUAR NË SKENARIN E GAZIFIKIMIT INDUSTRIAL DN400

	Nr	Komuna	Qarku	Seksioni	Gjatësia (km)	Diam. (inç)	Presioni në fund të 7 seksionit (bar)	Totali (mil €)
Interkoneksioni MKD/KOS	0	Republika e Maqedonisë së Veriut		Pika e lidhjes MKD – Kufiri MKD/KOS	27,0	16	44,05	N/A
	1-1	Hani i Elezit	Ferizaj	Kufiri MKD/KOS - SBV Hani i Elezit	0,4	16	34,21	14,182
	1-2	Kacanik	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - SBV Kacanik	7,5	16	42,48	
	1-3	Viti	Ferizaj	SBV Kacanik - Smire	9,8	16	42,32	
	2	Ferizaj	Ferizaj	SBV/PRMS Smire - STP/PRMS Ferizaj	14,2	16	40,42	
	3	Ferizaj	Ferizaj	STP/RMS Ferizaj - SBV Banulla	16,2	16		9,691
	4	Lipjan	Prishtinë	PRMS Banulla - SBV/PRMS Lipjan	8,0	16	37,10	5,471
	5	Prishtinë	Prishtinë	SBV/PRMS Lipjan - STP/PRMS Prishtinë 1	6,7	16	36,18	4,654
	6	Obiliq	Prishtinë	STP/PRMS Prishtinë 1 - STP/PRMS Prishtinë 2	12,7	16	34,85	8,713
	NËNTOTALI MKD/KOS Interkoneksioni (pa seksionin MKD):					75,5		
Degëzimet	7	Fushë Kosovë	Prishtinë	STP/PRMS Prishtinë 1 - PRMS Drenas	14,7	10	35,98	8,389
	8	Drenas	Prishtinë	PRMS Drenas- STP/PRMS Skenderaj	17,7	10	35,75	8,675
	9	Mitrovicë	Mitrovica	STP/PRMS Skenderaj – PRMS Mitrovica	16,5	6	35,53	6,545
	10	Vushtrri	Mitrovica	PRMS Mitrovica – PRMS Vushtrri	7,2	6	35,42	2,808
	11	Hani i Elezit	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - PRMS Hani i Elezit (Sharrcem)	2,7	4	44,04	1,989
	NËNTOTAL Degëzimet e transmisionit:					58,8		
TOTALI i sistemit të transmisionit të gazit të Kosovës:					134,3			78,708

TABELA 33 – REZULTATET E LLOGARITJEVE HIDRAULIKE DHE CAPEX PËR GAZSJELLËSIT E TRANSMISIONIT TË ZHVILLUAR NË SKENARIN E GAZIFIKIMIT INDUSTRIAL DN500

	Nr	Komuna	Qarku	Seksioni	Gjatësia (km)	Diam. (inç)	Presioni në fund të 7 seksionit (bar)	Totali (mil €)
Interkoneksioni MKD/KOS	0	Republika e Maqedonisë së Veriut		Pika e lidhjes MKD – Kufiri MKD/KOS	27,0	20	39,17	N/A
	1-1	Hani i Elezit	Ferizaj	Kufiri MKD/KOS - SBV Hani i Elezit	0,4	20	39,34	
	1-2	Kacanik	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - SBV Kacanik	7,5	20	38,24	
	1-3	Viti	Ferizaj	SBV Kacanik - Smire	9,8	20	38,74	16,684
	2	Ferizaj	Ferizaj	SBV/PRMS Smire - SPT/PRMS Ferizaj	14,2	20	37,95	11,271
	3	Ferizaj	Ferizaj	SPT/RMS Ferizaj - SBV Banulla	16,2	20		11,401
	4	Lipjan	Prishtinë	PRMS Banulla - SBV/PRMS Lipjan	8,0	20	36,59	6,436
	5	Prishtinë	Prishtinë	SBV/PRMS Lipjan - SPT/PRMS Prishtinë 1	6,7	20	36,25	5,476
	6	Obiliq	Prishtinë	SPT/PRMS Prishtinë 1 - SPT/PRMS Prishtinë 2	12,7	20	35,84	10,251
	NËNTOTALI MKD/KOS Interkoneksioni (pa seksionin MKD):				75,5			61,519
Branches	7	Fushë Kosovë	Prishtinë	SPT/PRMS Prishtinë 1 - PRMS Drenas	14,7	10	35,99	8,389
	8	Drenas	Prishtinë	PRMS Drenas – SPT/PRMS Skenderaj	17,7	10	35,71	8,675
	9	Mitrovicë	Mitrovica	PRMS Skenderaj – PRMS Mitrovica	16,5	6	35,07	6,545
	10	Vushtrri	Mitrovica	PRMS Mitrovica – SPT/PRMS Vushtrri	7,2	6	34,89	2,808
	11	Hani i Elezit	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - PRMS Hani i Elezit)	2,7	4	38,23	1,989
	NËNTOTAL Degëzimet e transmisionit:				58,8			26,417
TOTALI i sistemit të transmisionit të gazit të Kosovës:								87,936

Për lehtësi krahasimi, **Tabela 32** dhe **TabELA 33** përfshijnë degët e planifikuara më parë drejt Mitrovicës dhe Vushtrrisë. Megjithatë, në rast se nuk planifikohet fare unazë, siç sugjerohet nga Përfituesi për këtë skenar, ne vlerësojmë gjithashtu një alternativë, pak më të shkurtër në drejtim të Mitrovicës, degën e re Obiliq-Vushtrri, e cila vazhdon të përfshijë Mitrovicën-Vushtrri të planifikuar më parë. degë. Dega e re Obiliq-Vushtrri do të përpunohet më tej gjatë fazës së ardhshme së këtij angazhimi (PIP).

CAPEX paraprak i seksionit të gazsjellësit Obiliq – Vushtrri – Mitrovicë paraqitet në **Tabela 34**.

TABELA 34 –CAPEX PARAPRAK I DEGËZIMIT OBILIQ – VUSHTIRRI - MITROVICË

Komuna	Qarku	Seksioni	Objekti	Gjatësia (km)	Diam. (inç)	Totali (mil €)
Obiliq	Prishtinë	SPT/ SMRP Prishtinë 2 - SMRP Vushtrri	SPT (SBV), SBV	20,4	6	6,925
Vushtrri	Mitrovicë	SMRP Mitrovica - SMRP Vushtrri	SPT (SBV)	7,2	6	2,808

Sistemi i transmissioinit të Kosovës për skenarin e gazifikimit industrial, përfshirë seksionin alternativ Obiliq – Vushtrri – Mitrovicë paraqitet në **Figurën 54**.

FIGURA 12 – SISTEMI I TRANSMISIONIT TË KOSOVËS PËR SKENARIN ALTERNATIV TË GAZIFIKIMIT INDUSTRIAL



REPUBLIKA E KOSOVËS
SKICA E PËRGJITHSHME E LINJAVE TË TRANSMISIONIT TË GAZIT
Kostot TSO
Kostot DSO
Objektet mbitokësore për gazin
Vendndodhja e mundshme e CCGT
Interkoneksioni Maqedoni e Veriut-Kosovë
Linjat e transmissioinit të Kosovës 6*
Linjat e degëzuara të transmissioinit të Kosovës 4*

9.2.5 - Llogaritjet ekonomike dhe tarifore

Në **Figurën 54** paraqiten llogaritjet ekonomike dhe tarifore për sistemin e paraqitur aty. Në figurën në vijim, **Figura 55**, jepet kërkesa e supozuar për gaz. Kërkesa për gaz tregon kërkesën kumulative për gaz për secilën nga bashkitë gjatë periudhës 2026-2060. Siç tregon figura, kërkesa për gaz nxitet në masë të madhe nga termocentrali i gazit në Prishtinë.

FIGURA 55 – KËRKESA E SUPOZUAR PËR GAZ NË SKENARIN ALTERNATIV TË GAZIFIKIMIT, INDUSTRIAL

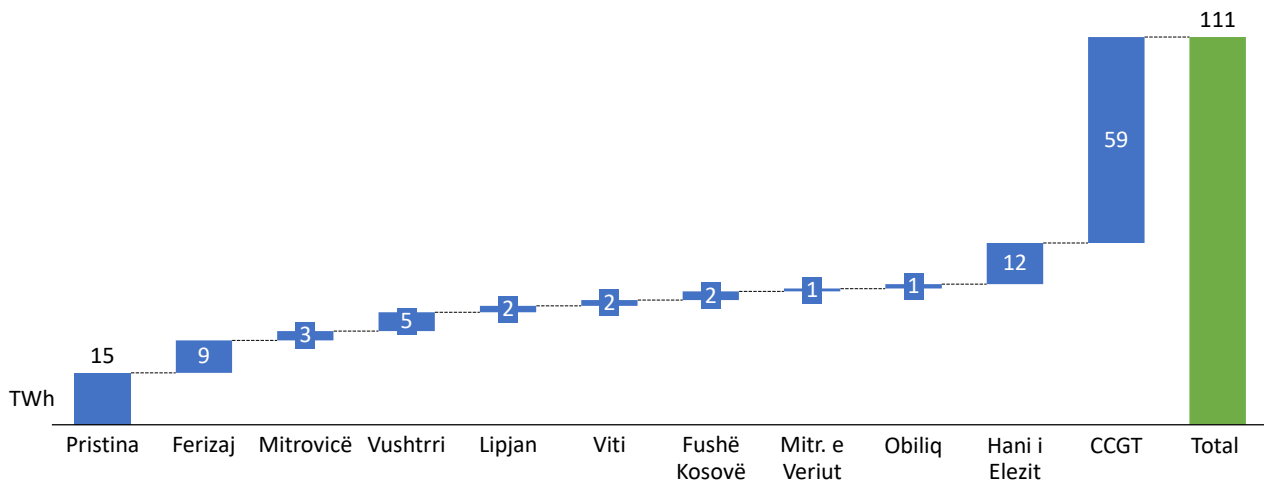


Tabela 35 paraqet koston e investimit për skenarin e vëzhguar. Siç tregon tabela, kostot totale të investimit janë 73,241 milionë euro. Investimet bazohen në inputet e dhëna në **TabELA 33** dhe **Tabela 34**. Kjo paraqet një rrugë pak më të shkurtër duke qenë se Përfituesi ka treguar se Unaza nuk është planifikuar për ndërtim.

TABELA 35 – KOSTOT E INVESTIMEVE PËR SKENARIN E GAZIFIKIMIT INDUSTRIAL (DN500)

Nr	Komuna	Qarku	Seksioni	Gjatësia(km)	Diam. (inç)	Total (mil €)
0	Republika e Maqedonisë së Veriut		Pika e lidhjes MKD – Kufiri MKD/KOS	27	20	S'ka
1	Hani i Elezit	Ferizaj	Kufiri MKD/KOS - SBV Hani i Elezit	0,4	20	16,684
2	Kaçanik	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - SBV Kaçanik	7,5	20	
3	Viti	Ferizaj	SBV Kaçanik - Smire	9,8	20	
4	Ferizaj	Ferizaj	SBV/SMRP Smire - SPT/SMRP Ferizaj	14,2	20	11,271
5	Ferizaj	Ferizaj	SPT/RMS Ferizaj - SBV Banulla	16,2	20	11,401
6	Lipjan	Prishtinë	SMRP Banulla - SBV/SMRP Lipjan	8	20	6,436
7	Prishtinë	Prishtinë	SBV/SMRP Lipjan - SPT/SMRP Prishtinë 1	6,7	20	5,476
8	Obiliq	Prishtinë	SPT/SMRP Prishtinë 1 - SPT/SMRP Prishtinë 2	12,7	20	10,251
9	Obiliq	Pristina	SPT/ SMRP Prishtinë 2 - SMRP Vushtrri	20,4	6	6,925

10	Vushtrri	Mitrovicë	SMRP Mitrovicë – SPT/SMRP Vushtrri	7,2	6	2,808
11	Hani i Elezit	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - SMRP Hani i Elezit (Sharrcem)	2,7	4	1,989
Total						73,241

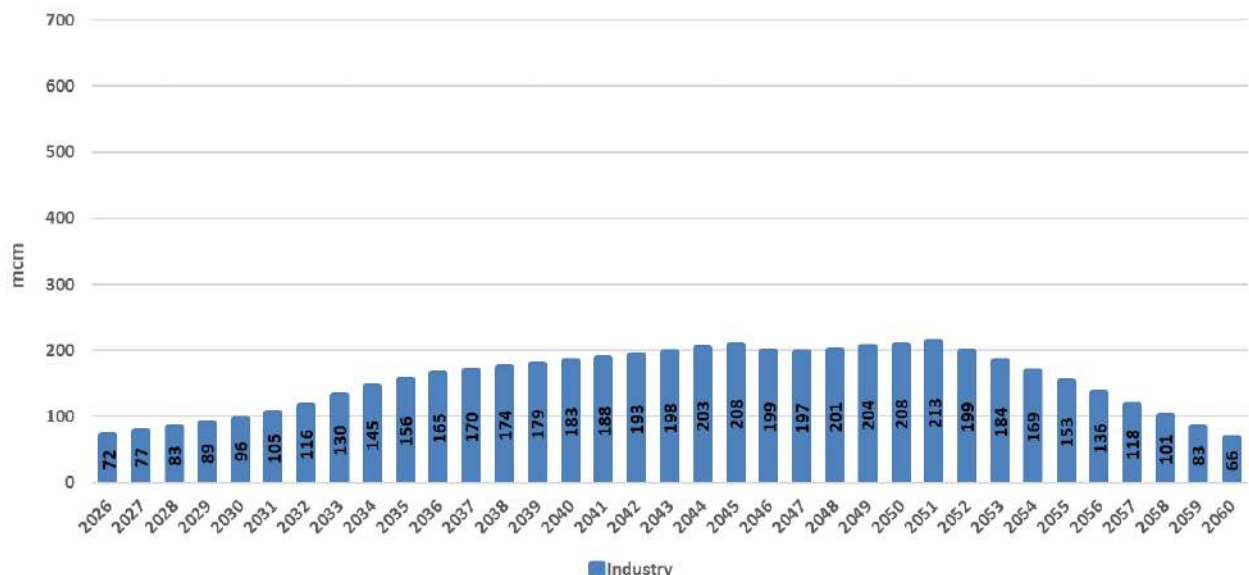
Bazuar në kërkesën e mësipërme për gaz dhe kostot e vlerësuara të investimit, tarifa mesatare e transmissioinit të gazit llogaritet në 2,06 EUR/MWh.

9.3 - Skenari vetëm industrial

9.3.1 - Kërkesa për gaz

Në këtë skenar analizojmë ndikimin e skenarit vetëm me kërkesë industriale për gaz, pa termocentral me gaz. Kërkesa e supozuar për gaz është e njëjtë me atë të paraqitur në **Figurën 53** dhe **Figura 55**, vetëm pa sasinë e gazit të konsumuar nga impianti CCGT. Kërkesa e pikut për orë për gaz në këtë skenar është 43 000 m³/h, ndërsa kërkesa kulmore vjetore për gaz është 213 mcm, e arritur në vitin 2051, siç ilustron në **Figurën 56**.

FIGURA 56 – KËRKESA PËR GAZ NË SKENARIN VETËM INDUSTRIAL



9.3.2 - Parametrat e sistemit të transmissioinit

Modelimi hidraulik tregoi se skenari i vetëm industrial mund të jetë i realizueshëm me ndërlidhjen DN400 SKOPRI.

9.3.3 - Llogaritjet ekonomike dhe tarifore

Llogaritjet ekonomike dhe tarifore janë bërë për sistemin e paraqitur në **Figurën 54** duke supozuar se nuk ka central CCGT. **Figura 55** paraqet kërkesën e supozuar për gaz për secilën komunë.

FIGURA 57– KËRKESA E SUPOZUAR PËR GAZ PËR SKENARIN ALTERNATIV TË GAZIFIKIMIT INDUSTRIAL

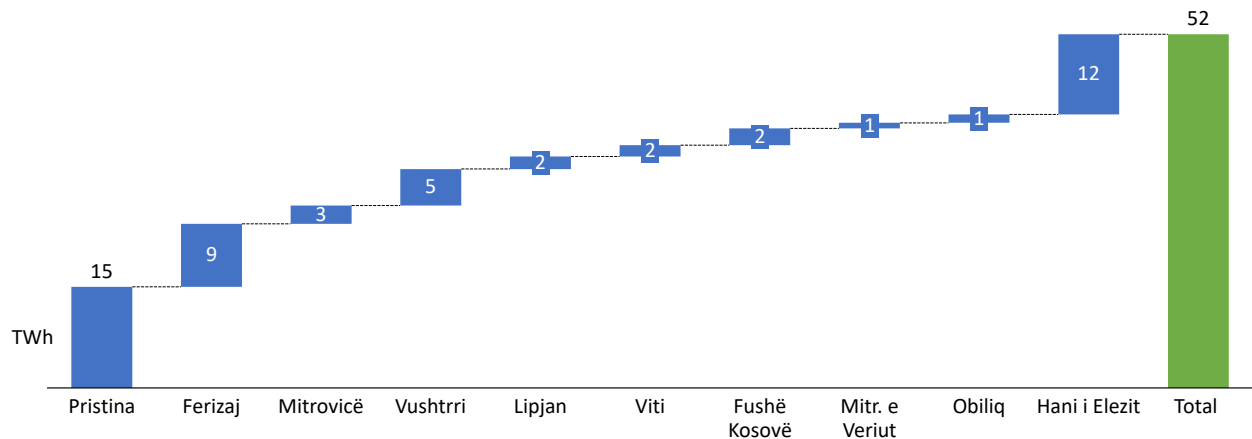


Tabela 36 paraqet kostot e investimit. Siç tregohet, gazsjellësi i supozuar është me diametër DN400. Përsëri, si në skenarin e mëparshëm, kostot e investimit janë më të ulëta se ato të paraqitura në **Tabela 32** pasi kemi supozuar rrugë pak më të shkurtër për faktin se Unaza nuk do të ndërtohet.

TABELA 36 – KOSTOT E INVESTIMIT PËR SKENARIN E GAZIFIKIMIT VETËM INDUSTRI (DN400)

Nr.	Komuna	Qarku	Seksioni	Gjatësia(km)	Diam. (inç)	Total (mil €)
0	Republika e Maqedonisë së Veriut		Pika e lidhjes MKD – Kufiri MKD/KOS	27	16	N/A
1	Hani i Elezit	Ferizaj	Kufiri MKD/KOS - SBV Hani i Elezit	0,4	16	14,182
2	Kaçanik	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - SBV Kaçanik	7,5	16	
3	Viti	Ferizaj	SBV Kaçanik - Smire	9,8	16	
4	Ferizaj	Ferizaj	SBV/PRMS Smire - SPT/PRMS Ferizaj	14,2	16	9,58
5	Ferizaj	Ferizaj	SPT/RMS Ferizaj - SBV Banulla	16,2	16	9,691
6	Lipjan	Prishtinë	PRMS Banulla - SBV/PRMS Lipjan	8	16	5,471
7	Prishtinë	Prishtinë	SBV/PRMS Lipjan - SPT/PRMS Prishtinë 1	6,7	16	4,654
8	Obiliq	Prishtinë	SPT/PRMS Prishtinë 1 - SPT/PRMS Prishtinë 2	12,7	16	8,713
9	Obiliq	Pristina	SPT/ PRMS Prishtinë 2 - PRMS Vushtrri	20,4	6	6,925
10	Vushtrri	Mitrovicë	PRMS Mitrovicë – PRMS Vushtrri	7,2	6	2,808
11	Hani i Elezit	Ferizaj	SBV Hani i Elezit - PRMS Hani i Elezit (Sharrcem)	2,7	4	1,989
Total				105,8		64,013



Bazuar në inputet e mësipërme, tarifa mesatare e transmissioinit të gazit për këtë skenar është 4,6EUR/MWh.

9.4 - Shënime për skenarin e vlerësuar të gazifikimit

Termocentrali me gaz si një ngarkesë reserve ul ndjeshëm tarifat e transmissioinit, gjë që ndikon pozitivisht tek të gjithë konsumatorët e gazit. Prandaj, pa termocentralin me gaz (ose ngarkesë tjetër rezervë), kostoja e përgjithshme e infrastrukturës së gazit, e reflektuar në tarifa, mund të jetë jashtëzakonisht e lartë.

Për komunat në gazsjellësin SKOPRI (përveç Podujevës dhe Gjilanit) kostot totale të rrjetit duket të jenë të arsyeshme sipas standardeve aktuale të industrisë. Nga ana tjetër, për shkak të kostove të larta të investimit të ndërtimit të Unazës së gazsjellësit, kostot totale të rrjetit për shumë komuna në UNazën e gazsjellësit janë relativisht të larta, por ende jo shumë. Prandaj, nuk është e mundur të përcaktohet pa mëdyshje qëndrueshmëria ekonomike e furnizimit me gaz të këtyre komunave. Gjithashtu, ndryshimet që priten të ndodhin në sektorin e energjisë, që mund të rezultojnë në rritje të të gjithë çmimeve të energjisë, mund ta bëjnë ndërtimin e Unazës ekonomikisht të pranueshme. Konsulenti fillimisht shqyrtoi dy skenarë: Skenarët e gazifikimit në shkallë të gjerë dhe të gazifikimit në shkallë të vogël. Përfituesi sugjeroi dy skenarë shtesë; Vetëm Industriale dhe Industriale. Janë vlerësuar edhe ato.

Zgjedhja e skenarit të preferuar përcakton parametrat (diametrin) e rekomanduar të tubacioneve të transmetimit, përkatësisht SKOPRI.

Ministria e Ekonomisë së Kosovës, përfituese e këtij studimi, ka shpallur "Skenarin Industrial" si skenar të preferuar mbi të cilin duhet të bazohet puna e mëtejshme.

10 - OPSIONET E FINANCIMIT

Duke qenë se transmissio i gazit është një aktivitet i rregulluar, fitimi i operatorit të sistemit të transmetimit (OST) është i kufizuar nga aplikimi i metodologjisë për llogaritjen e të ardhurave të lejuara. Gjithashtu, zhvillimi i rrjetit të gazit është një projekt infrastrukturor që kërkon mobilizimin e shumave të konsiderueshme të kapitalit. Për më tepër, duke qenë se zhvillimi i infrastrukturës së gazit është një projekt afatgjatë me kosto të lartë investimi, është realiste të pritët që investitori të ketë nevojë për një pjesë të konsiderueshme të borxhit afatgjatë përveç kapitalit për financimin e projektit. Rrjedhimisht, kostot e mëdha të investimit, kthimet e rregulluara dhe periudhat afatgjata të kthimit nënkuptojnë se vetëm një numër i kufizuar institucionesh do ta shohin tërheqës të investojnë në projekte të tilla.

Analiza e tregut bazuar në të dhënat në dispozicion për publikon tregon se investitori i mundshëm në rrjetin e transmissio i gazit të Kosovës ka në dispozicion këto burime krediti: kredi nga Banka Evropiane e Investimeve (BEI), grante përmes Kornizës së Investimeve të Ballkanit Perëndimor (WBIF), linja kredie nëpërmjet Bankës Evropiane për Rindërtim dhe Zhvillim (BERZH), dhe financimit shtetëror. Sa i përket linjave të kredisë të ofruara nga **BEI**, shuma minimale e kredisë është 25 milionë € me një periudhë financimi zakonisht nga 4 deri në 20 vjet dhe qëllimi i saj përfshin financimin e një projekti të vetëm të madh investimi ose programi investimi, të përafëruar me një ose më shumë prioritetet e BEI. Termat dhe kushtet e financimit të huave të BEI, si maturimi, normat e interesit dhe periudha e mospagimit zakonisht janë pjesë e marrëdhënies konfidenciale të BEI me partnerët e vet të biznesit. Zakonisht, mbulimi i një kredie nga BEI është deri në 50% të kostos totale të një projekti. Financimi është i disponueshëm për subjektet publike dhe private. Një projekt i financuar nga BEI zakonisht kalon në shtatë faza kryesore:

- Propozimi
- Vlerësimi
- Miratimi
- Nënshkrimi
- Lëshimi i mjeteve
- Monitorimi/raportimi
- Ripagesa

Sipas njoftimit të BEI në faqen zyrtare më 21 shkurt 2022, BEI vazhdon të mbështesë Kosovën dhe Ballkanin Perëndimor në kuadër të Planit Ekonomik dhe Investimeve të Bashkimit Evropian dhe planifikon të kontribuojë në dekarbonizimin e ekonomisë së Kosovës³¹. Në këtë kontekst, kalimi në infrastrukturën moderne të gazit me emisione të ulëta konsiderohet si një kalim nga varësia e lartë e karburanteve fosile (thëngjilli) në burime më të pastra të energjisë, duke u përpjekur për të arritur qëllimet e dekarbonizimit. Deri më tani, Banka ka mbështetur projekte në vlerë prej 300 milion € në Kosovë dhe ka ofruar grante në vlerë prej 12 milion € përmes Kornizës së Investimeve të Ballkanit Perëndimor (WBIF). **WBIF** është një platformë e përbashkët financiare e Komisionit Evropian, organizatave financiare, shteteve anëtare të BE-së dhe Norvegjisë që synon të rrisë bashkëpunimin në investimet e sektorit publik dhe privat për zhvillimin socio-ekonomik të rajonit dhe të kontribuojë në perspektivën evropiane të Ballkanit Perëndimor. Plani ndan një paketë të konsiderueshme financiare deri në 9 miliardë € në fondet e BE-së, duke identifikuar 10 flamurë investimesh në sektorët e transportit të qëndrueshëm, energjisë së pastër, mjedisit dhe klimës, të ardhmes digjitale, kapitalit njerëzor dhe sektorit privat³². Opsionet e financimit të WBIF japin mbështetje për Investimin në energjinë e pastër duke vënë theks të madh në integrimin e tregut të energjisë, dekarbonizimin dhe energjinë e pastër, tranzicionin e drejtë, rritjen e digjitalizimit të sistemit dhe rrjeteve inteligjente, efikasitetin e energjisë, duke përfshirë modernizimin e ngrohjes qendrore dhe sigurinë e energjisë. Për ato vende që varen shumë nga qymyri, kalimi në infrastrukturë moderne të gazit me emetim të ulët njihet si çelësi për t'u larguar nga qymyri në periudhën

³¹ [EIB will continue to support sustainable development and regional integration of Kosovo*](#)

³² [WBIF 2022 Endorsed Flagship Projects 24.02.22.pdf](#)



afatshkurtër dhe afatmesme. Besohet se kalimi në gaz duhet t'i ofrojë rajonit një burim energjie gjerësisht të disponueshëm, të sigurt dhe të përballueshëm që do ta mbajë rajonin konkurrues në shkallë ndërkombëtare, duke përmirësuar ndjeshëm cilësinë e ajrit dhe uljen e emisioneve.

Përveç burimeve të mësipërme, financimi është i mundur edhe nëpërmjet kredive të dhëna nga BERZH. **BERZH** ofron kredi për projekte më të mëdha në shumën prej 3 deri në 250 milionë €. Baza për një kredi është fluksi i pritshëm i parasë së projektit dhe aftësia e klientit për të shlyer kredinë gjatë periudhës së rënë dakord. Emërtimi i huasë është në monedhat kryesore të huaja ose vendase me maturim afatshkurtër deri në atë afatgjatë deri në 15 vjet (në disa raste 18 vjet për projektet e mëdha infrastrukturore) duke përfshirë periudhat e mospagimit të projekteve specifike nëse është e nevojshme. Shlyerjet zakonisht bëhen me këste gjashtëmujore. Kreditë e BERZH bazohen në normat aktuale të tregut dhe kanë çmime konkurruese, duke ofruar norma fikse dhe të ndryshueshme³³. Në llogaritjen e normës së interesit, normës bazë i shtohet një marzh që përfaqëson një kombinim të rrezikut të vendit dhe rrezikut specifik të projektit (EURIBOR, LIBOR, etj). Llogaritja dhe përbërja e normës së interesit që i ofrohet klientit janë konfidenciale për klientin dhe bankën. Banka gjithashtu u ofron klientëve të saj mundësi mbrojtëse për të menaxhuar rreziqet financiare që lidhen me aktivet dhe detyrimet e projektit. Kjo përfshin mbrojtjen e rrezikut të këmbimit valutor dhe të normës së interesit dhe rrezikut të çmimit të mallrave. Produktet mbrojtëse që u ofrohen klientëve përfshijnë si më poshtë: këmbime valutore, shkëmbime të normave të interesit, limite, lidhje dhe opsione dhe shkëmbime mallrash.

BERZH ka financuar 84 projekte deri tani në Kosovë me investim kumulativ prej 585 milion €. Siguria kërkohet në një formë të hipotekës mbi asete të paluajtshme dhe të luajtshme, caktimi i valutës së fortë të kompanisë dhe fitimet në monedhën vendase, pengimi i aksioneve të sponsorit në kompani, pengu mbi llogaritë bankare të kompanisë dhe caktimi i policës së sigurimit të kompanisë dhe përfitime të tjera kontraktuale. Një nga fokusohet kryesore të financimit të BERZH është përkrahja e tranzicionit në energji të gjelbër dhe fuqizimi i integritetit dhe lidhjeve rajonale³⁴. Në fushën e energjisë, BERZH ka financuar dy projekte të ndërlidhura me erën dhe një projekt të ndërlidhur me rehabilitimin e nënstacioneve dhe transformatorëve të përzgjedhur dhe fuqizimin e sistemit të transmisionit të rrjetit dhe operatorin e tregut (KOSTT)³⁵.

Megjithatë të gjitha burimet e analizuara të financimit nuk mbulojnë 100% të vlerës së projektit, mund të konkludohet se investitorët ndoshta duhet të kombinojnë disa burime (kapitali i vet, huamarrja IFI (Institucioni Financiar Ndërkombëtar) dhe/ose financimi shtetëror nëse është e mundur).

³³ [EBRD loans](#)

³⁴ [The EBRD in Kosovo](#)

³⁵ [Kosovo Transmission Development Project \(ebrd.com\)](#)

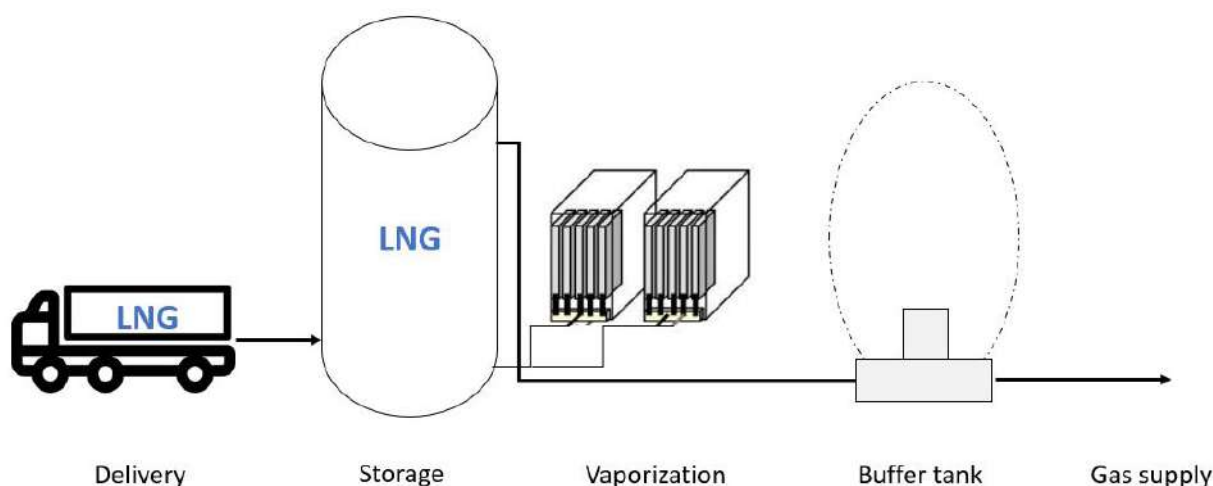
11 - SKENARË ALTERNATIVË TË GAZIFIKIMIT – FURNIZIMI ME LNG/CNG

Zgjidhja alternative për ndërtimin e gazsjellësve të gazit natyror është krijimi i “gazsjellësve virtualë” që i referohet metodës alternative të transportimit të gazit natyror në vendet ku nuk ka rrjete gazsjellësish. Ai bazohet në një sistem modular të ngjeshjes ose lëngëzimit, transportit dhe dekompresimit dhe/ose rigazifikimit të gazit natyror, të cilin mund ta përdorin komunitetet, industritë, stacionet e benzinës dhe të tjerët. Në gazsjellësit virtualë gazi natyror i ngjeshur (CNG) ose i lëngshëm (LNG) transportohet me kamionë ose platforma hekurudhore.

11.1 - Gazsjellësi virtual për LNG

Koncepti i gazsjellësit virtual të LNG supozon se nuk ka sistem të transportit të gazit natyror (SKOPRI), por gazi sillet në formën e LNG nga një terminal afër importit të LNG duke përdorur rrugë ose hekurudhë. Objekti lokal siguron shkarkimin, ruajtjen, rigazinifikimin dhe furnizimin e vazhdueshëm të një rrjeti klasik të shpërndarjes për konsumatorët vendas, komercialë ose industrialë.

FIGURA 138 – ZINXHIRI I FURNIZIMIT ME GAZ ME LNG SI BURIM



Dërgesa Magazinimi Avullimi Cisterna tampon Furnizimi me gaz

11.1.1 - Metodologjia për optimizimin e furnizimit me LNG

Supozimi bazë është se furnizimi me LNG bëhet në dy nga mënyrat në vijim:

- Me rrugë, duke përdorur cisterna kriogjenike, ose
- Me hekurudhë, duke përdorur vagonë transportues LNG.

Në të dyja rastet, është supozuar një objekt magazinimi i palëvizshëm për LNG në një lokacion në Prishtinë, që, sipas dimensionimit në çdo vit specifik, ofron rezervë për furnizim për ndërprerje njëjavore.

Optimizimi i sistemit të furnizimit është bërë duke mbajtur parasysh këta parametra teknikë:

- Sasinë mesatare të ngarkesës së dërguar me një udhëtim kamione që është 20 tonë LNG
- Ngarkimi/shkarkimi i kamionit LNG zgjat 90 minuta.

Kamioni LNG është në gjendje ta bëjë udhëtimin dy herë ku përfshihet edhe ngarkimi, bartja, shkarkimi dhe kthimi në burimin e LNG brenda një dite.

Të gjithë kamionët që bëjnë dërgesa të LNG duhet të shkarkohen brenda periudhës 24 orëshe.

Kapaciteti i avullizuesit i korrespondon konsumit më të lartë ditor të ditës më të ftohtë të projektuar në periudhën e vëzhguar.

Magazinimi i stacionuar për LNG më tej avancohet në varësi të konsumit të pritshëm në vitin/ditën specifike.

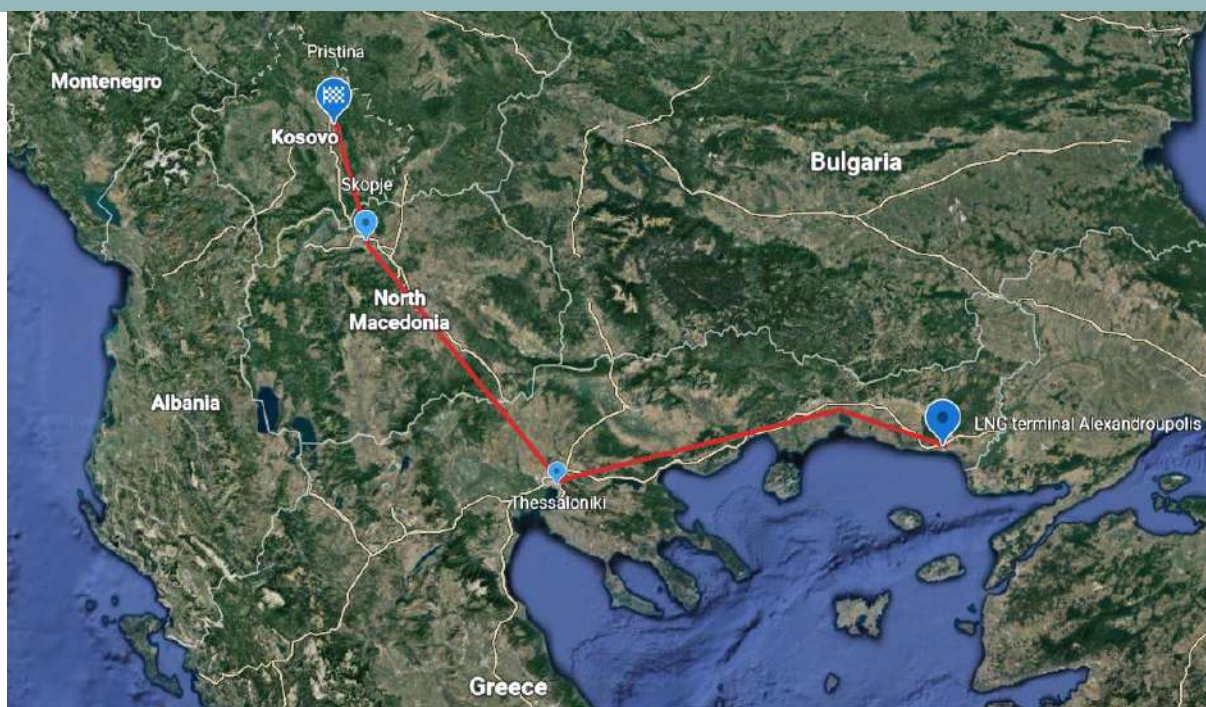
Parahsihet një bllok treni me kapacitet prej një cisterne-vagon 111 m^3 për dërgesën e LNG me hekurudhë (zakonisht ka platformë me 20 vagonë-cisternë).

11.1.2 - Burimi i LNG

Analiza tekno-ekonomike nënkupton se LNG do të transportohet nga pika më e afërt gjeografike e burimit të LNG. Në këtë rast është terminali i ardhshëm LNG në Aleksandropolis. Terminali pritët të operojë deri në përfundim të vitit 2023.

Aleksandropoli ka lidhje me rrugë dhe hekurudhë me Prishtinën, nëpërmjet Selanikut në Greqi dhe Shkupit në Maqedoninë e Veriut. Rruga është rreth 600 km e gjatë që mundëson transportimin e LNG me kamion brenda një ndërrimi të ditës.

FIGURA 59 – RRUGA E FURNIZIMIT ME LNG PËR PRISHTINË



11.1.3 - Furnizimi i Prishtinës

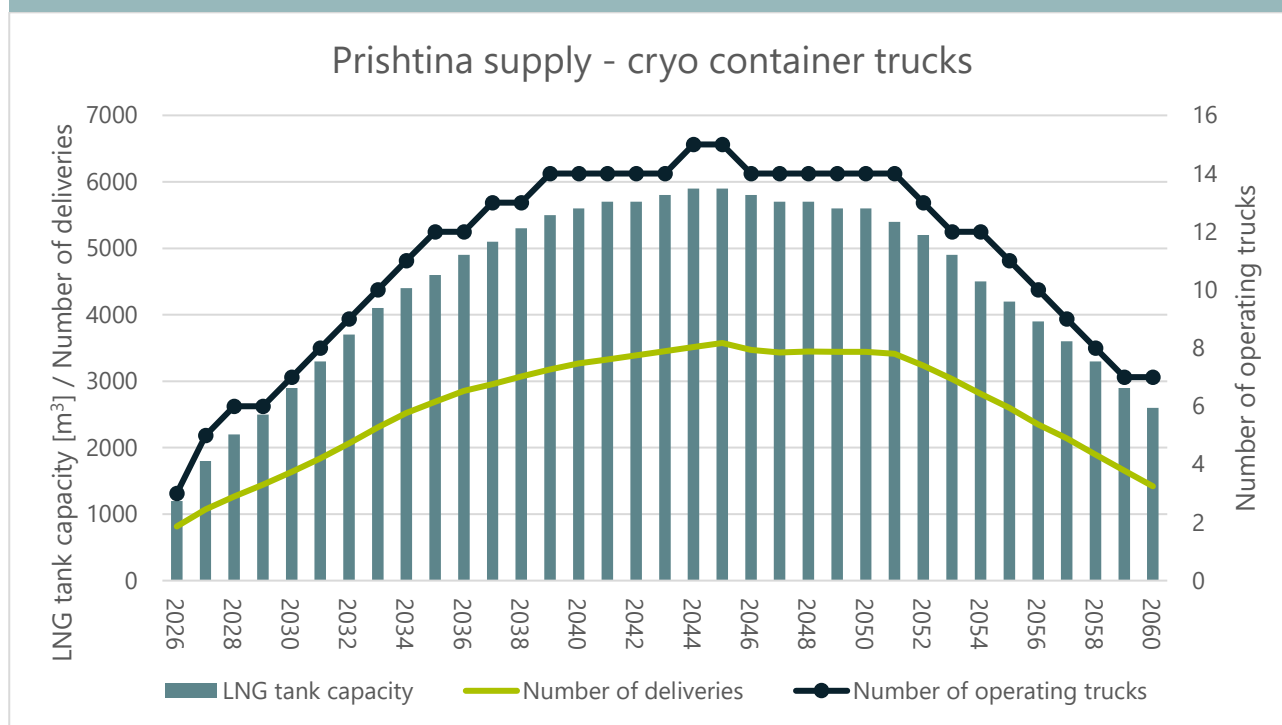
Është bërë optimizimi matematik i sistemit të furnizimit me LNG, që si funksion kryesor të synimit e konsideron furnizimin e vazhdueshëm me gaz natyror në Prishtinë (pa gjenerim të energjisë elektrike) në periudhën deri në vitin 2060. Për ta bërë këtë, u morën parasysh opsionet për furnizimin e tregut të shpërndarjes me rrugë ose hekurudha.

11.1.3.1 - Furnizimi me kamionë që kanë krio-kontejnerë

Kërkesa më e lartë për gaz në Prishtinë në periudhën e vëzhguar mund të përmbushet me kombinimin e 15 kamionëve në punë dhe cisternës magazinuese të LNG me kapacitet prej 5.900 m^3 . Në vitin e konsumit më të lartë, është e nevojshme të realizohen pothuajse 3600 dërgesa të LNG me kamionë.

Duke patur parasysh se ky është sistem që është dimensionuar vazhdimisht, në vitin fillestar është e nevojshme të investohet në tre (3) kamionë funksionalë në njësinë e palëvizshme të magazinimit të LNG me kapacitet 1.200 m³.

FIGURA 60 – SISTEMI I FURNIZIMIT ME LNG PËR PRISHTINËN NGA RRUGA



Furnizimi i Prishtinës – kamionë me krio-kontejnerë

Kapaciteti i cisternës LNG / Numri i dërgesave

Numri i kamionëve në funksion

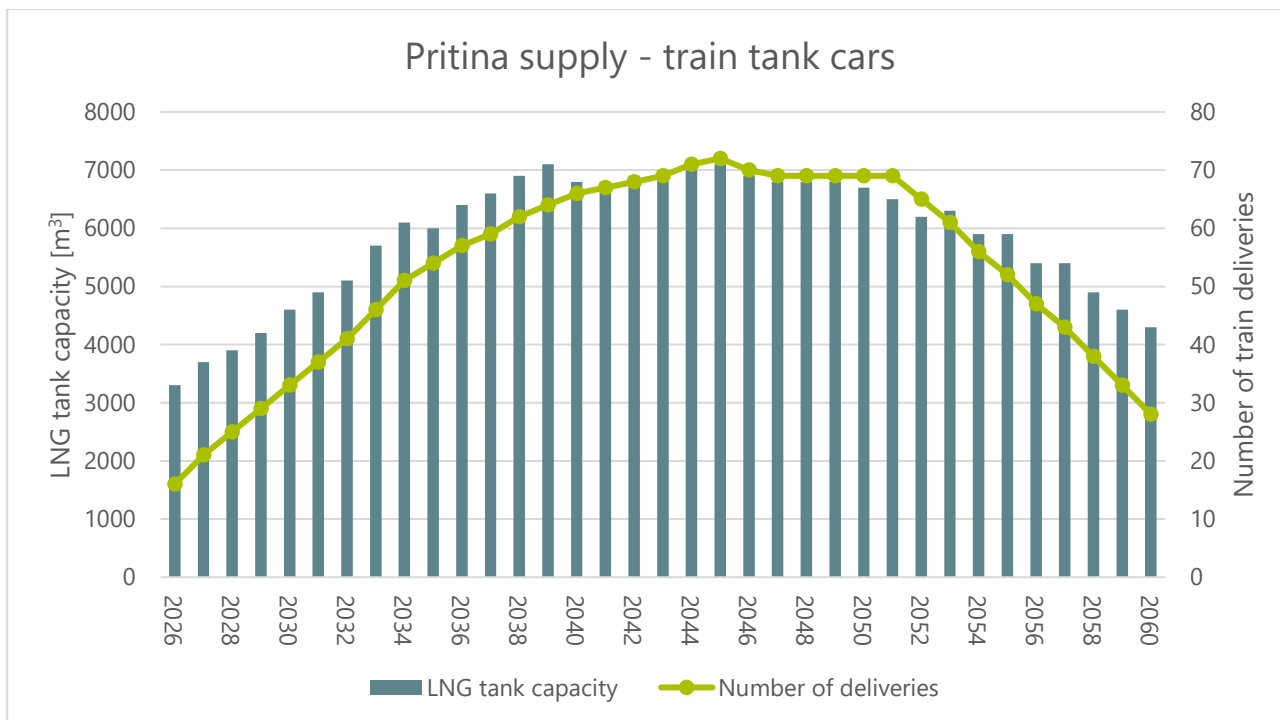
Kapaciteti i cisternës LNG Numri i dërgesave Numri i kamionëve në funksion

11.1.3.2 - Furnizimi me vagonë-cisterna të trenit

Në rastin e furnizimit të tregut në zonën e Prishtinës me hekurudhë, piku vjetor i furnizimit me gaz mund të plotësohet me 72 dërgesa të trenave në bllok.

Duke qenë se dorëzimi nëpërmjet hekurudhave vagonët LNG përfshin sasi më të konsiderueshme që mbërrijnë në destinacion në krahasim me kamionin rrugor, fillimisht është e nevojshme të ndërtohet një objekt magazinimi LNG me kapacitet më të madh vëllimi (3.300 m³ në vitin fillestar të projektit).

FIGURA 61 – SISTEMI I FURNIZIMIT ME LNG PËR PRISHTINËN ME HEKURUDHË



Furnizimi i Prishtinës – vagonë-cisternë të trenit

Kapaciteti i cisternës LNG m3

Numri i dërgesave me tren

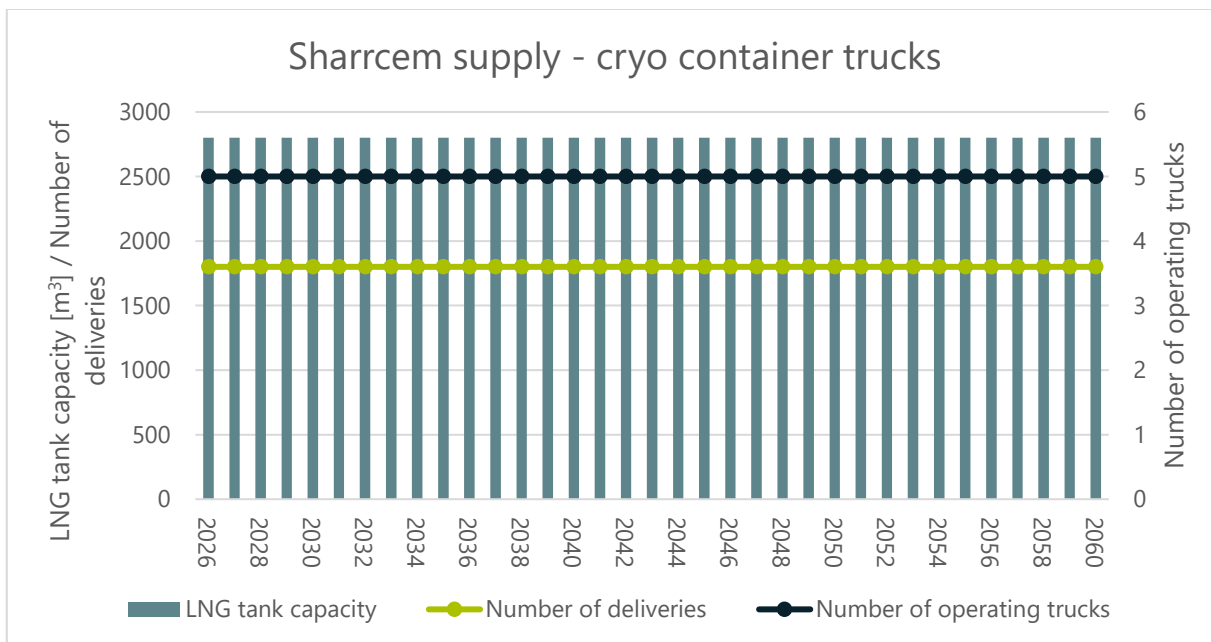
Kapaciteti i cisternës LNG Numri i dërgesave

11.1.4 - Furnizimi i Sharrcem

Nga pikëpamja teknike, është e mundur të ndërtohet një zinxhir furnizimi me LNG për një konsumator specifik industrial.

Në rastin e Sharrcemit, kërkesa e tyre mesatare vjetore mund të plotësohet me gjithsej pesë (5) kamionë operativë LNG, dhe kapacitet të depozitimit të LNG prej 2.800 m3. Mesatarisht do të duhej të realizoheshin 1800 dërgesa kamionësh në vit.

FIGURA 62 – SISTEMI I FURNIZIMIT ME LNG PËR SHARRCEMIN ME RRUGË



Furnizimi i Sharrcem – kamionë me krio-kontejnerë

Kapaciteti i cisternës LNG [m3] / Numri i dërgesave

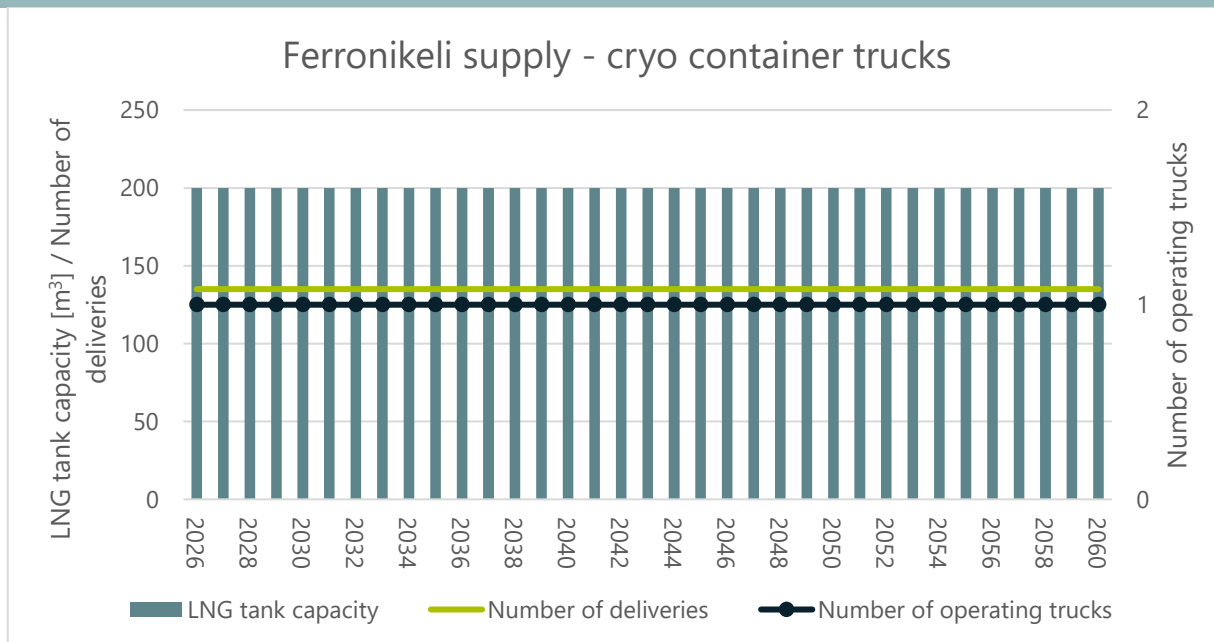
Numri i kamionëve në funksion

Kapaciteti i cisternës LNG Numri i dërgesave Numri i kamionëve në funksion

11.1.5 - Furnizimi i Ferronikelit

Kërkesa e konsumatorit industrial Ferronikeli është dukshëm më e ulët në krahasim me Sharrcem. Në rast se do të organizohej zinxhiri i furnizimit me GNL, një (1) kamion operativ LNG dhe kapaciteti i depozitimit të LNG prej 200 m3 do të mjaftonte për funksionimin teknik të sistemit.

FIGURA 63 – SISTEMI I FURNIZIMIT ME LNG PËR FERRONIKELIN ME RRUGË



Furnizimi i Ferronikelit – kamionë me krio-kontejnerë

Kapaciteti i cisternës LNG / Numri i dërgesave

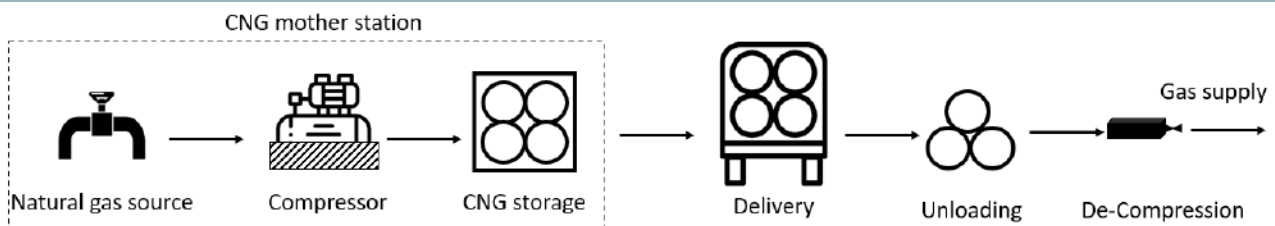
Numri i kamionëve në funksion

Kapaciteti i cisternës LNG Numri i dërgesave Numri i kamionëve në funksion

11.2 - Gazsjellësi virtual CNG

Koncepti i gazsjellësit virtual CNG përfshin sistem që lejon transportimin e gazit natyror në formën e gazit të kompresuar duke përdorur module të shoqëruara me platforma të lëvizshme, të cilat transportohen me kamionë. Furnizimi me CNG me shumicë konsiston në blerjen/marrjen nga e gazit gazsjellësit, kompresimin, ruajtjen, dërgimin dhe dekompresimin për furnizim të vazhdueshëm në një rrjet klasik të shpërndarjes.

FIGURA 64 – ZINXHIRI I FURNIZIMIT ME GAZ ME CNG SI BURIM

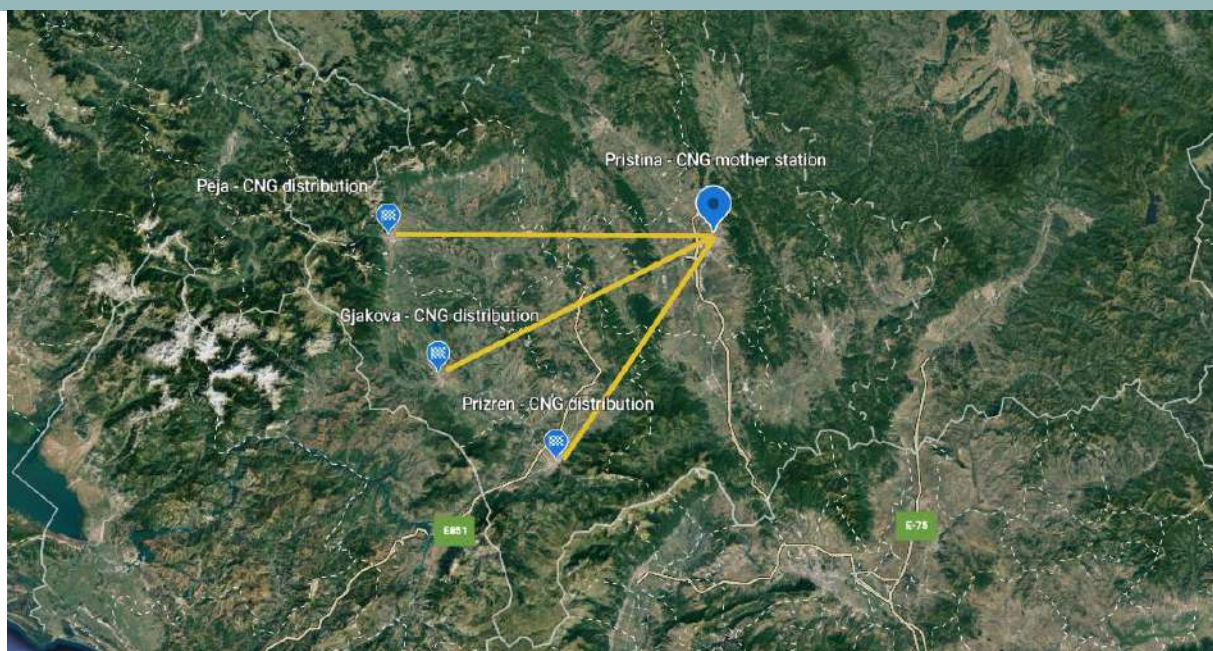


Burimi i gazit natyror Kompresori Magazina CNG Dërgesa Shkarkimi Furnizimi me gaz/dekompresimi

11.2.1 - Burimi CNG

Supozohet se stacioni mëmë CNG do të vendoset në zonën e Prishtinës (parakusht është ndërtimi i gazsjellësit të transportit SKOPRI). Stacioni mëmë është një lloj stacioni mbushjeje që furnizohet me gaz natyror me lidhje të drejtpërdrejtë me rrjetin e shpërndarjes ose transportit të gazit dhe përdoret për mbushjen e rezervuarëve të lëvizshëm modularë. Sistemi i furnizimit merr përsipër transportin e rezervuarëve modularë CNG në stacionet e dekompresimit të vendosura në qytetet e Pejës, Gjakovës dhe Prizrenit. Gjatësia e rrugëve të rrugëve të furnizimit në asnjë rast nuk i kalon 100 km (në një drejtim).

FIGURA 65 – LINJA E FURNIZIMIT ME CNG NGA PRISHTINA



11.2.2 - Metodologjia e optimizimit të furnizimit me CNG

Supozimi bazë është se furnizimi me CNG do të bëhet me rrugë, duke përdorur rimorkio.

Magazinimi CNG (një sërë cisternash modulare për CNG) është planifikuar në lokacionet e shpërndarjes, i cili është i dimensionuar në atë mënyrë që zona e furnizimit të përballojë tre ditë ndërprerje të furnizimit me CNG në çdo vit të caktuar.

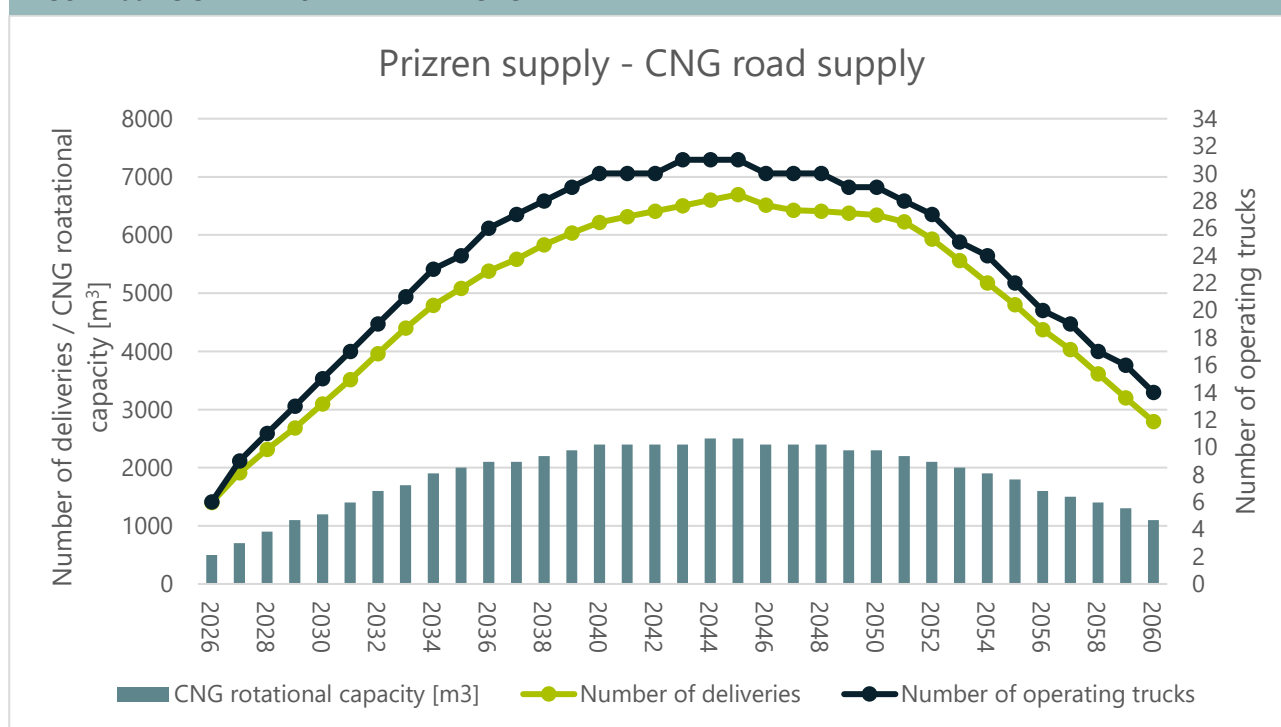
Është kryer optimizimi i sistemit të furnizimit duke marrë parasysh parametrat teknikë të mëposhtëm:

- Sasia mesatare e ngarkesës së dërguar me një udhëtim kamioni është 5.700 m³ gaz natyror.
- Kapaciteti minimal i kompresorit në stacionin mëmë është 3.000 m³ (kapaciteti i kompresorit avancohet në varësi të kërkesës nga konsumatorët e CNG).
- Rimorkiot e kamionit CNG janë në gjendje ta bëjnë udhëtimin dy herë dhe këto përfshihet ngarkimi, bartja, shkarkimi dhe kthimi në burimin e CNG brenda të njëjtës ditë.

11.2.3 - Furnizimi i Prizrenit

Për mbulimin e furnizimit me gaz të Prizrenit në periudhën e vëzhguar, nevojiten 31 kamionë në funksion me CNG në vitin e pikut, që do të realizojnë gjithsej gati 6700 dërgesa. Gjithashtu, për funksionimin teknik të sistemit është e nevojshme të sigurohen 2.500 m³ rezervuarë rrotullues CNG (depozita të zbrazëta modulare CNG që ndryshojnë me ato të plota gjatë dorëzimit). Duke marrë parasysh se sistemi është duke u përmirësuar në mënyrë të vazhdueshme në aspektin e kapaciteteve operative dhe të rezervuarëve, në vitin fillestar nevojiten gjashtë (6) kamionë operativë dhe 500 m³ depo me rrotullim të CNG për furnizimin e vazhdueshëm të tregut të Prizrenit.

FIGURA 66 – SISTEMI I FURNIZIMIT ME CNG PËR PRIZRENIN



Furnizimi i Prizrenit – furnizimi i CNG me rrugë

Numri i dërgesave / Kapaciteti rotacional i CNG

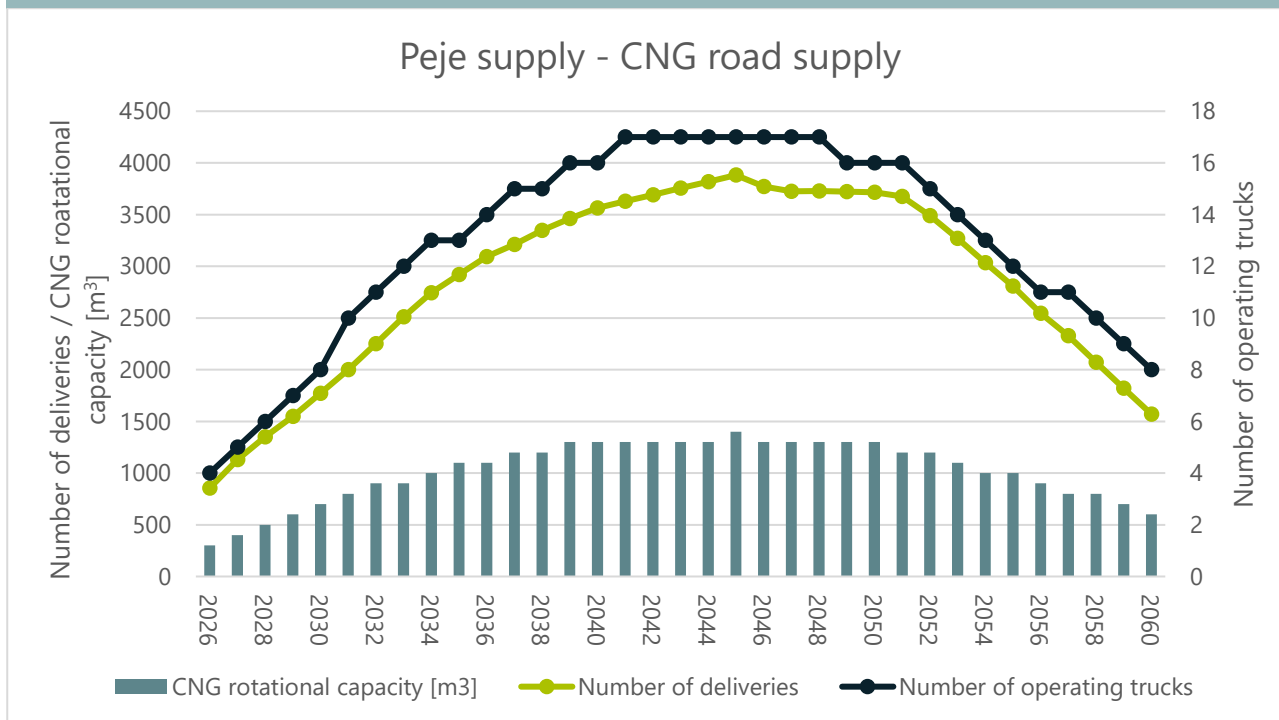
Numri i kamionëve në funksion

Kapaciteti rotacional CNG Numri i dërgesave Numri i kamionëve në funksion

11.2.4 - Furnizimi i Pejës

Kërkesa e Pejës në vitin e pikut mund të plotësohet me 17 kamionë operativë dhe depo shtesë të CNG me kapacitet prej 1.400 m³. Kamionët duhet të realizojnë pothuajse 3900 dërgesa në një vit të caktuar piku. Në vitin fillestar të projektit mjaftojnë katër (4) kamionë operativë, ndërsa kapaciteti i mjaftueshëm i depozitës së CNG-së arrin në 300 m³.

FIGURA 147 – SISTEMI I FURNIZIMIT ME CNG PËR PEJËN



Furnizimi i Pejës – furnizimi i CNG me rrugë

Numri i dërgesave / Kapaciteti rotacional i CNG

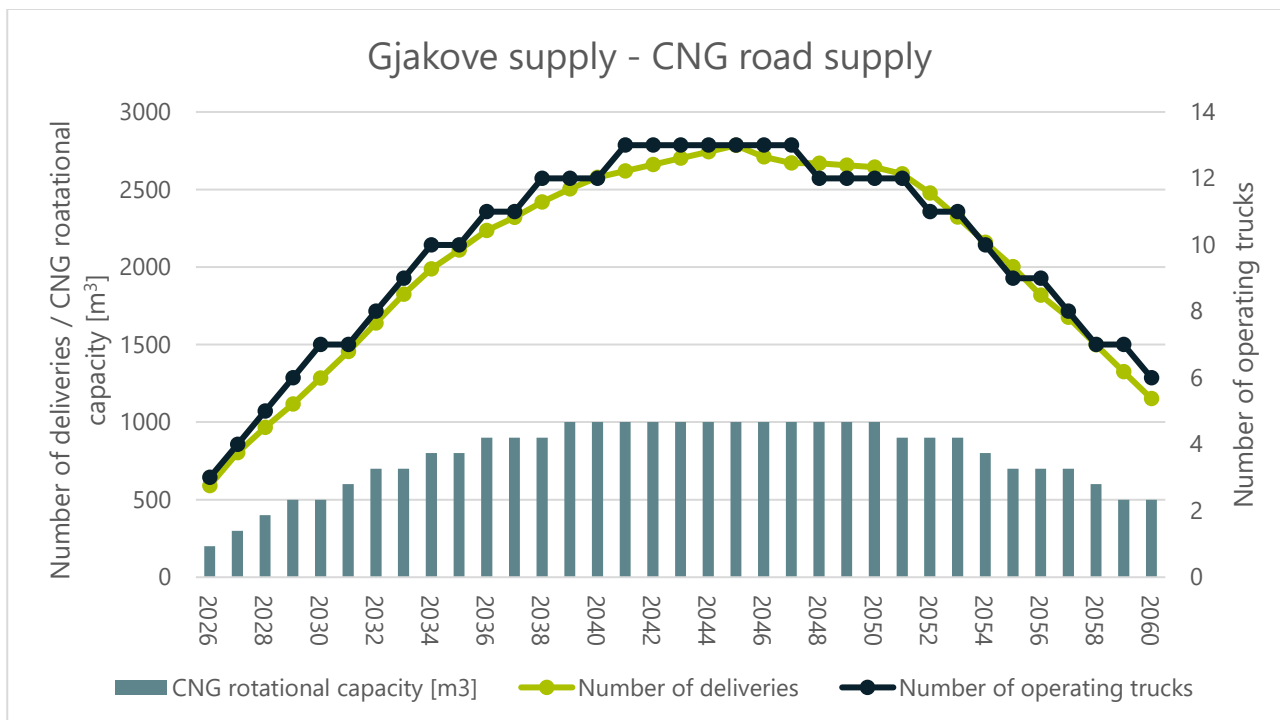
Numri i kamionëve në funksion

Kapaciteti rotacional CNG Numri i dërgesave Numri i kamionëve në funksion

11.2.5 - Furnizimi i Gjakovës

Kërkesa potenciale e zonës së Gjakovës në vitin e pikut mund të mbulohet me 13 kamionë operativë CNG që do të realizonin gjithsej rreth 2800 dërgesa në një vit të caktuar. Përveç kësaj, kërkohet një kapacitet magazinimi modular CNG prej 1000 m³. Në vitin fillestar të projektit mjaftojnë tre (3) kamionë dhe 200 m³ depo për të plotësuar kërkesën.

FIGURA 158 – SISTEMI I FURNIZIMIT ME CNG PËR GJAKOVËN



Furnizimi i Gjakovës – furnizimi i CNG me rrugë

Numri i dërgesave / Kapaciteti rotacional i CNG

Numri i kamionëve në funksion

Kapaciteti rotacional CNG Numri i dërgesave Numri i kamionëve në funksion

11.3 - Vlerësimi financiar

Qëllimi i analizës financiare është të përcaktojë koston e infrastrukturës së nevojshme për furnizimin me LNG dhe CNG për konsumatorët fundorë të gazit në Kosovë dhe të llogaritet çmimi mesatar (tarifa) për ofrimin e shërbimeve të tilla. Analiza synon të vlerësojë nëse LNG ose CNG mund të përfaqësojnë një alternativë ndaj zhvillimit të transmetimit të gazit dhe, në rastin e një konsumatori të madh, rrjetit të shpërndarjes. Është e rëndësishme të theksohet se tarifat mesatare të përlllogaritura nuk përfshijnë koston e gazit natyror që do t'u shpërndahej konsumatorëve përfundimtarë, por vetëm koston e infrastrukturës GNL dhe CNG. Në këtë kuptim, tarifa për furnizimin me LNG dhe CNG është e krahasueshme me tarifën për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit.

Për të bërë krahasimin ndërmjet gazit të gazsjellësit dhe gazit të furnizuar si ekuivalent i LNG dhe CNG, supozohej se furnizimi me gaz LNG dhe CNG do të ishin aktivitete të rregulluara. Ashtu si në rastin e gazit të gazsjellësit, rregullorja nënkupton që subjektet që kryejnë këto aktivitete do të kenë të drejtë të fitojnë një të ardhur të lejuar, e cila duhet të jetë e mjaftueshme për të mbuluar kostot e funksionimit dhe mirëmbajtjes, amortizimin dhe kthimin në bazën e rregulluar të aseteve. Ashtu si në rastin e gazit të gazsjellësit, supozohej se subjekti i rregulluar do të kishte të drejtën e normës reale të kthimit të barabartë me 8,3% p.v.

11.4 - Furnizimi me LNG

Ideja pas furnizimit me LNG është të sigurojë gaz natyror në zona të mëdha të konsumit. Siç u tregua më parë, LNG mund të dorëzohet duke përdorur mjete transporti rrugore ose hekurudhore. Në rastin e transportit rrugor me kamionë LNG, LNG mund të shpërndahej në zona të shumta konsumi. Shpërndarja e LNG me tren është më e kufizuar në kuptimin që rrjeti hekurudhor arrin vetëm zona të caktuara.

Në rastin e transportit rrugor, LNG do të shërbente si zëvendësues për gazsjellësin e transmisionit të gazit (Prishtinë) dhe gazsjellësin e transmisionit dhe shpërndarjes së gazit (Sharrcem dhe Feronikeli). Në Prishtinë, pasi LNG të shpërndahej në zonën urbane, do të ishte ende e nevojshme të zhvillohet një rrjet shpërndarës i

gazit për të shpërndarë gazin natyror tek konsumatorët përfundimtarë. Në rastin e konsumatorëve industrialë (Ferronikeli dhe Sharrcem), LNG do të shërbente si zëvendësim për rrjetet e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit pasi është e mundur të instalohet infrastruktura LNG në portën e këtyre konsumatorëve industrialë.

11.4.1 - Transporti me rrugë

Për të furnizuar lokacionet në Kosovë me LNG, kërkohen investime në këto asete bashkë me kostot korresponduese:

- Kamion shpërndarës për LNG: 300.000 €
- Kontejerë për LNG: 2.000 €/m³
- Vaporizues për LNG: 10 €/m³ gaz natyror (supozohet sistemi kryesor dhe mbështetës)
- Investime të tjera: 25% e investimit në kontejerë dhe vaporizatorë
- Ndërtesa: 20% e investimeve në kontejerë, vaporizatorë dhe investime të tjera

Supozimet e tjera relevante përfshijnë:

- Periudhën e amortizimit: 35 vjet për të gjitha pajisjet dhe ndërtimet, me përjashtim të kamionëve që amortizohen në 15 vjet;
- Kostot operative për kamionë:
 - Kostot për karburant: 1,5 €/litri
 - Kilometrazhi: 40 lit/100 km
 - Udhëtim kthyes: 1.200 km
 - Koha që kërkohet për të bërë udhëtim kthyes: 1 ditë
 - Numri i shoferëve për kamion: 3
 - Paga bruto për shofer: 2.500 €/muaj
 - Mirëmbajtja dhe siguri: 30.000 €/kamion/muaj

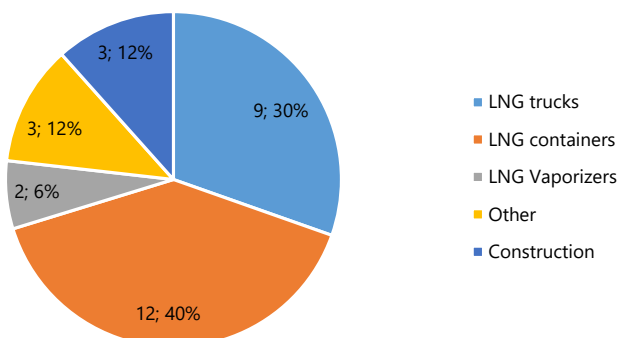
11.4.1.1 - Prishtina

Infrastruktura e LNG është projektuar për të mundësuar furnizimin me gaz vetëm në zonën urbane. Me fjalë të tjera, nëse gazi natyror dërgohet në Prishtinë (përfshirë Obiliqin dhe Fushë Kosovën) në formën e LNG, është ende i nevojshëm zhvillimi i një rrjeti të shpërndarjes së gazit për të shpërndarë gazin tek konsumatorët më të vegjël. Prandaj, LNG paraqet një alternativë për zhvillimin e rrjetit të transmetimit të gazit në Prishtinë.

Figura në vijim tregon strukturën e kostove të investimit për LNG të Prishtinës e cila arrin në 29,6 milionë €. Siç tregon figura e mëposhtme, komponentët kryesorë të investimeve janë kamionët LNG dhe kontejerët e LNG.

FIGURA 169 – STRUKTURA E KOSTOVE TË INVESTIMEVE NË INFRASTRUKTURËN E LNG NË PRISHTINË

Structure of investment costs - Prishtina LNG (M EUR)



Strutura e kostos së investimeve – Prishtina LNG (M EUR)

Kamionë LNG

Kontejnerë LNG

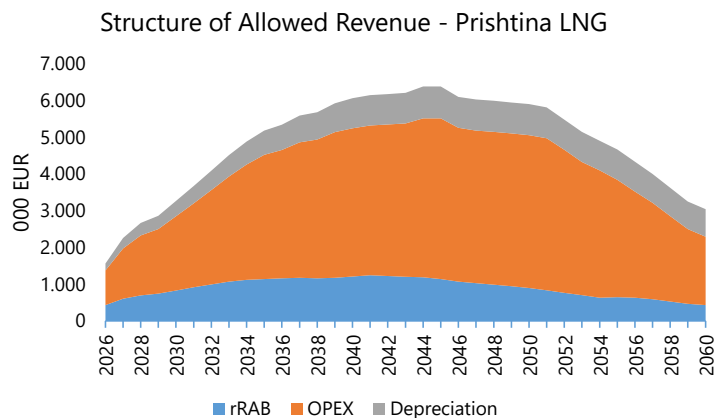
Vaporizatorë LNG

Tjetër

Ndërtimi

Figura 70 tregon strukturën e të hyrave të lejuara për LNG të Prishtinës. Është e qartë se kostot operative dominojnë të ardhurat e lejuara, të nxitura kryesisht nga kostot e lidhura me transportin (kostot e karburantit dhe kostot e drejtuesve të automjeteve). Të ardhurat e lejuara rezultojnë në një tarifë mesatare të shërbimit të GNL prej pak më poshtë gjashtë €/MWh të gazit natyror të shpërndarë.

FIGURA 70 – STRUKTURA E TË HYRAVE TË LEJUARA TË LNG PRISHTINË



Struktura e të hyrave të lejuara – Prishtinë LNG

rRAB OPEX Amortizimi

Sikurse u theksua në fillim të seksionit, LNG Prishtina shërben për të qenë zëvendësues për ndërtimin e rrjetit të transmissioinit të gazit. Megjithatë, kur tarifa rezultuese për LNG Prishtina krahasohet me tarifat për gazsjellësin e transmissioinit të gazit natyror, është e qartë se LNG Prishtina nuk është një opsion i mundshëm për gazifikimin e përgjithshëm të Prishtinës. Megjithatë, tarifa që rezulton prej pak më pak se gjashtë €/MWh, mund të jetë e pranueshme për konsumatorë të mëdhenj të caktuar, nëse SKOPRI nuk do të ndërtohej. Prandaj, Konsulenti arrin në përfundimin se furnizimi me LNG për qendrat e mëdha të konsumit siç është Prishtina nuk është konkurrues në kosto kur krahasohet me zhvillimin e rrjetit të transmissioinit të gazit. Megjithatë, **në rast se parashikohet vetëm gazifikimi i kufizuar i zonave të caktuara të shpërndarjes ose konsumatorëve të mëdhenj (që janë të gatshëm të përballojnë koston më të lartë të infrastrukturës), furnizimi me LNG në**

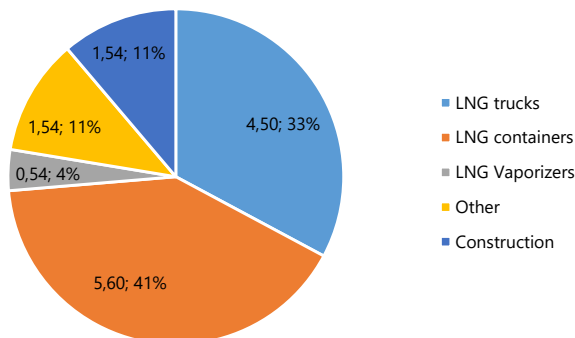
Prishtinë (ose për përdorues të tjerë të mëdhenj ose zona të shpërndarjes) mund të jetë një alternativë e mundshme për gazsjellësin e transmissioinit të gazit. Kjo tregohet me disa shembuj në seksionet në vijim.

11.4.1.2 - Sharrcem (Hani I Elezit)

Figura në vijim tregon strukturën e kostos së investimeve për Sharrcem LNG që arrin në 13,7 milionë €. Sikurse tregon figura në vijim, artikujt dominues në investim janë kontejnerët LNG dhe kamionët LNG.

FIGURA 71 – STRUKTURA E KOSTOS SË INVESTIMEVE NË SHARRCEM

Structure of investment costs for Sharrcem LNG (M EUR)



Struktura e kostos së investimeve në Sharrcem LNG (M EUR)

Kamionë LNG

Kontejnerë LNG

Vaporizatorë LNG

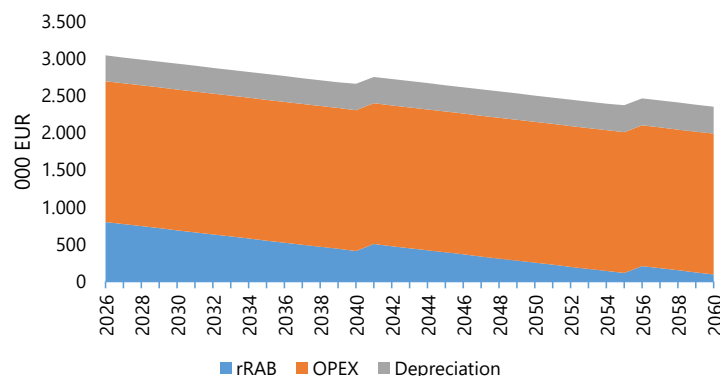
Tjetër

Ndërtimi

Figura 72 tregon strukturën e të hyrave të lejuara për Sharrcem LNG. Është e qartë se kostot operative dominojnë të hyrat e lejuara kryesisht të nxitura nga kosto të ndërlidhura me transportin (kostot për karburant dhe kostoja e shoferëve). Tarifa rezultuese LNG qëndron pak më poshtë se 6 €/MWh.

FIGURA 72 – STRUKTURA E TË HYRAVE TË LEJUARA PËR SHARRCEM LNG

Structure of Allowed Revenue - Sharrcem LNG



Struktura e të hyrave të lejuara – Sharrcem LNG

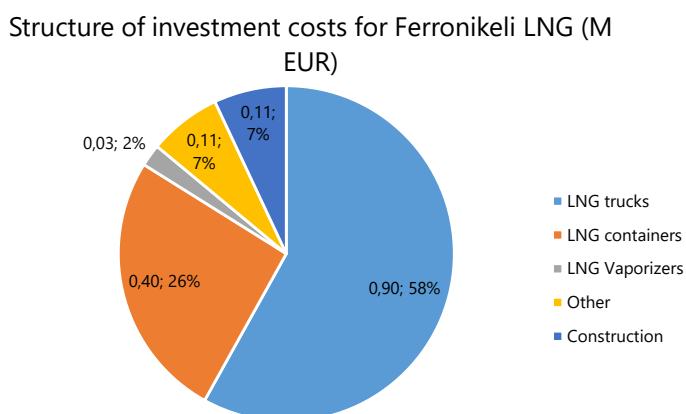
rRAB OPEX Amortizimi

Tarifa që rezulton për Sharrcem është më e lartë se tarifa për rrjetin e transmisionit të gazit (si në skenarin e gazifikimit në shkallë të gjerë ashtu edhe në atë me shkallë të vogël), megjithëse ndryshimi nuk është aq i rëndësishëm në rastin e skenarit të gazifikimit në shkallë të gjerë. Prandaj, investimi në Sharrcem LNG paraqet një alternativë nëse kërkohet furnizim me gaz për Sharrcem dhe nuk ekziston rrjeti i transmisionit të gazit në Kosovë.

11.4.1.3 - Ferronikeli (Drenas - Drenas)

Figura në vijim tregon strukturën e investimeve për Ferronikelin që arrin në 1,55 million €. Sikurse tregon figura në vijim, më shumë se gjysma e kostove të investimit (58%) kanë të bëjnë me investime në kamionë LNG. Këto kosto të investimeve rezultojnë në tarifën e LNG prej 5,4 €/MWh.

FIGURA 173 – STRUKTURA E KOSTOVE PËR INVESTIME

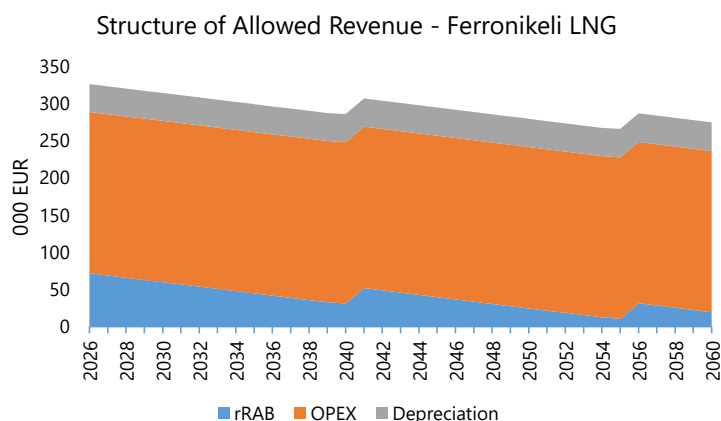


Struktura e kostove për investime për Ferronikeli LNG (M EUR)

Kamionë LNG
Kontejnerë LNG
Vaporizatorë LNG
Tjetër
Ndërtimi

Figura 74 tregon strukturën e të hyrave të lejuara për Ferronikeli LNG. Është e qartë se ashtu si në rastin e Prishtinës dhe Hanit të Elezit, kostot operative dominojnë të hyrat e lejuara.

FIGURA 74 – STRUKTURA E TË HYRAVE TË LEJUARA TË FERRONIKELI LNG



Struktura e të hyrave të lejuara – Ferronikeli LNG

rRAB OPEX Amortizimi

Tarifa e LNG pak më shumë se 5,4 €/MWh mund të konsiderohet konkurruese në aspektin e kostos kur krahasohet me tarifën e transmisionit të gazit.

11.4.2 - Transporti me hekurudhë

Sikurse tregohet në fillim të këtij seksioni, transporti me hekurudhë i LNG për Prishtinë përbën zëvendësim për zhvillimin e rrjetit të transmisionit të gazit.

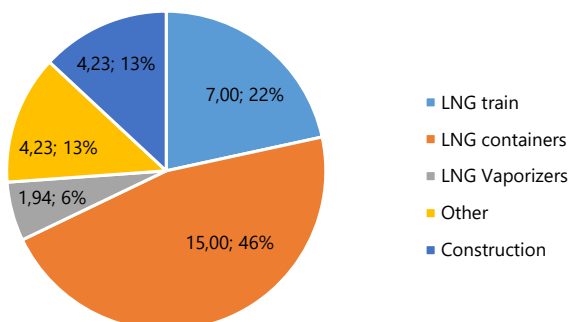
Gjatë analizës janë bërë këto supozime:

- Jeta teknike e vagonëve të trenit: 35 vjet
- Kostoja e udhëtimit kthyes me tren: 35.000 €

Figura në vijim paraqet strukturën e investimit për transportin e LNG me tren për në Prishtinë që arrin në 32,41 milionë €. Sikurse tregon figura në vijim, më pak se gjysma e të gjitha kostove të investimit janë të ndërlidhura me investimet në kontejnerët LNG.

FIGURA 75 – STRUKTURA E KOSTOVE TË INVESTIMIT NË TRENA PËR LNG PËR PRISHTINË

Structure of investment costs - LNG by train to Prishtina
(M EUR)



Struktura e kostove për investime – LNG me tren për Prishtinë (M EUR)

Tren LNG

Kontejnerë LNG

Vaporizatorë LNG

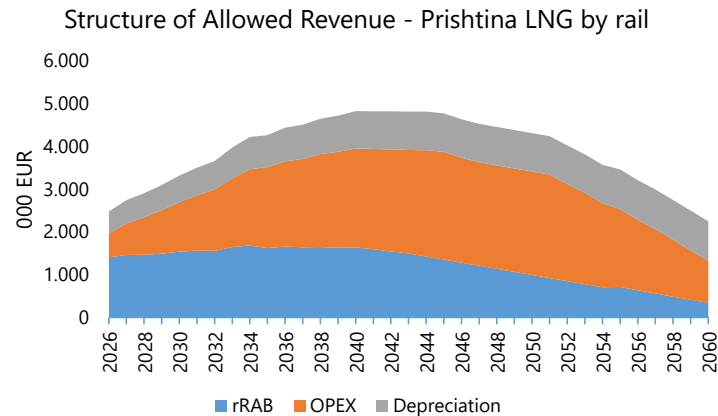
Tjetër

Ndërtimi

Çmimi (tarifa) që rezulton për rrjetin hekurudhor LNG vlerësohet pak më shumë se 5,3 €/MWh gaz natyror. Kjo është pak më e ulët se në rastin e furnizimit me LNG nëpërmjet transportit rrugor.

Figura 76 tregon strukturën e të hyrave të lejuara për GNL të Prishtinës nga hekurudha. Ndryshe nga furnizimi i LNG-së nga kamionët ku OPEX përfaqëson kostot dominuese, furnizimi hekurudhor i LNG-së është më intensiv kapital, siç evidentohet nga pjesa më e madhe e amortizimit dhe kthimit në bazën e aseteve të rregulluara.

FIGURA 76 – STRUKTURA E TË HYRAVE TË LEJUARA PËR PRISHTINA LNG ME HEKURUDHË



Struktura e të hyrave të lejuara – Prishtina LNG me hekurudhë rRAB OPEX Amortizimi

Sikurse u theksua në fillim të seksionit, LNG me hekurudhë për në Prishtinë do të shërbente si zëvendësues i gazsjellësit të transmisionit të gazit. Me tarifën që rezulton prej 5,3 €/MWh, LNG me hekurudhë nuk është opsion konkurrues me kosto në rastin e ekzistencës së konsumatorëve të mëdhenj të termocentraleve me gaz. Megjithatë, **në rastin e kërkesës së kufizuar, si mungesa e një termocentrali me gaz si konsumator kryesor, LNG me hekurudhë përfaqëson një opsion që duhet marrë parasysh.** Nga ana tjetër, furnizimi me LNG nëpërmjet hekurudhave nuk është i zbatueshëm për kërkesën nën një prag të caktuar për shkak të madhësisë minimale të përbërjes së hekurudhës.

11.4.3 - Konkluzione rreth furnizimit me gaz LNG

Tabela e mëposhtme paraqet krahasim të tarifave të LNG për zonat e analizuara të konsumit. Në krahasim me zhvillimin e rrjetit të transmisionit të gazit, tarifat që rezultojnë janë më të larta dhe më pak konkurruese. Megjithatë, LNG mund të konsiderohet si opsion në rast se nuk ka termocentral me gaz në Kosovë ose për gazifikimin e kufizuar të një ose më shumë zonave të shpërndarjes dhe/ose konsumatorëve të mëdhenj që kanë rastin ekonomik të pranojnë tarifën më të lartë, d.m.th., në rast se në përgjithësi kërkesa për gaz në Kosovë nuk është e mjaftueshme për të justifikuar ndërtimin e rrjetit të transmisionit të gazit. Përveç kësaj, ndryshe nga infrastruktura e gazsjellësit, infrastruktura e LNG ka probabilitet më të ulët për t'u bërë një aset i bllokuar.

TABELA 377 – KRAHASIMI I TARIFAVE LNG

	Tarifa [€/MWh]
Prishtina	5,96
Drenas (Ferronikeli)	5,41
Sharrcem	5,91
Prishtina by train	5,26

11.5 - Furnizimi me CNG

Për të vlerësuar koston e furnizimit me CNG, Konsulenti ka analizuar tri komuna: Prizrenin, Pejën dhe Gjakovën. Për të vendosur furnizimin me CNG, ishte supozuar se një stacion i CNG do të themelohej në Prishtinë. Gazi do të kompresohet dhe do të injektohet në kamionë CNG dhe do të transportohet në komunë dhe do të ruhej në kontejnerë CNG.

Në aspektin financiar, janë supozuar këto kosto të CAPEX:

- Kamion me rimorkio dhe vagonë CNG: 400.000 €
- Magazinim modular për CNG: 10.000 €/m³

- Stacioni mëmë CNG (përfshirë ndërtesën, nënstacionin, instalimin, mbulesën, ndriçimin, rrethimin, projektin, lejet): 1.900.000 €
- Kompresorë, cisterna me presion të lartë dhe kabinën elektrike (supozohet sistemi kryesor dhe rezervë): 1.150.000 €
- Lidhja për matësin e rrjedhës së masës (automjeti dhe mbushja e rimorkios): 150.000 €
- Ndërtesa: rritje prej 300.000 € për rritje të vazhdueshme të kapacitetit të kompresorit shtesë

Supozimet e tjera relevante përfshijnë:

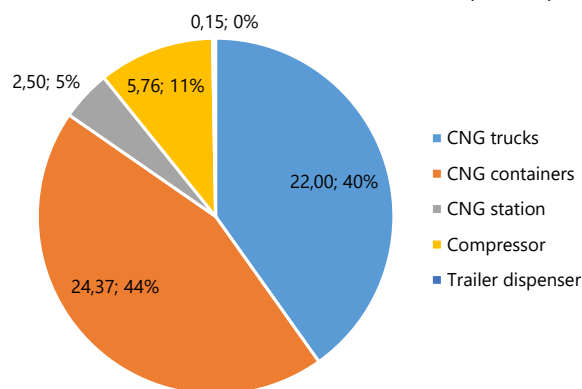
- Periudhën e amortizimit
 - Kamion CNG dhe kompresor CNG: 15 vjet
 - Kontejner CNG, stacion CNG, bombolë për rimorkio: 35 vjet
- Kostot operative për kamionë:
 - Kosto për karburant: 1,5 €/litër
 - Kilometrazh: 40 lit/100 km
 - Udhëtim kthyes: 180 km
 - Numri i shoferëve për kamion: 1
 - Paga bruto për shofer: 2.500 €/muaj
 - Mirëmbajtja dhe sigurimi: 30.000 €/kamion/vit

11.5.1.1 - Prizren

Figura në vijim tregon strukturën e kostove të investimit për Prizrenin. Kostoja totale e vlerësuar e investimit është 54,78 milion €. Investimi në kontejnerë CNG në Prizren përfaqëson pjesën më të madhe të investimit total dhe është i barabartë me 44%. Kategoria e dytë më e madhe e investimeve janë kamionët CNG me pjesëmarrje në një investim total prej 40%.

FIGURA 187 – STRUKTURA E KOSTOVE PËR INVESTIM

Structure of CNG investment costs - Prizren (M EUR)

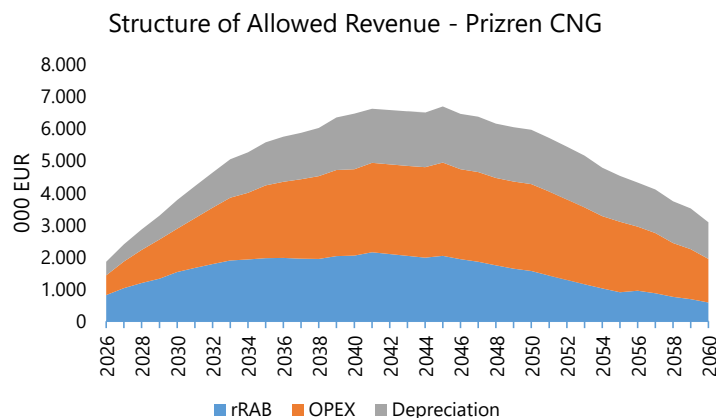


Struktura e kostove për investime CNG - Prizren (M EUR)

- Kamion CNG
- Kontejnerë CNG
- Stacion CNG
- Kompresor
- Bombolë rimorkioje

Figura 198 tregon strukturën e të hyrave të lejuara për opsionin CNG të Prizrenit. Analiza rezulton në koston mesatare të transportit të CNG për Prizrenin pak mbi 19 €/MWh gaz natyror.

FIGURA 198 – STRUKTURA E TË HYRAVE TË LEJUARA PËR PRIZREN CNG



Struktura e të hyrave të lejuara – Prizren CNG

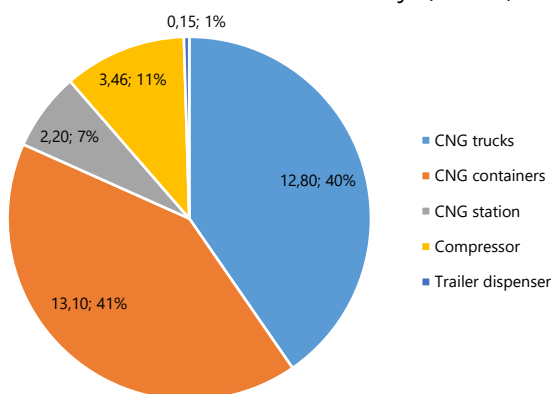
rRAB OPEX Amortizimi

11.5.1.2 - Peja

Figura në vijim tregon strukturën e kostove të investimit për Pejën. Kostot totale të vlerësuara të investimit janë 31,7 milion €. Investimi në kontejner CNG në Pejë përfaqëson pjesën më të madhe të investimit total dhe është i barabartë me 41%.

FIGURA 209 – STRUKTURA E KOSTOVE PËR INVESTIM OF INVESTMENT COSTS

Structure of CNG investment costs - Peja (M EUR)



Struktura e kostove për investime CNG - Pejë (M EUR)

Kamion CNG

Kontejnerë CNG

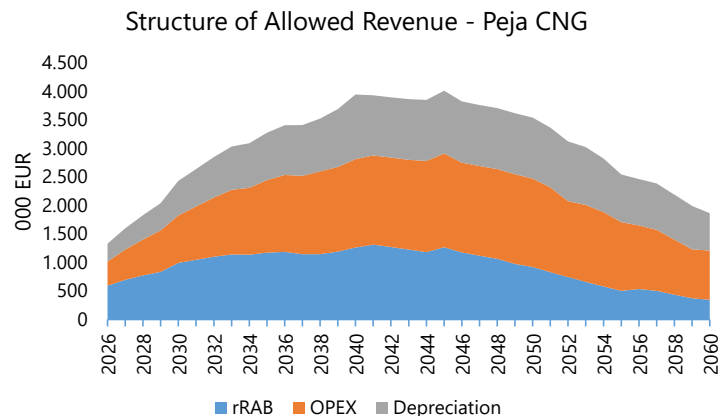
Stacion CNG

Kompresor

Bombolë rimorkioje

Figura në vijim tregon strukturën e të hyrave të lejuara për opsionin CNG të Pejës. Bazuar në analizën, tarifa mesatare për CNG Peja qëndron pak më poshtë 20 €/MWh..

FIGURA 219 – STRUKTURA E TË HYRAVE TË LEJUARA PËR PEJA CNG



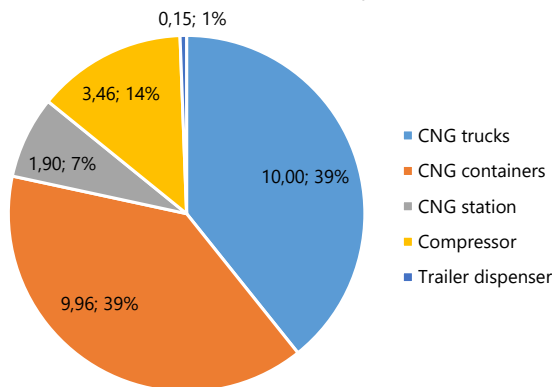
Struktura e të hyrave të lejuara – Peja CNG
rRAB OPEX Amortizimi

11.5.1.3 - Gjakovë

Figura në vijim tregon strukturën e kostove të investimit për Gjakovën. Kostot totale të vlerësuara të investimit janë 25,47 milion €. Investimi në kamionë CNG në Pejë përfaqëson pjesën më të madhe të investimit total dhe është i barabartë me 39%.

FIGURA 81 – STRUKTURA E KOSTOVE TË INVESTIMIT

Structure of CNG investment costs - Gjakove (M EUR)

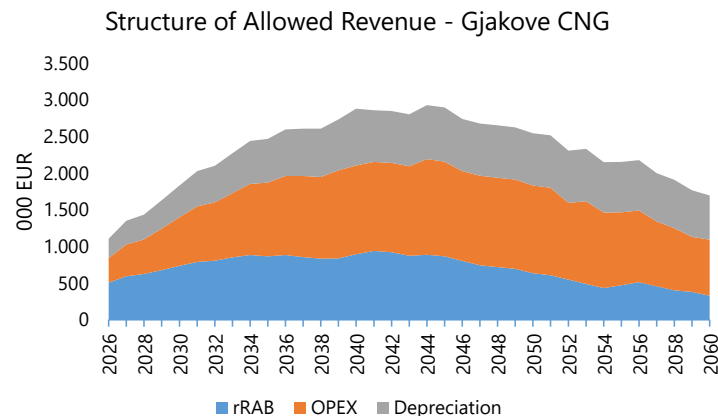


Struktura e kostove për investime CNG - Gjakovë (M EUR)

Kamion CNG
Kontejnerë CNG
Stacion CNG
Kompresor
Bombolë rimorkioje

Figura në vijim tregon strukturën e të hyrave të lejuara për opsionin CNG të Gjakovës. Bazuar në analizën, tarifa mesatare për CNG Gjakovë është rreth 21 €/MWh.

FIGURA 82 – STRUKTURA E TË HYRAVE TË LEJUARA PËR GJAKOVE CNG



Struktura e të hyrave të lejuara – Gjakove CNG
rRAB OPEX Amortizimi

11.5.2 - Konkluzionet për furnizimin me gaz CNG

Analiza e tri komunave të mundshme për të përdorur CNG tregon se tarifa mesatare e infrastrukturës CNG do të ishte mbi 19 €/MWh. Tarifa të tilla të larta e bëjnë përdorimin e CNG jokonkurrues në çdo skenar (gazifikimi në shkallë të gjerë apo të vogël). Prandaj, Konsulenti arrin në përfundimin se CNG mund të konsiderohet një opsion vetëm për përdorues të veçantë që nuk kanë alternativë përveç CNG në rast se nuk ndërtohet Unazë.

TABELA 388 – KRAHASIMI I TARIFAVE TË CNG

Komuna	Investimi	OPEX	Totali	Kërkesa totale për gaz natyror [GË]	Tarifa mesatare [€/MWh]
	[000 €]				
	[1]	[2]	[3]=[1]+[2]		
Prizren	54.776	75.845	130.621	9.660	19,0
Peja	34.006	43.307	77.313	5.590	20,0
Gjakove	25.469	34.512	59.981	4.016	21,1

12 - KRAHASIMI ME "PA PROJEKT"

Agjenda e dekarbonizimit nxitet nga BE-ja synon të reduktojë ndjeshëm emetimet e gazeve serrë deri në vitin 2050. Kjo do të prekë të gjitha vendet evropiane, përfshirë Kosovën. Implikimet e dekarbonizimit për sektorin e energjisë do të jenë heqja graduale e termocentraleve fosile jomiqësore me mjedisin dhe rritja e pjesës së energjisë së rinovueshme.

Gazi natyror paraqet një rrugë të mundshme tranzitore drejt sektorit të energjisë së dekarbonizuar të Kosovës. Në këtë skenar, gazi natyror do të zëvendësonte termocentralet e vjetëruara me linjit dhe do të siguronte një burim energjie për termocentralet e reja me gaz. Duke marrë parasysh jetëgjatësinë ekonomike të rrjetit të gazit dhe termocentraleve me gaz, gazi natyror mund të luajë një rol të rëndësishëm në dekadat e ardhshme, por do të zëvendësohet gradualisht nga lëndët djegëse më mjedisore nga mesi i shekullit.

Në rast se Kosova nuk vendos të zhvillojë një rrjet të gazit, dekarbonizimi i sektorit të saj energjetik mund të marrë një rrugë tjetër. Prodhimi i energjisë elektrike në Kosovë varet shumë nga termocentralet e linjtit. Parashikimet e çmimeve të ardhshme me pakicë të energjisë elektrike në studimin e publikuar së fundmi nga Sekretariati i Komunitetit të Energjisë tregojnë se futja e çmimit të karbonit do t'i bënte termocentralet ekzistuese të linjtit joekonomike, duke rritur çmimet me pakicë të energjisë elektrike³⁶.

Për më tepër, futja e rrjeteve të gazit do të kontribuonte në rritjen e përdorimit të gazit për ngrohje, duke mundësuar zëvendësimin larg biomasës së paqëndrueshme. Sipas të dhënave të EUROSTAT, pjesa e biomasës në sektorin e familjeve (që përdoret kryesisht për qëllime ngrohjeje dhe gatimi) është në dy të tretat e totalit të konsumit të energjisë finale të familjeve. Prandaj, mbështetja e vazhdueshme në biomasa, përveçse të paqëndrueshme, do të kontribuonte në ndotjen lokale të shkaktuar nga djegia e biomasës.

Si përfundim, skenari pa projekt ka të ngjarë të kontribuojë në sa vijon:

- Rritja e çmimeve të energjisë elektrike me pakicë në Kosovë
- Mbështetja e vazhdueshme të biomasës së paqëndrueshme dhe ndotja rezultuese lokale e ajrit
- Sfidat në akomodimin e burimeve të përtëritshme të energjisë së rinovueshme në rrjetin elektrik
- Rritja e varësisë nga energjia elektrike e importuar

³⁶ Sekretariati i Komunitetit për Energji, "Projektimi I çmimeve të karbonit për komunitetin e energjisë." 2021. [Online]. Gjetet në: https://ëëë.euneighbours.eu/sites/default/files/publications/2021-01/Kantor_carbon_012021.pdf

13 - BIBLIOGRAFIA

- [1] Korniza Afatmesme e Shpenzimeve 2022-2024, Ministria e Financës, Punës dhe Transfereve, prill 2021.
- [2] Parashikimet për Popullsinë e Kosovës 2017-2061, agjencia e Statistikave të Kosovës, Prishtinë, dhjetor 2017.
- [3] MCC Ndryshimi Social dhe i Sjelljes, Projekti Nr. 95332418C0288, Sektori i Energjisë së Kosovës, Raporti Formativ oër Gjetjet e Hulumtimeve, korrik, 2021.
- [4] ACER, "Raporti i Anketave të NRA - Hidrogjen, Biometan dhe Adaptimet Përkatëse të Rrjetit" 10/07/2020.
- [5] egis, "Studimi i fizibilitetit për Maqedoninë e Veriut – interkoneksioni i gazit të Kosovës & fushëveprimi VNMS," WBIF, IPF9, 2012 dhe në vijim.
- [6] IRENA, "Studimi për hidrogjenin nga energjia e ripërtëritshme" 2018.
- [7] M. G. P.O. Bjock, "Studimi i fizibilitetit për shpërndarjen e hidrogjenit në sistemet aktuale të gazsjellsit të gazit natyror" *Goteborg University/Chalmers University of Technology, Physics and Engineering Physics, Physical Resource Theory*.
- [8] M. L. A. O. A. S. T. W. S. Kuczynski, "Çështje termodinamike dhe teknike të hidrogjenit dhe përzierjes midrogjen-metan në transmisionin e gazsjellësit" *AGH University of Science and Technology, Drilling, Oil and Gas Faculty, Krakoe PL30059, Poland*, vol. 569, Engineers 2019.
- [9] B. & V. p. N. 43138, "AE Studimi i parafizibilitetit – 2019/2020 Sektori Kompakt i Energjisë së Kosovës" Korpusi i inxhinierëve të ushtrisë së SHBA, Divizioni i Evropës, 2020.
- [10] D. A. Kirchgessner, R. A. Lott, R. M. Coëgill, M. R. Harrison dhe T. M. Shires, "Vlerësimi i emisioneve të metanit nga industria e gazit natyror të SHBA, Chemosphere, Vol. 35, No.6, pp. 1365-1390," Elsevier Science Publisher Ltd, City Name, 1997.
- [11] E. Comission, *Paketa e tretë e energjisë që përbëhet nga dy direktiva dhe tri rregullore*, Komisioni Evropian, 2009.
- [12] J. Savickis, L. Zemite, I. Bode dhe L. Jansons, "Matja e gazit natyror dhe saktësia e tij në sistemet e mençura të furnizimit me gaz," *Latvian journal of physics and technical sciences*, vol. N 5, 2020.
- [13] L. Campbell, M. Campbell dhe D. Epperson, "Emisionet e metanit nga industria e gazit natyror vëllimi 9: gazsjellësit e nëndheshëm, EPA-600/R-96-080i," U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, Washington, D.C., (June 1996).
- [14] B. Lamb, H. Eestberg, R. Kashinkunti, P. Czepiel, P. Crill, R. Harriss, C. Kolb dhe J. McManus, "Oksidimi i metanit në dhe nga rrjedhjet prej gazsjellësve të nëndheshëm të gazit natyror, GRI-94-0257.35," Gas Research Institute, Chicago, IL, (July 1996).
- [15] U.S. Department of Transportation, "RSPA Form No. 7100.2-1(11-85)," U.S. Department of Transportation, Office of Pipeline Safety, Washington, D.C., (1991).

SHTOJCA 1: DIAGRAMET BLOK TË RRJEDHËS DHE MODELET E PËRLLOGARITJES HIDRAULIKE PËR SKENARËT

Skenari i përllogaritjes paraprake hidraulike

Ky skenar është zhvilluar fillimisht për të mundësuar përllogaritjen e hidraulikës së sistemit dhe parametrat e kërkuar të gazsjellësit. Nga ana e tyre, këto mundësojnë përllogaritjen paraprake të CAPEX. Figura në vijim paraqet diagramin bllok të rrjedhës për përllogaritjen paraprake hidraulike.

FIGURA 83 – DIAGRAMI BAZË BLLOK I RRJEDHËS

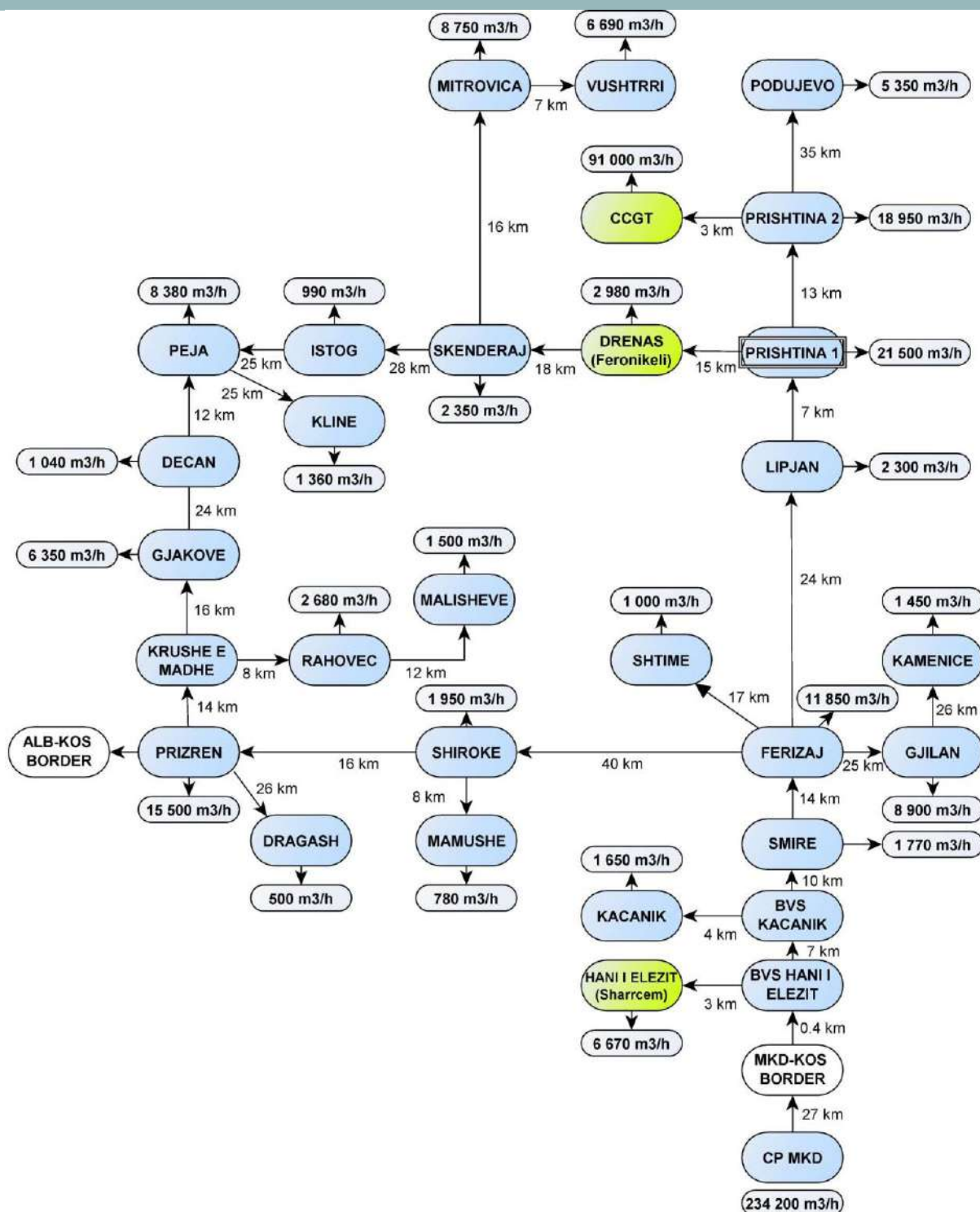


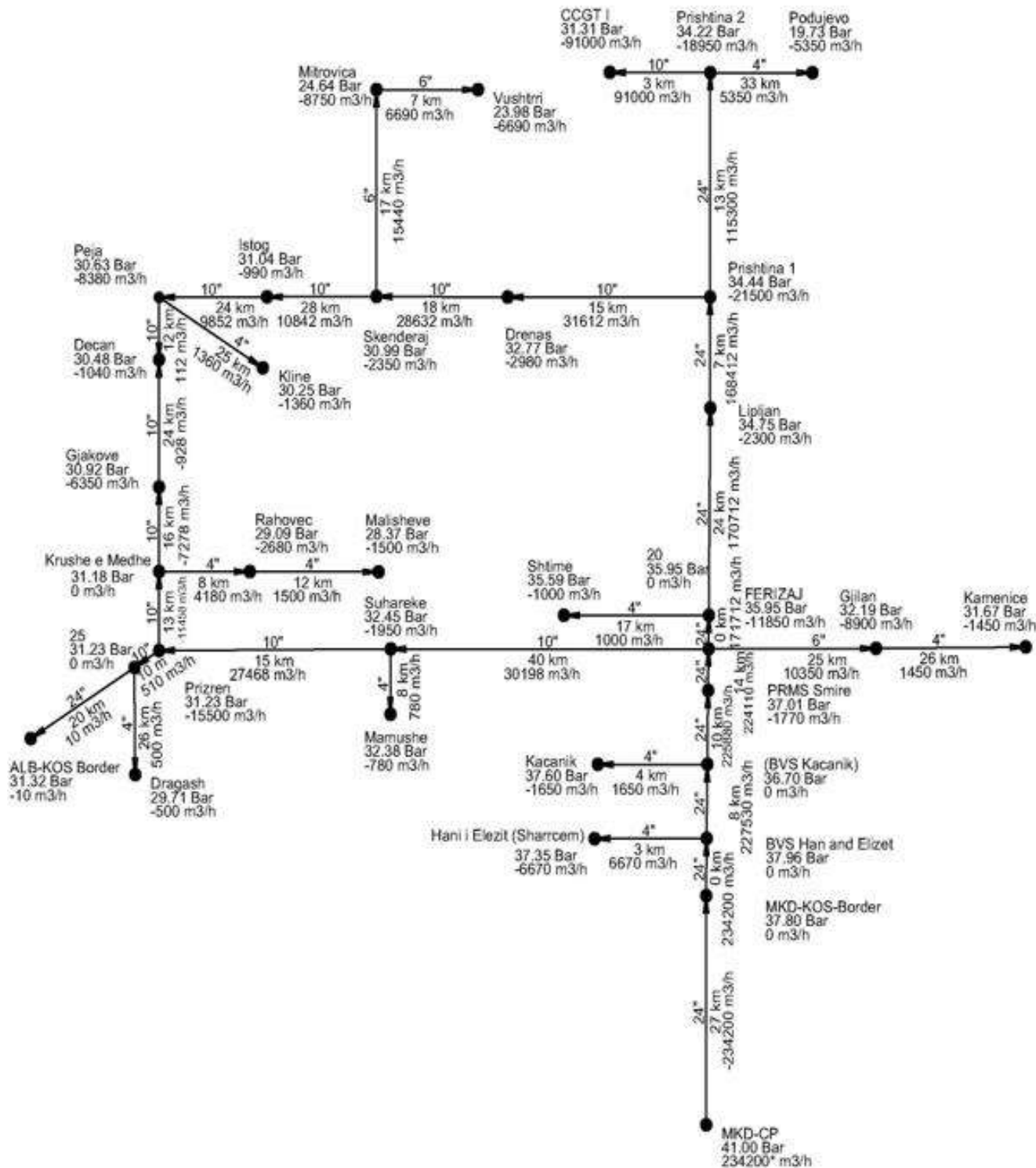
Tabela 399 tregon rezultatet e përlogaritjeve hidraulike. Tabela paraqet diametrat e përcaktuar optimalë të gazsjellësit për çdo seksion të caktuar dhe presionin e llogaritur të gazit në fund të çdo seksioni të gazsjellësit.

Analizat kanë treguar se për diametrat dhe presionet e përcaktuara, 100% e vlerës së kërkuar të ngrohjes (në MWh) do të bartet në çdo gazsjellës. Në lidhje me këtë, nëse hidrogjeni transportohet përmes të njëjtave gazsjellës me të njëjtat diametra, bartet rreth 75% e vlerës së kërkuar të ngrohjes.

TABELA 399 – REZULTATET E PËRLOGARITJEVE PARAPRAKE HIDRAULIKE					
	Nr	Seksioni	Gjatësia (km)	Diam. (inç)	Presioni në fund të seksionit (barg)
Interkonek MKD/KOS	0	Pika e lidhjes MKD – Kufiri MKD/KOS	27,0	24	37,80
	1-1	Kufiri MKD/KOS Border - SBV Hani i Elezit	0,4	24	37,96
	1-2	SBV Hani i Elezit - SBV Kacanik	7,5	24	36,70
	2	SBV Kacanik - Smire	9,8	24	37,01
	3	Smire - Ferizaj	14,2	24	35,95
	4	Ferizaj - Lipjan	24,2	24	34,75
	5	Lipjan - Prishtina 1	6,7	24	34,44
	6	Prishtina 1 - Prishtina 2	12,7	24	34,22
Unaza e gazit	7	Ferizaj - Suharekë	39,6	10	32,45
	8	Suharekë - Prizren	15,3	10	31,23
	9	Prizren - Krushe e Madhe	13,3	10	31,18
	10	Krushe e Madhe - Gjakova	15,5	10	30,92
	11	Gjakova - Decan	24,0	10	30,48
	12	Decan - Peja	12,0	10	30,63
	13	Peja - Istog	24,0	10	31,04
	14	Istog - Skenderaj	28,0	10	30,99
	15	Drenas - Skenderaj	17,7	10	30,99
	16	Prishtina 1 - Drenas	14,7	10	32,77
Degët e transmisionit	17	Skenderaj - Mitrovica	16,5	6	24,64
	18	Mitrovica - Vushtrri	7,2	6	23,98
	19	Ferizaj - Gjilan	24,9	6	32,19
	20	Gjilan - Kamenice	26,0	4	31,67
	21	Krushe e Madhe - Rahovec	8,0	4	29,03
	22	Rahovec - Malisheve	12,0	4	28,37
	23	Ferizaj - Shtime	16,7	4	35,59
	24	Peja - Kline	25,0	4	30,25
	25	SBV Kacanik - Kacanik	4,0	4	37,60
	26	Prizren - Dragash	26,0	4	29,71
	27	Prishtina 2 - Podujevë	33,0	4	19,73
	28	Suhareke - Mamushe	8,0	4	32,38
	29	SBV Hani i Elezit - Hani i Elezit (Sharrcem)	2,7	4	37,35

Figura në vijim tregon modelin hidraulik për skenarin paraprak të gazifikimit.

FIGURA 224 – MODELI HIDRAULIK PËR SKENARIN PARAPRAK TË GAZIFIKIMIT



Përlogaritja hidraulike për skenarin e gazifikimit në shkallë të gjerë

Figura në fijim paraqet diagramin Bllok të Rrjedhës për skenarin e gazifikimit në shkallë të gjerë.

FIGURA 85 – DIAGRAMI BLOK I RRJEDHËS PËR SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË GJERË

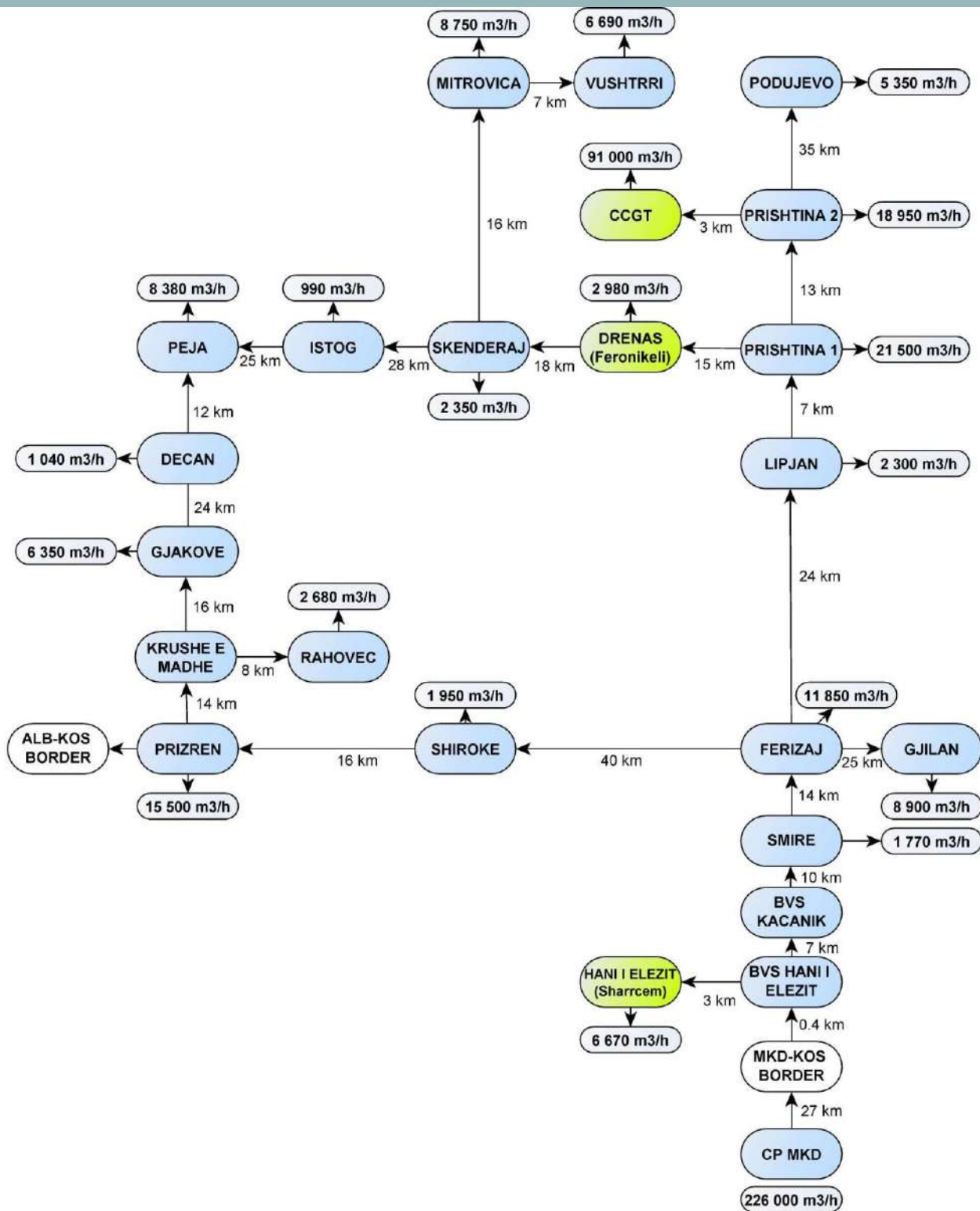
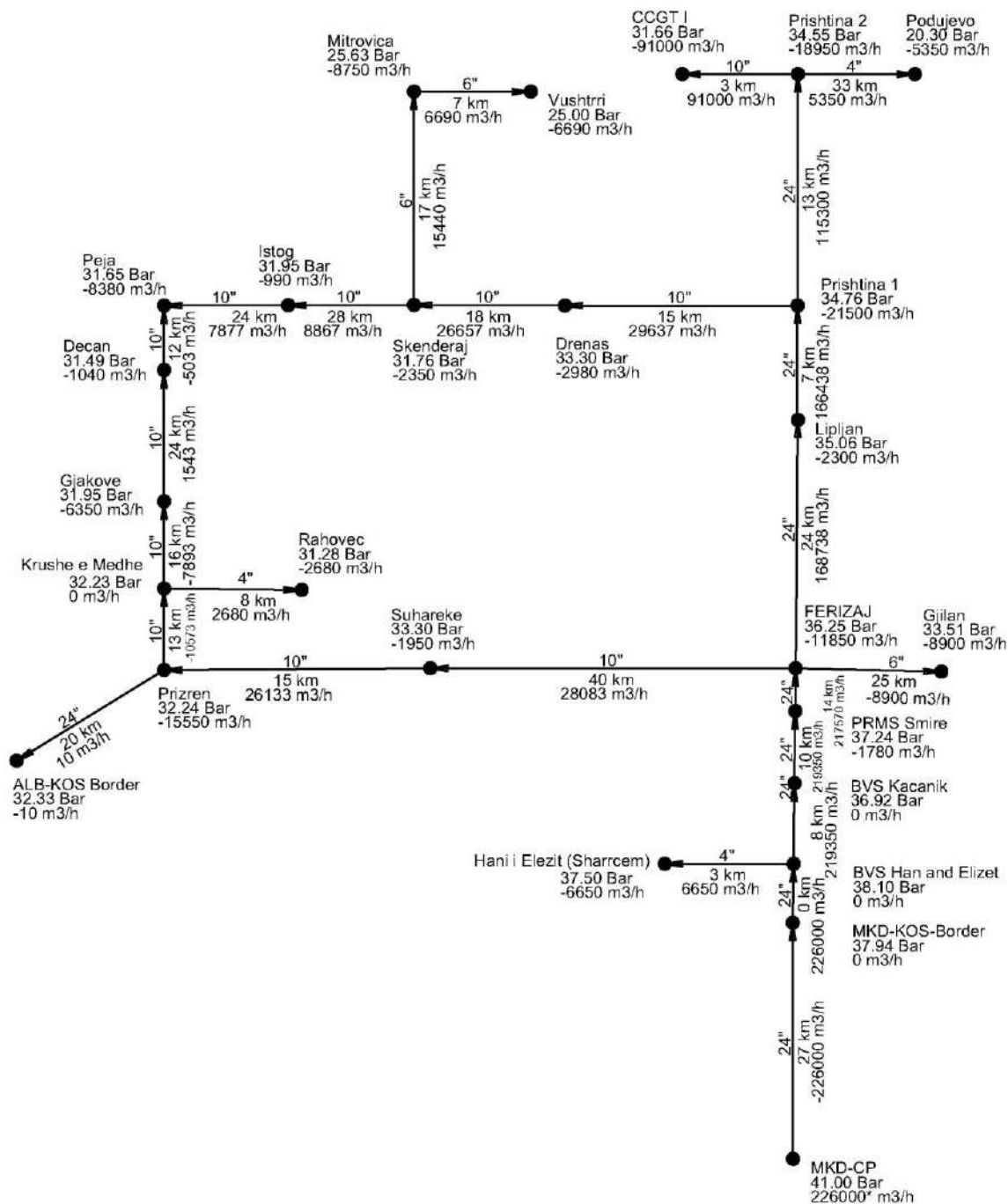


Figura në vijim paraqet modelin hidraulik për skenarin e gazifikimit në shkallë të gjerë.

FIGURA 236 – MODELI HIDRAULIK PËR SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË GJERË



Përlogaritjet hidraulike për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël

Figura në vijim paraqet diagramin Bllok të Rrjedhës për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël.

FIGURA 247 – DIAGRAMI BLOK I RRJDHËS PËR SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË VOGËL

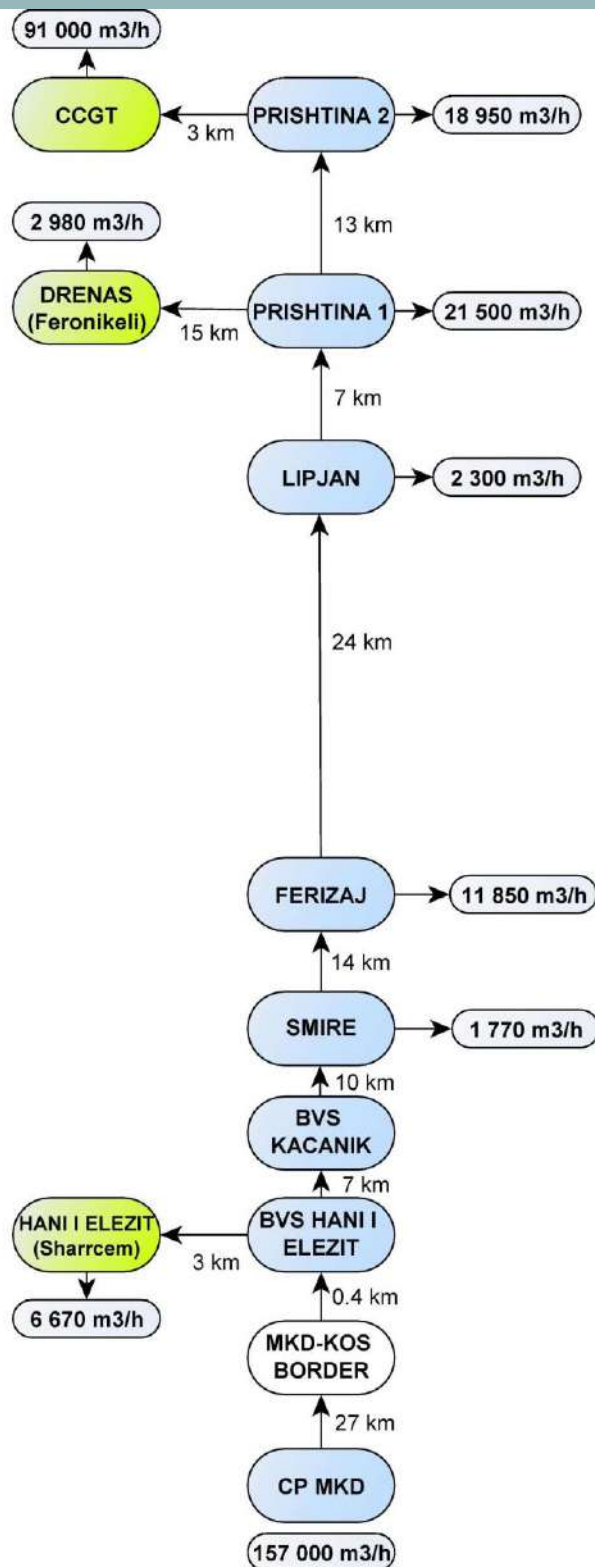
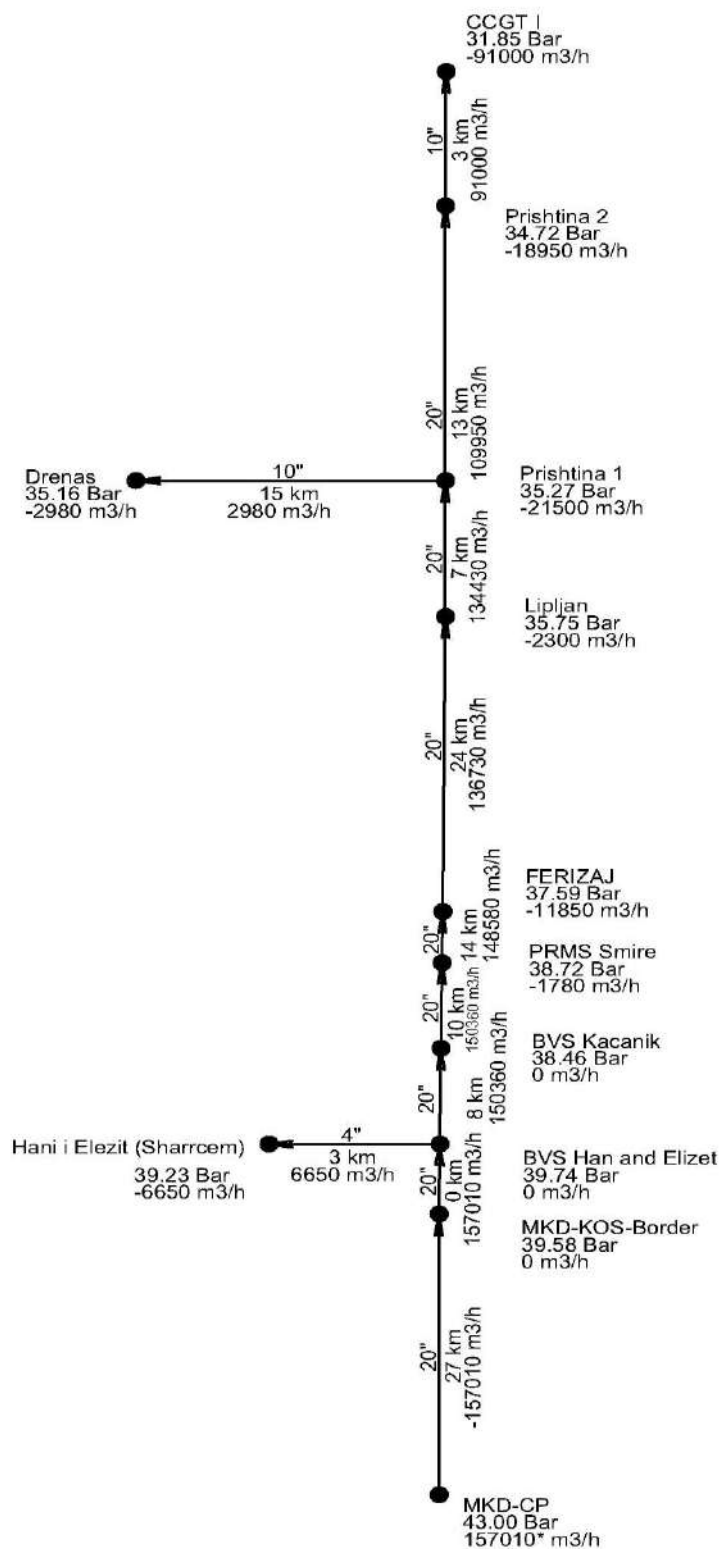


Figura në vijim paraqet modelin hidraulik për skenarin e gazifikimit në shkallë të vogël.

FIGURA 258 – MODELI HIDRAULIK PËR SKENARIN E GAZIFIKIMIT NË SHKALLË TË VOGËL



Llogaritja hidraulike për skenarin e gazifikimit industrial

Figura e mëposhtme paraqet diagramin e rrjedhës së bllokut për skenarin bazë të gazifikimit industrial.

Këto sasi janë rritur me 30% për qëllime të llogaritjeve hidraulike.

FIGURA 26 – DIAGRAMI BLOK I RRJEDHJES PËR SKENARIT E GAZIFIKIMIT TË VOGËL INDUSTRIAL

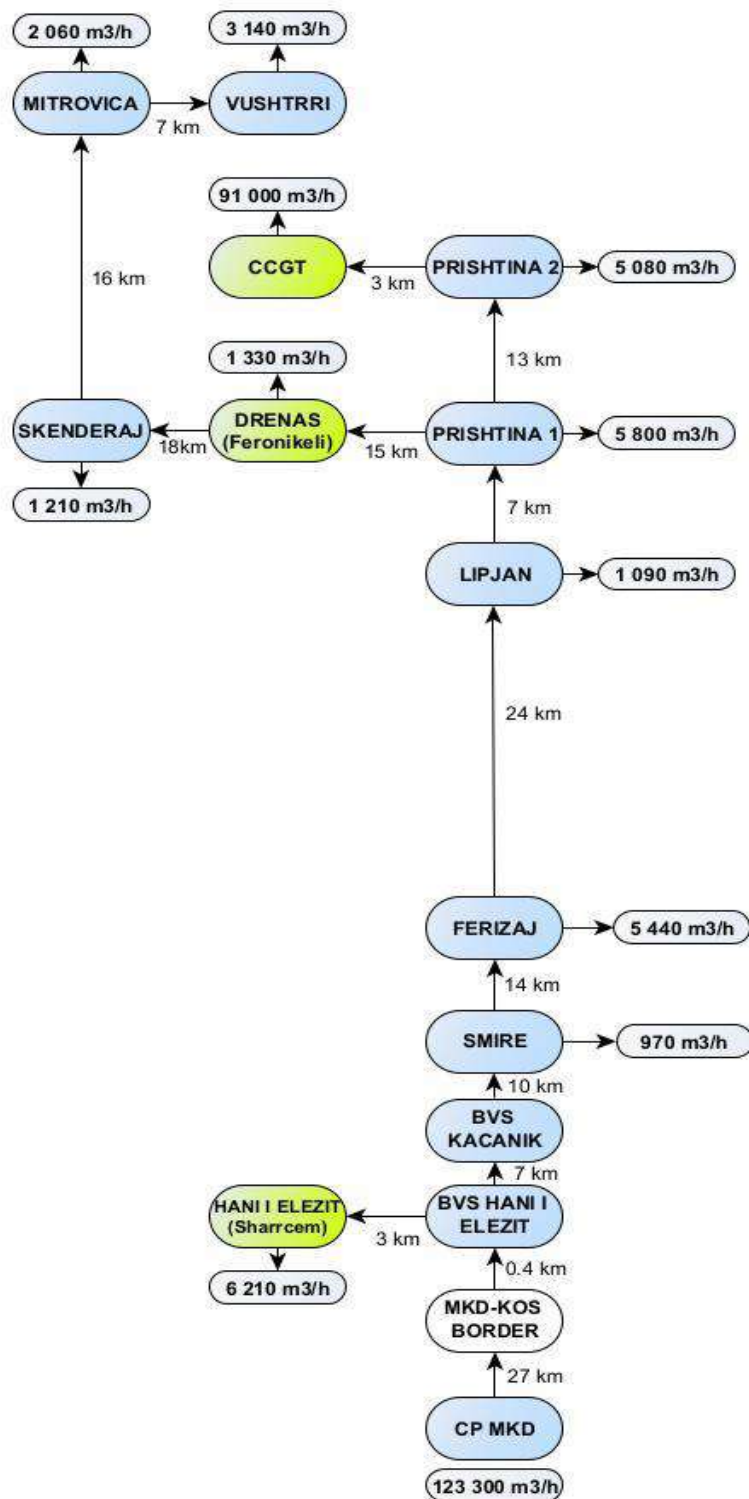
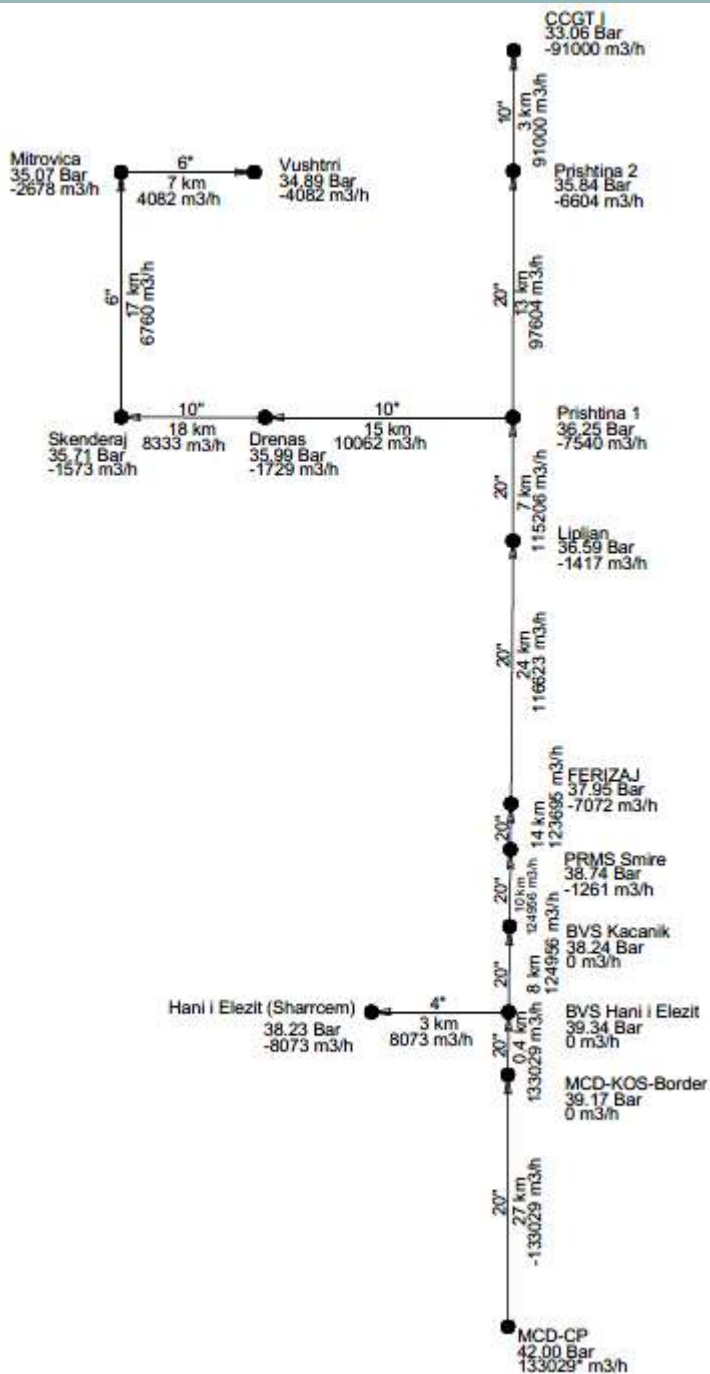


Figura e mëposhtme paraqet modelin hidraulik për skenarin e gazifikimit industrial.

FIGURE 27 – MODELI HIDRAULIK PËR SKENARIN E GAZIFIKIMIT INDUSTRIAL





SHTOJCA 2: HARTA

Në skedarë të veçantë

SHTOJCA 3: RRJETET E PËRKOHSHME TË SHPËRNDARJES

Përshkrimi i zhvillimit të rrjeteve të shpërndarjes jepet në Kapitullim 7.3 - .

Shifrat e dhëna këtu janë vetëm për qëllime ilustruese. Këto paraqitje të rrjetit të shpërndarjes janë krijuar me qëllimin e vetëm për të vlerësuar gjatësinë e mundshme të rrjetit të shpërndarjes dhe nuk duhet të përdoren për qëllime të tjera.

FIGURA 91 – RRJETET E SHPËRNDARJES SË PRISHTINËS, FUSHË KOSOVËS DHE OBILIQT

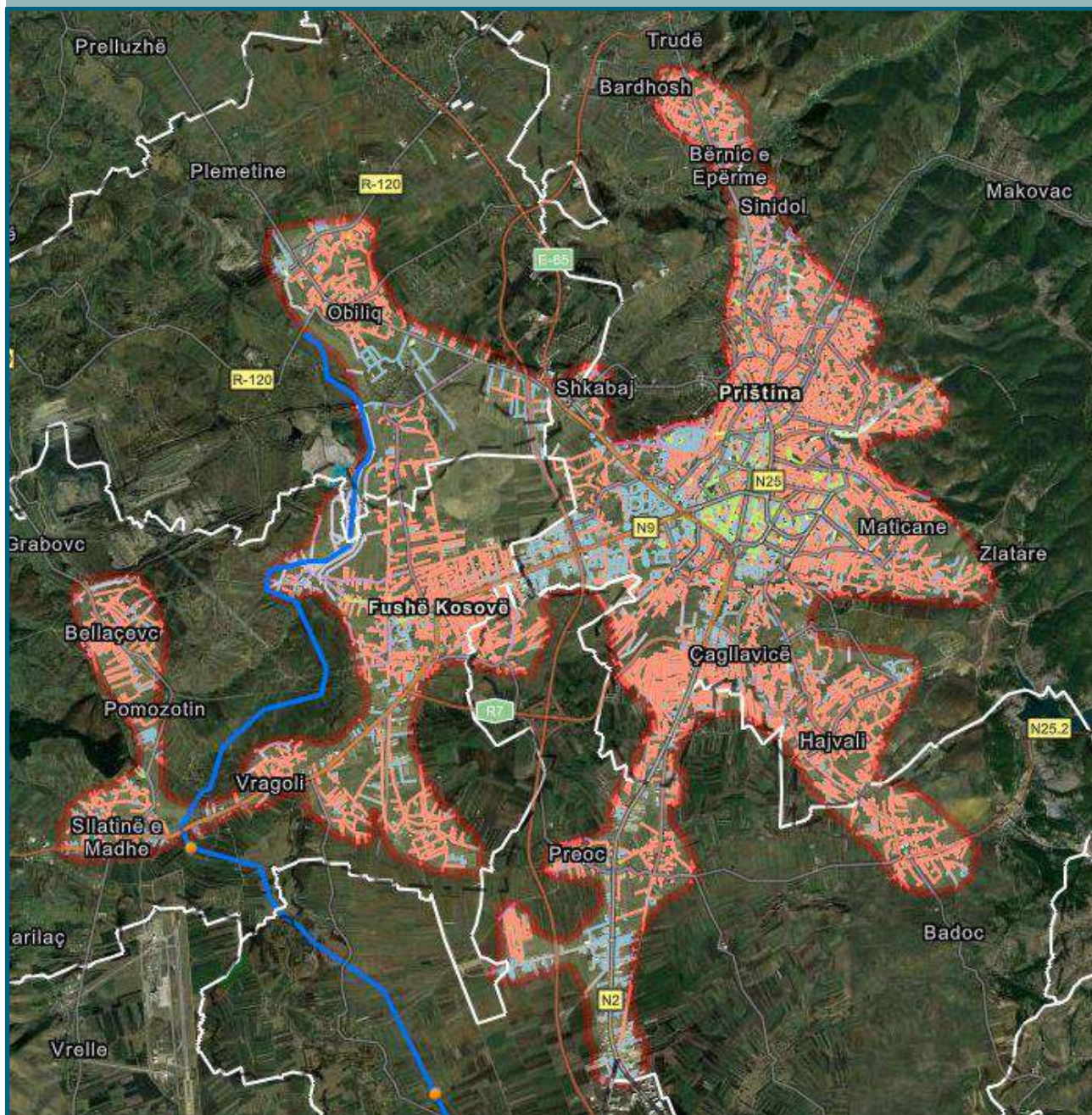


FIGURA 92 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË PRIZRENIT

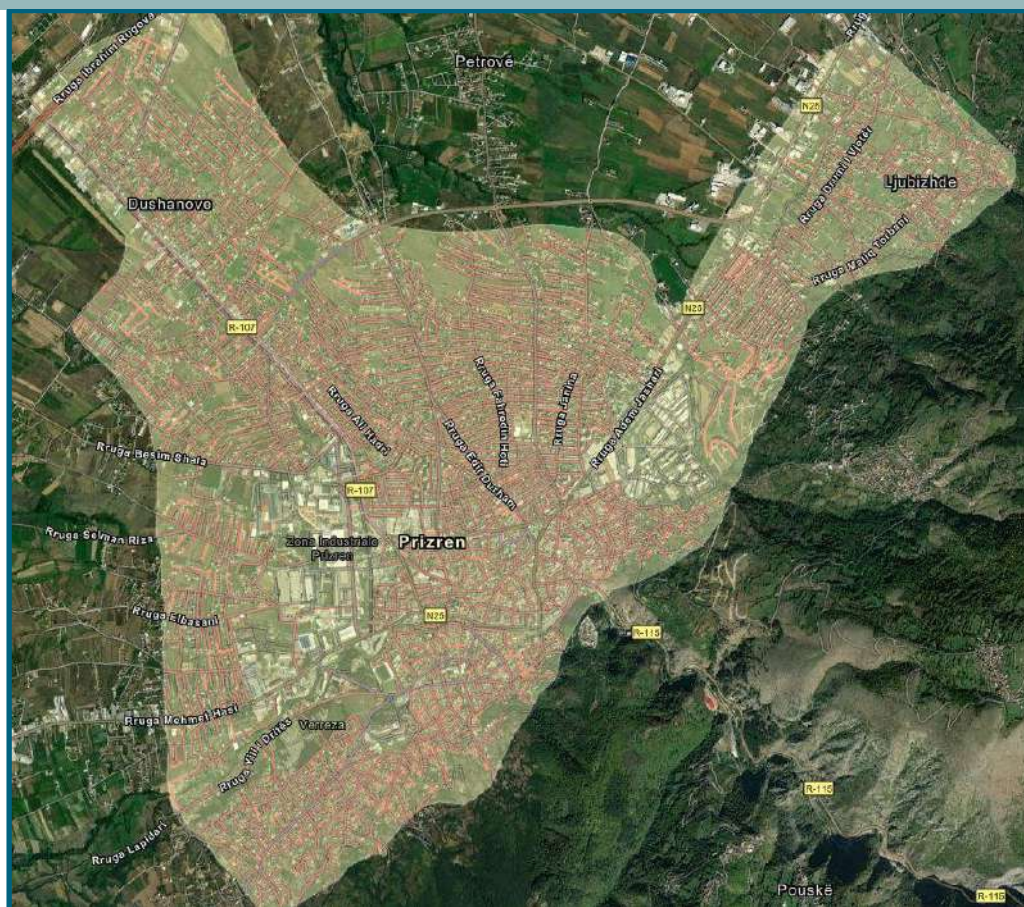


FIGURA 93 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË FERIZAJIT



FIGURA 94 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË PEJËS



FIGURA 95 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË GJAKOVËS

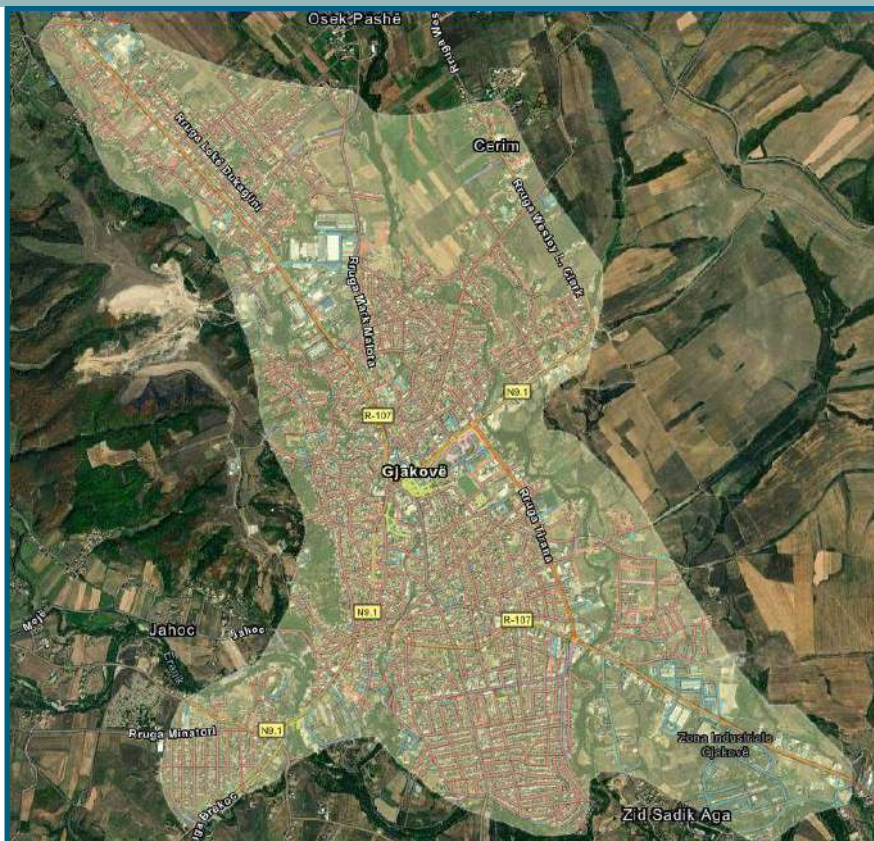


FIGURA 96 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË GJILANIT

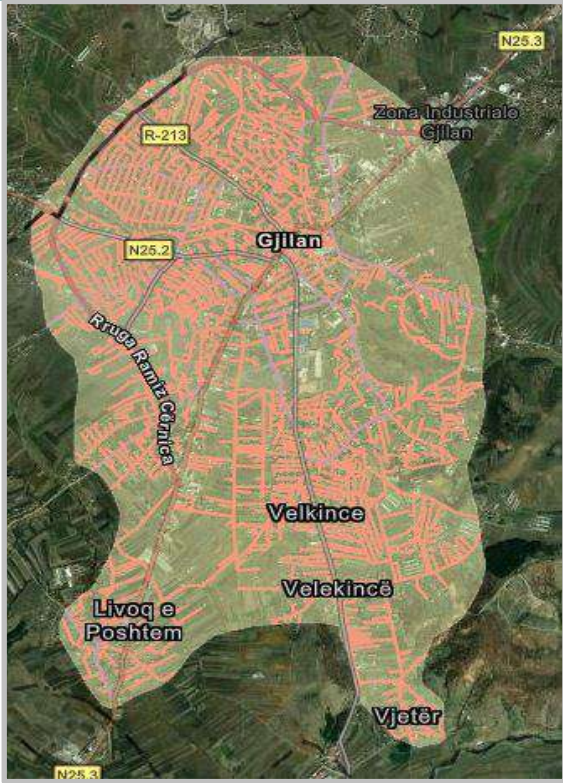


FIGURA 97 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË PODUJEVËS



FIGURA 288 – RRJETET E SHPËRNDARJES SË MITROVICËS DHE MITR. E VERIUT



FIGURA 299 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË VUSHTRRISË



FIGURA 100 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË SUHAREKËS

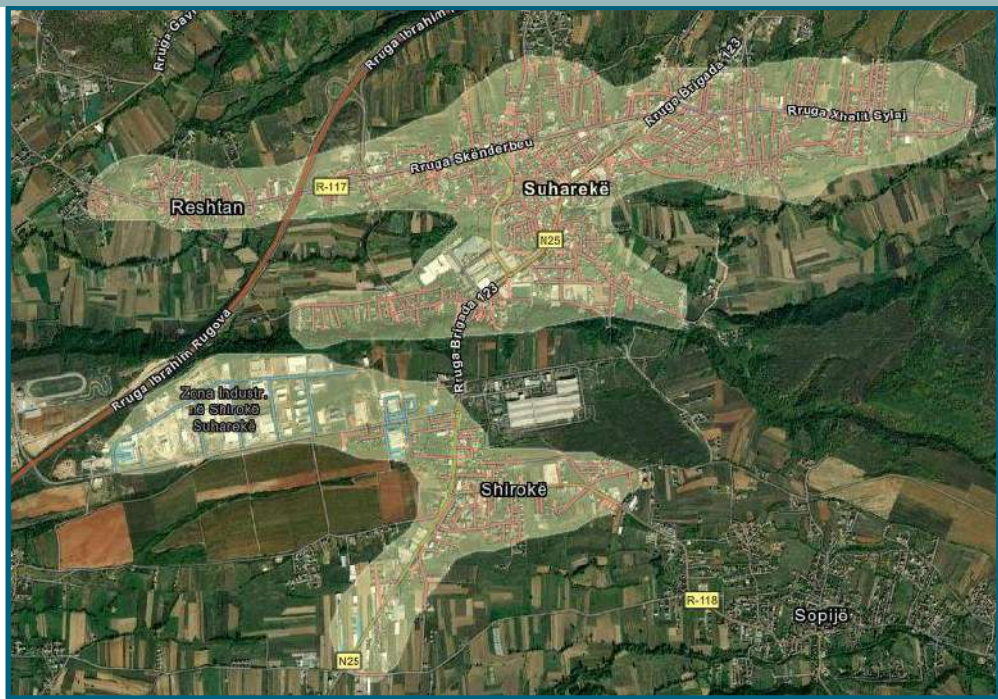


FIGURA 101 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË GLLOGOCIT (DRENAS)



FIGURA 102 – RRJETET E SHPËRNDARJES SË LIPJANIT (MAJTAS) DHE RAHOVECIT (DJATHTAS)



FIGURA 103 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË MALISHEVËS



FIGURA 104 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË SKENDERAJIT



FIGURA 105 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË VITISË

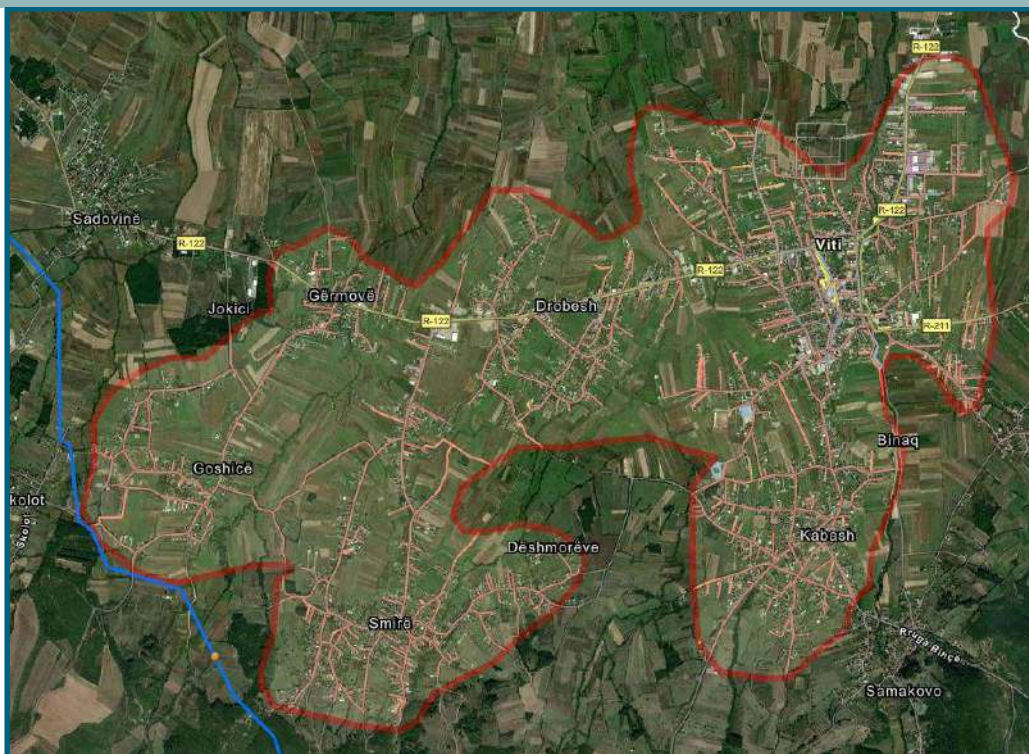


FIGURA 106 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË DEÇANIT



FIGURA 107 –RRJETI I SHPËRNDARJES SË KLINËS



FIGURA 308 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË KAMENICËS

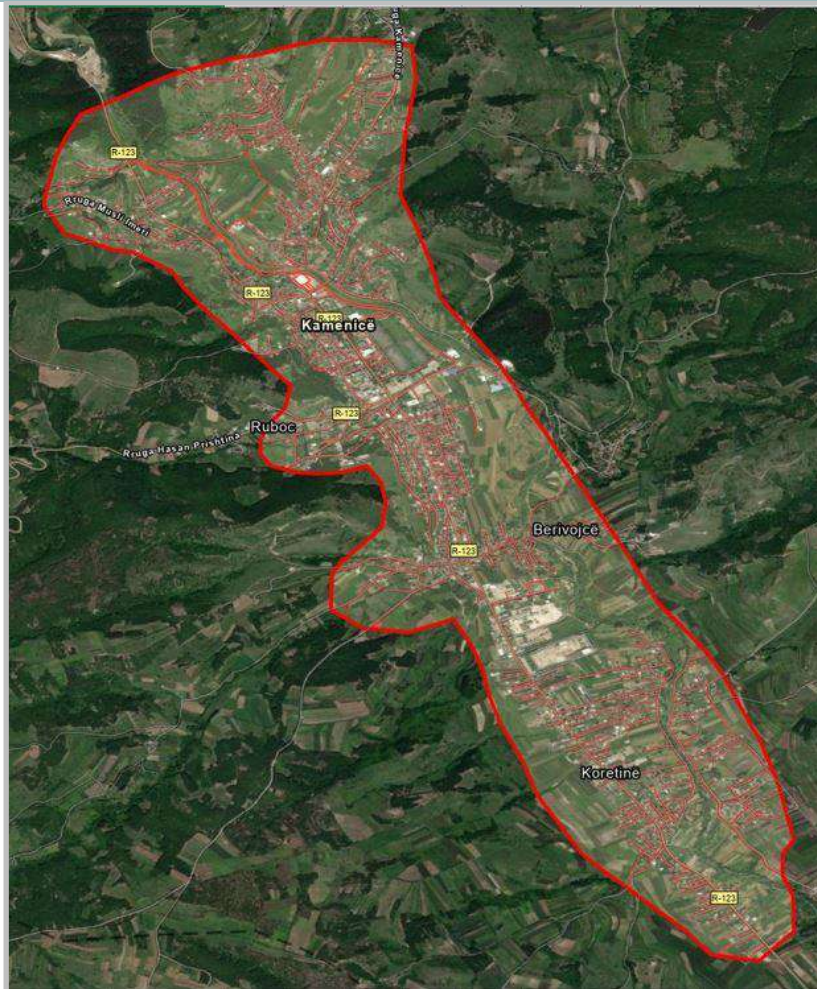


FIGURA 319 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË ISTOGUT



FIGURA 110 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË DRAGASHIT

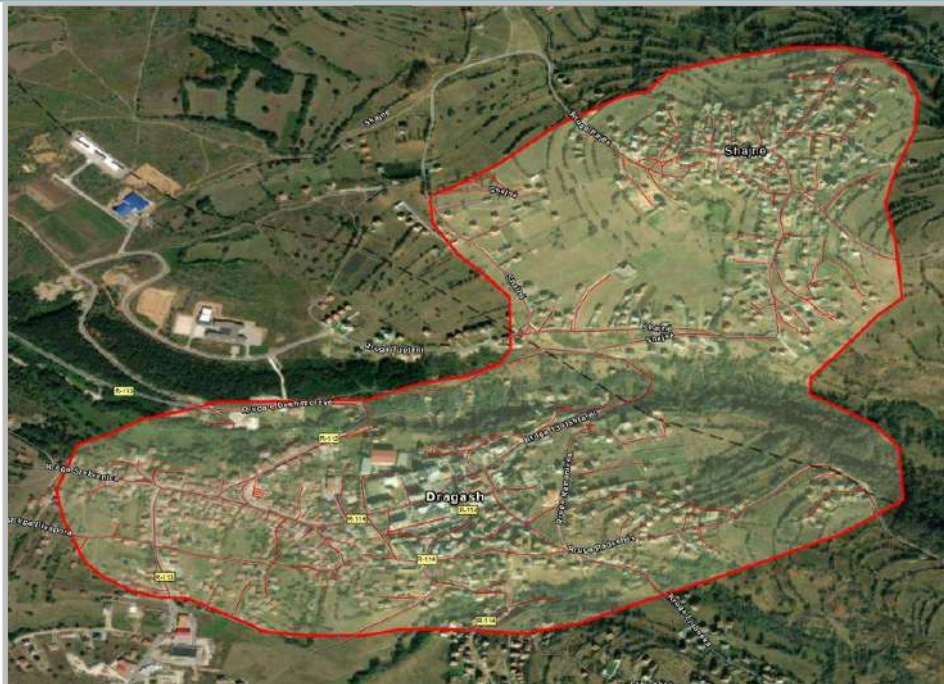
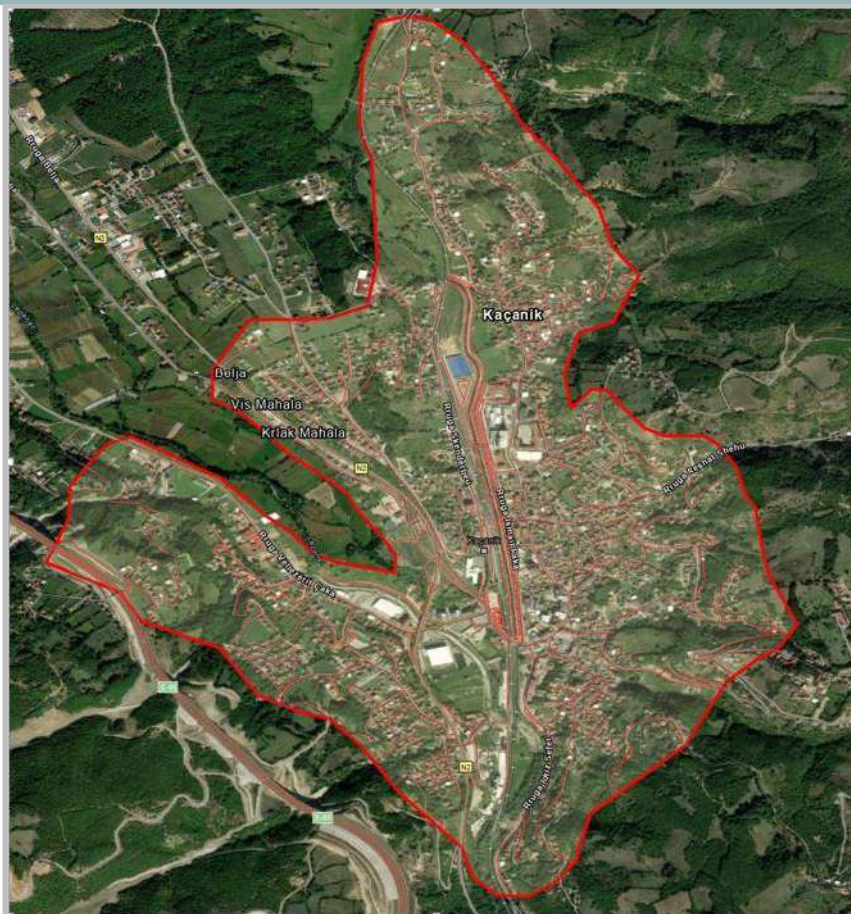


FIGURA 111 – RRJETI I SHPËRNDARJES SË KAÇANIKUT



[illegible]

SHTOJCA 4: KËRKESAT PËR SIGURI

Gjatë zhvillimit të gazsjellësit të transmetimit të gazit, kujdes i veçantë duhet t'i kushtohet përzgjedhjes së linjës. Përzgjedhja e linjës do të marrë parasysh projektimin, ndërtimin, funksionimin, mirëmbajtjen dhe braktisjen e gazsjellësit dhe gjithashtu duhet të marrë parasysh zhvillimet e parashikuara urbane dhe industriale.

Faktorët që do të shqyrtohen gjatë përzgjedhjes së linjës përfshijnë:

- Sigurinë publike dhe sigurinë e personelit që punon në ose pranë gazsjellësit;
- Mbrojtjen e mjedisit;
- Pronat dhe objektet e tjera;
- Aktivitetet e palës së tretë;
- Kushtet gjeoteknike, korrozionin dhe ato hidrografike;
- Kërkesat për ndërtim, kërkesat për funksionim dhe mirëmbajtje;
- Kërkesat vendore dhe/ose lokale;
- Eksplorimet e ardhshme.

Materialet e gazsjellësit duhet të kenë veçori mekanike, të tilla si forca dhe qëndrueshmëria, të nevojshme për të përmbushur kërkesat e projektimit dhe kërkesat për kontrollin e korrozionit. Materialet duhet të jenë të përshtatshme për metodat e synuara të prodhimit dhe/ose të ndërtimit.

Kërkesat dhe standardet teknike për mbrojtjen e njerëzve dhe pronës dhe mbrojtjen e naftësijellësve dhe gazsjellësve, impianteve dhe pajisjeve që janë pjesë përbërëse e sistemit të linjës duhet të rregullohen.

Janë marrë parasysh rregulloret vendore (shumica e të cilave rrjedhin nga rregulloret dhe standardet ndërkombëtare ose janë marrë nga korniza rregullative e ish-Jugosllavisë) dhe normat dhe standardet ndërkombëtare, të cilat supozohet se do të zbatohen në sektorin e gazit në Kosovë.

Për këtë sektor janë marrë parasysh normat dhe standardet ndërkombëtare të mëposhtme:

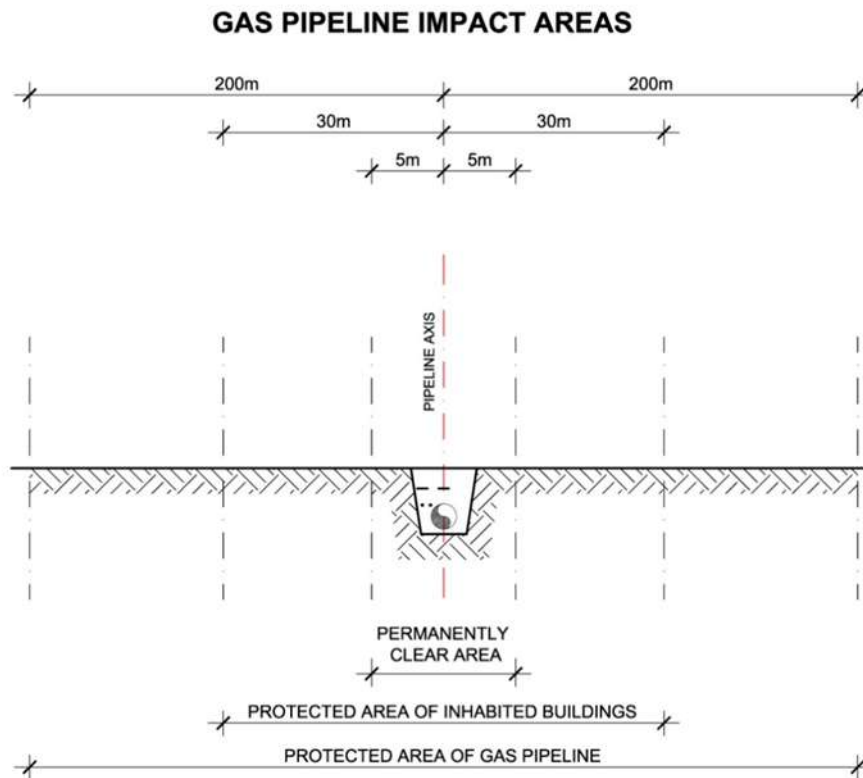
- EN 14161: Industritë e naftës dhe gazit natyror – sistemet e transportimit të gazsjellësit
- EN 1594: Sistemet e furnizimit me gaz – gazsjellës për presionin maksimal operativ mbi 16 bar – kërkesat funksionale
- EN 1776: Sistemet e furnizimit me gaz – stacionet matëse të gazit natyror – kërkesat funksionale
- EN 12186: Sistemet e furnizimit me gaz – stacionet rregullative të presionit të gazit për transimion dhe shpërndarje – kërkesat funksionale
- EN 12327: Sistemet e furnizimit me gaz – testimi me presion, procedurat e komisionimit dhe dekomisionimit – kërkesat funksionale
- EN 12583: Sistemet e furnizimit me gaz – stacionet e kompresorit – kërkesat funksionale
- STANDARDE AMERIKANE / ISO
- API 5L:2008 Specifikat për gazsjellësin
- ISO 3183:2007 Industritë e naftës dhe gazit natyror – gypa çeliku për sistemet e transportit

Rregulloret përkufizojnë zonat e sigurisë së gazsjellësve. Zonat e sigurisë për gazsjellësit e transmisionit të gazit paraqiten në Error! Reference source not found.40 dhe Figura 3314 poshtë:

TABELA 40 – ZONAT E SIGURISË PËR GAZSJELLËSIT

Zona	Fushëveprimi	Përshkrimi
Zona e sigurisë më prioritet 5 m	5 metra në secilën anë të boshtit të gazsjellësit	Ndalohej mbjellja e bimëve me rrënjë më të gjata se 1 metër ose e bimëve që kultivohen duke gërmuar më shumë se 0,5 metra.
Zona e mbrojtur 30 m	30 metra në secilën anë të boshtit të gazsjellësit	Ndalohej ndërtimi i objekteve të banimit në të ardhmen
Zona më e zgjeruar e sigurisë / zona e mbrojtur 200 m	200 metra në secilën anë të boshtit të gazsjellësit	Bazuar në nivelin e dendësisë së popullsisë, duhet të ndërmerren masa shtesë mbrojtëse

FIGURA 331 – ZONAT E NDIKIMIT TË GAZSJELLËSIT



Zonat e ndikimit të gazsjellësit

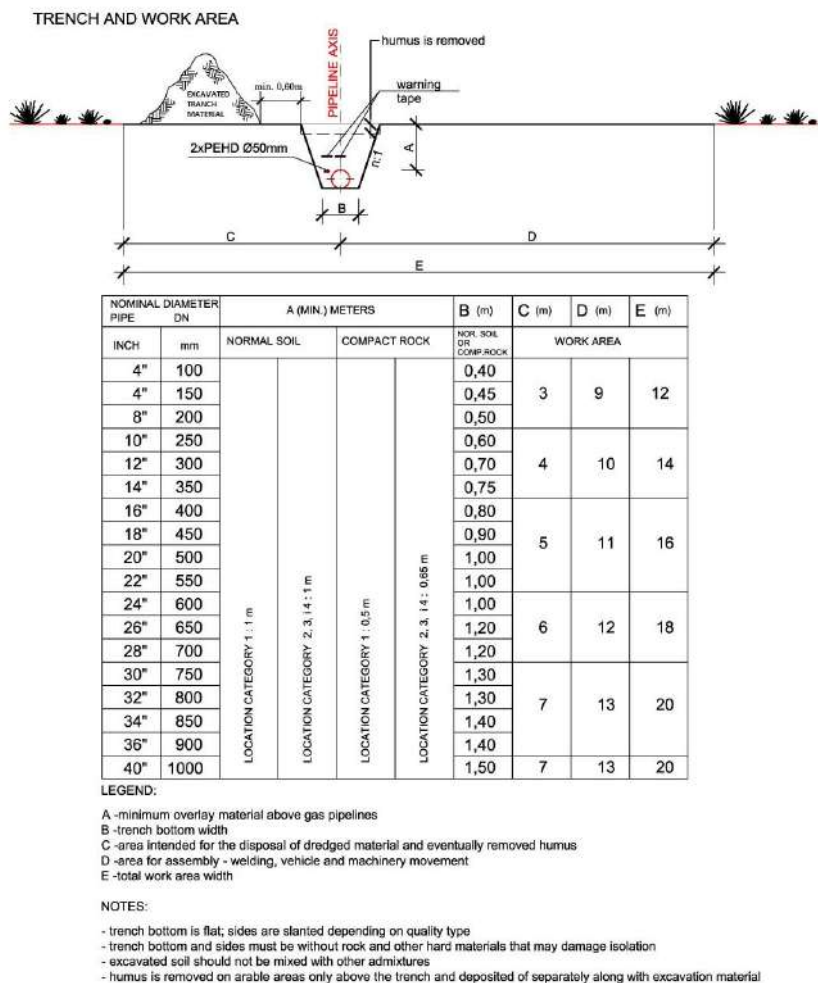
Zona e pastruar përherë

Zona e mbrojtur e ndërtesave të banuara

Zona e mbrojtur e gazsjellësit

Zonat e punimeve të gazsjellësit varen nga diametri i gazsjellësit sikurse tregohet në Figura 3415 më poshtë dhe lloji i zonës. Për të mbrojtur pyjet zonat e punimeve në pyje janë më të ngushta në krahasim me fushat e hapura dhe tokat e punueshme.

FIGURA 3415 – KANALI DHE ZONA E PUNIMEVE



ZONA E KANALIT DHE E PUNIMEVE

Material i gërrmuar nga kanali

Boshti i gazsjellësit

Humusi largohet

Shirit paralajmërues

Diametri nominal		Metrat A (min)				B (m)	C (m)	D (m)	E (m)
Gypi	DN	Dhe normal		Shkëmb kompakt		Dhe normal ose shkëmb kompakt	Zona e punimeve		
		e	e	e	e				
		Kategoria vëndndodhjes 1:1m	Kategoria vëndndodhjes 2,3,4 :1 m	Kategoria vëndndodhjes 0.5m	Kategoria vëndndodhjes 2,3,4 :0.65 m				

Legjenda

A – material minimal i mbivendosjes mbi gazsjellës

B – gjerësia e bazës së kanalit

C – zona e synuar për hedhjen e materialit të gërmuar dhe humusit që eventualisht largohet

D – zona për montim – saldim, lëvizje të automjeteve dhe makinerine

E – gjerësia totale e zonës së punimeve

SHËNIME

-baza e kanalit është e rrafshët, anët janë të pjerrëta në varësi të llojit të cilësisë

-baza dhe anët e kanalit duhet të jenë pa shkëmbinj apo materiale të tjera të forta që mund të dëmtojnë izolimin

-dheu i gërmuar nuk duhet të përzihet me përzierje të tjera

-humusi largohet nga zonat me tokë të punueshme vetëm mbi kanal dhe depozitohet veçmas me materialin e gërmuar

Po ashtu, parashihen zonat e sigurisë për strukturat mbitorësore të gazsjellësit: stacionet për bllokimin e valvulave, stacionet e pastrimit, reduktimi i presionit të gazit dhe stacionet matëse dhe ato kompresore:

- Distanca e stacioneve të valvulave të bllokimit ose stacioneve të pastrimit nga skaji i rrugëve ose i shinave hekurudhore duhet të jetë më e madhe se 30 m.
- Distanca e stacionit të kompresorit nga ndërtesat fqinje duhet të jetë më e madhe se 100 m ose nga skaji i rrugëve ose hekurudhave duhet të jetë më e madhe se 30 m.
- Distanca e stacionit të matjes së presionit nga ndërtesat fqinje duhet të jetë më e madhe se 15 m për stacionet matëse të objekteve të ngurta ose më e madhe se 30 m për stacionet e matjes së presionit në hapësirë të hapur.

Trashësia e pareteve të gypave duhet të përballojë të gjitha ngarkesat e brendshme dhe të jashtme ndaj të cilave ekspozohet gazsjellësi. Faktorët e sigurisë duhet të merren në llogaritjen e trashësisë së pareteve të gypave dhe varen nga popullsia dhe dendësia e ndërtimit në zonën e mbrojtur 400 m të gjerë të gazsjellësit:

- Zona 1 – një seksion i gazsjellësit ku ka më pak se gjashtë ndërtesa banimi me më pak se katër kate - 1,4
- Zona 2 - një seksion i gazsjellësit ku ka më shumë se gjashtë and më pak se njëzet e tetë ndërtesa banimi me më pak se katër kate - 1,7
- Zona 3 - një seksion i gazsjellësit ku ka më shumë se njëzet e tetë ndërtesa banimi më të ulëta se katër kate apo ku ka ndërtesa komerciale, industriale, të shërbimit, arsimore, shëndetësore dhe të tjera dhe hapësira publike si kënde lojërash, shtigje për ecje, zona të rekreacionit, skena të hapura, fusha sportive, lulishte dhe parqe dhe hapësira të ngjashme ku banojnë më shumë se njëzetë njerëz në mënyrë të përhershme ose të përkohshme dhe gjenden në distancë prej 100 m nga boshti i gazsjellësit - 2,0
- Zona 4 – një seksion i gazsjellësit ku dominojnë ndërtesat e banimit më të larta se katër kate - 2,5

Faktorët e mësipërm të sigurisë rriten nëse gazsjellësi kalon nën rrugë, hekurudha ose të ngjashme.

Distanca minimale nga gazsjellësi dhe disa nga objektet që mund të vendosen në korridorin e zhvillimit të gazsjellësit është gjithashtu e rregulluar, zakonisht:

- Më shumë se 5 m nga pjesa e jashtme e zonës së rrugës/për rrugë rajonale dhe lokale

- Më shumë se 10 m nga pjesa e jashtme e zonës së rrugës/për rrugë me 1 nivel
- Më shumë se 20 m nga pjesa e jashtme e zonës së rrugës/për autoudhë dhe pjesa e jashtme e zonës së trenit/për hekurudha
- Më shumë se 1 m horizontalisht nga objektet e ndërtimit/nga baza e objektit me kushtin që stabiliteti nuk kërcënohet
- Më shumë se 50 cm nga instalimet e tjera
- Më shumë se 10 m nga sistemet dhe kanalet e rregulluara të ujit

Distancat e mësipërme do të konfirmohen ose do të kërkohen të reja nga autoritetet përkatëse gjatë procedurës së lejes. Çdo autoritet përkatës do të nxjerrë kushte në lidhje me vendosjen e gazsjellësit dhe infrastrukturën për të cilën janë përgjegjës.

Gazsjellësi do të propozet përgjatë gjithë gjatësisë së linjës deri në thellësinë minimale, e cila varet nga lloji i tokës ku kalon gazsjellësi:

- Dhe argjilor: së paku 1 m e matur nga pjesa e sipërme e gazsjellësit (kategoria e gjurmimit të dheut I-III);
- Dhe guror: së paku 0,7 m e matur nga pjesa e sipërme e gazsjellësit (kategoria e gjurmimit të dheut IV-VI).

Thellësia minimale e groposjes varet gjithashtu nga zona e gazsjellësit. Për zonën IV, thellësia minimale e groposjes duhet të jetë së paku 1,1 m ose duhet të jetë më e madhe nëse gazsjellësi kalon poshtë objekteve të transportit, lumenjve ose të ngjashme.

Thellësia e groposjes mund të devijojë nga sa u përmend më lart, pra mund të jetë edhe më e madhe nëse gjatë procedurës së lejes së vendndodhjes përcaktohen kushte të tilla të veçanta për ndërtimin.

Thellësia e groposjes është më e madhe kur gazsjellësi kalon nëpër zonën e mbrojtur të ndërtesave (gjerësia totale e zonës 60 m):

- Dhe argjilor: së paku 2 m e matur ga skaji i epërm i gazsjellësit (kategoritë e gjurmimit të dheut I-III);
- Dhe guror: së paku 1,5 m e matur ga skaji i epërm i gazsjellësit (kategoritë e gjurmimit të dheut IV-VI).

Gazsjellësi duhet të jetë pajiset me elementë mbyllës të vendosur dhe të ndarë në mënyrë të tillë që distanca nga çdo pikë e gazsjellësit deri në pajisjen më të afërt të mbylljes për një zonë të caktuar ndërtimi të gazsjellësit të jetë maksimale.:

Zona 1 – 16 km

Zona 2 – 12 km

Zona 3 – 6 km

Zona 4 – 4 km

Të gjitha pjesët e gazsjellësit duhet të mbrohen nga korrozioni. Pjesët mbitokësore të gazsjellësit, të cilat nuk janë të galvanizuara, duhet të mbrohen me veshje kundër korrozionit që duhet të aplikohen në përputhje me përcaktimet e masave teknike dhe kushteve për mbrojtjen e strukturave të çelikut nga korrozioni. Mbrojtja nga korrozioni i gypave nëntokësorë duhet të përbëhet nga mbrojtja pasive (izolimi) dhe mbrojtja aktive (mbrojtja katodike).

Ekzaminimi i saldimeve në gazsjellës dhe gypat kryesorë bëhet para testimit të presionit, në përputhje me ISO 13847.

Saldimet duhet të ekzanimohen si më poshtë:

- Të gjitha saldimet ekzaminohen vizualisht
- Minimumi 10% i saldimeve që përfundohen çdo ditë përzgjidhen në mënyrë rastësore për ekzaminim me radiografi ose ultrazë. Ekzaminimi rritet në 100% të saldimeve nëse vërehet mungesë e cilësisë së saldimeve, por më pas mund të pakësohet progresivisht në minimumin e paraparë të përqindjes nëse demonstrohen cilësi konsistente e saldimit.
- 100% e saldimeve ekzaminohen me radiografi ose ultrazë për kushte speciale si gypa brenda zonave të populluara, vendkalime të transportit apo lumore dhe të ngjashme.

Gazsjellësi dhe gypat parësor duhet të testohen me presion në vend pas instalimit, por përpara se të vihen në punë për të demonstruar forcën dhe rezistencën e tyre. Pjesët e montueshme parafabrikate dhe seksionet lidhëse mund të testohen paraprakisht përpara instalimit me kusht që integriteti i tyre të mos dëmtohet gjatë ndërtimit ose instalimit të mëvonshëm. Mbipresioni minimal i testit duhet të jetë 25% - 50% më i lartë se mbipresioni i llogaritur për gazsjellësin në varësi të koeficientit ose zonës së sigurisë së gazsjellësit ose në varësi të llojit të pajisjes së sistemit.

Linja e gazsjellësit duhet të shënohet qartë me shenja të veçanta. Distanca ndërmjet shenjave nuk duhet të jetë më e madhe se 1000 m në pjesën e sheshtë të linjës. Në pjesën e lakuar të linjës së gazsjellësit, shenjat vendosen në fillim, në mes dhe në fund të kthesës.

Shenjat e linjës së gazsjellësit vendosen në 0,8 m në të djathtë të drejtimit të rrjedhës së materies. Shenjat duhet të vendosen në të dy anët e vendkalimeve ujore, rrugore dhe të ngjashme.

Kërkesat e përgjithshme

Linjat e gazsjellësit të transmisionit ndodhen jashtë zonave të banuara dhe zonave të mbrojtura. Kudo që është e mundur, sigurohet një distancë sigurie prej 30 m nga banesat ekzistuese.

Linjat janë analizuar nga aspekti teknik dhe ekonomik për të qenë në përputhje me elementët e tjerë urbanë dhe infrastrukturorë të zonës.

Rekomandimet e mëposhtme të përgjithshme duhet të merren parasysh gjatë fazës së projektimit të detajuar kur zgjidhet një shtrirje e rafinuar e gazsjellësit:

- Duhet të merren parasysh planet e ardhshme të zhvillimit për zonat e aktivitetit industrial dhe duhet të zhvillohen konsultime me palët e prekura.
- Duhet të ndiqet "praktika e mirë e përcaktimit të linjës" në lidhje me ndikimin mbi tokën dhe/ose pronarët. Linja e gazsjellësit duhet të shmangë ose minimizojë kalimin nëpër zona me pyje të dendura. Në përgjithësi, linja e detajuar duhet të përpiqet të mbajë në minimum ndikimin në tokë, duke përdorur zbrazëtitë në zonat e pyllëzuara dhe duke minimizuar numrin e trazirave në tokën e punueshme.
- Duhet të shmangen kryqëzimet me kënd të mprehtë. Këndet e kryqëzimit duhet të mbahen gjithmonë sa më afër këndit të duhur.
- Shtrirja e detajuar duhet të minimizojë kthesat e gazsjellësit duke eliminuar pikat e panevojshme të kryqëzimit (IP).
- Afërsia me ndërtesat ekzistuese duhet të shmanget në mënyrë që të mbahen në minimum kërkesat e pareteve të rënda të tubave.
- Duhet të merren parasysh shqetësimet mjedisore dhe çdo ndikim mjedisor duhet të minimizohet në nivele të pranueshme.

SHTOJCA 5: SHTRIMI I GYPAVE, KËRKESAT PËR NDËRTIM DHE METODAT E NDËRTIMIT

Shtrimi i gypave dhe kërkesat për ndërtim

Gypat groposen në dhe me mbulesën minimale të kërkuar. Kërkesat minimale të mbulimit bazohen në klasën e vendndodhjes së gazsjellësit dhe llojet e terrenit siç përshkruhet nga ligjet dhe rregulloret në fuqi (shih Kërkesat e Sigurisë).

Thellësia e mbulimit gjithashtu duhet të jetë nën thellësinë e ngrirjes.

Kjo është e rëndësishme për të shmangur ngrirjen e ujërave nëntokësore rreth gazsjellësit, gjë që mund të dëmtojë izolimin. Për të patur qasje në linjën e gazsjellësit dhe objektet e tij, rrugët ekzistuese do të përdoren kryesisht me miratimin e autoriteteve kompetente. Është e nevojshme të ndërtohet vetëm qasje lokale në objektet e gazsjellësit, gjë që redukton kostot e kërkuara të ndërtimit dhe ndikimin mjedisor.

Për të gërmuar kanalin për vendosjen e gypave të gazit, është e nevojshme të sigurohet një zonë punimesh, që shpesh quhet e drejtë e kalimit. Gjerësia e asaj zone pune përcaktohet në parim, në varësi të diametrit të gypit të gazit dhe kushteve të tjera rajonale dhe organizative. Për kërkesat minimale të zonës së punimeve për gypat shih **Figura 3415**. Kur shpatet që kryqëzohen janë më të mëdha se 10% (ose 10°) zona e punimeve zgjerohet për shkak të prerjeve dhe argjinaturave. Është me rëndësi që kanali të gërmohet gjithnjë në tokë homogjene.

Shpesh është e nevojshme të sigurohet hapësirë për depozitimin e humusit, që kthehet në vendin e vet origjinal pas mbulimit të gazsjellësit.

Kanali i gazsjellësit

Gërmimi i kanalit të gazsjellësit bëhet mekanikisht dhe manualisht në varësi të objekteve ekzistuese në linjë dhe të kushteve të terrenit, me gërmim manual të detyrueshëm në zonat e instalimeve ekzistuese nëntokësore.

Gjerësia e kërkuar e kanalit në bazë varet nga diametri i gypit.

Gërmimi për gazsjellësin në toka të ndryshme (materiale të kategorive të ndryshme gërmimi) duhet të bëhet me pajisje të duhura mekanike.

Gërmimet dhe gropimet e detajuara të kanaleve në tokë të butë të lirshme, si tokë e butë, rërë e pastër, zhavorr i lirshëm, humus, lym, argjilë ranore, rërë e ngjeshur dhe zhavorr i imët dhe dhera të ngjashme bëhen pa përdorimin e lëndëve plasëse.

Duke marrë parasysh diametrin e gazsjellësit dhe rrjedhimisht thellësinë e kanalit, gërmimi bëhet në atë mënyrë që faqet anësore të jenë të pjerrëta. Duke qenë se kanali nuk është shumë i thellë dhe faqet e kanalit janë të pjerrëta siç duhet, nuk parashikohet asnjë dërrasë apo shtrëngim i faqeve anësore të kanalit. Kjo mund të ndryshojë ndjeshëm në pikat e vendkalimeve.

Baza e kanalit duhet të jetë e lidhur, e planifikuar, pa papastërti guri që mund të dëmtojnë izolimin e gypit. Aty ku uji nëntokësor është në nivel të lartë ose terreni i prirur për përmytje, kontraktori do të gërmojë kanal në kushte të vështira. Në raste të tilla, puna më efektive mund të bëhet në sezonin e thatë, ose duke pompuar ujin nga kanali.

Mbushja e kanalit bëhet me pajisjet e duhura mekanike duke vendosur gypa në një shtresë të trashësisë 15 cm dhe më pas duke e mbuluar gypin me rërë deri në 15 cm mbi majën e gypit. Në rast se materiali i gërmimit

është me rërë ose i lirshëm në masën që nuk dëmton gypat dhe veshjen e gypave gjatë mbushjes, nuk ka nevojë të përdoret rërë në kanal. Pjesa tjetër e kanalit është e mbushur me material nga gërmimi.

Një shirit mbrojtës me ngjyrë të verdhë me mbishkrimin 'GAZSJELLËS: RREZIK' vendoset në kanal në distancën e kërkuar mbi gyp. Shiriti vendoset në të gjithë gjatësinë e gazsjellësit, përveç në vendet e shpimit nën rrugë dhe rrugë ujore.

Në seksionet me pjerrësi gjatësore të gazsjellësit më të madh se 20%, parashikohet që të vendosen barriera kundër erozionit, të bëra nga thasë të mbushur me përzierje rëre dhe çimentoje, për të parandaluar largimin e dheut.

Mbrojtja e gazsjellësit nga dëmtimet mekanike në seksione të terrenit shkëmbor dhe të thyer me gurë parashikohet të bëhet duke shtruar gazsjellësin në thasë me rërë të vendosura më parë në fund të kanalit, ku gazsjellësi mbulohet me tokë të butë ose rërë 0.3. m mbi gyp ose edhe në shtresën e qeseve me rërë.

Shtrimi dhe lakimi i gypave

Gazsjellësi do të ndërtohet me gypa çeliku të paraizoluar afërsisht 14 deri në 18 m të gjatë.

Gypat do të transportohen me mjete të përshtatshme për transport gypash deri në kantierin e ndërtimit të gazsjellësit dhe do të pozicionohen përgjatë zonës së punimeve. Gypat do të shkarkohen me vinç për montim të gypave dhe bum anësor dhe do të vendosen nga skaji në skaj pranë kanalit të ardhshëm, duke pasur kujdes të veçantë që të mos dëmtohen.

Kur linja e gazsjellësit ndryshon drejtimin ose nëse ka ndryshime të konsiderueshme në konturet natyrore të tokës, do të përdoren makinat hidraulike lakuese për lakimin gradual të gypave të ftohtë. Kjo pajisje i lakon gypat individuale në këndin e dëshiruar. Aty ku nuk mund të bëhet lakimi në atë masë që të përmbushë kërkesat specifike, do të përdoret një lakim i parafabrikuar.

Saldimi

Gypat lidhen dhe saldohen së bashku në mënyrë që të krijohen një seksion gypash dhe të vendoset në mbështetëse të përkohshme përgjatë skajit të kanalit. Pas vendosjes së pjesëve të gypave në kanal, pjesët individuale të gypave do të bashkohen së bashku për të formuar gazsjellësin. Duhet të përdoren procedurat e duhura të saldimit.

Saldimet duhet të ekzaminohen siç përshkruhet në (shih Kërkesat e Sigurisë).

Mbrojtje kundër korrozionit

Pasi saldimet të jenë kontrolluar, testuar dhe miratuar, seksioni i ekspozuar i çelikut në bashkimin midis gypave do të pastrohet, do të shpërthehet me rërë dhe do të mbrohet duke aplikuar një shtresë mbrojtëse në të (p.sh. mëngët e polietilenit për tkurrje nga nxehtësia rreth gypit). Gazsjellësi do të ekzaminohet për dëmtime të veshjes pas instalimit. E gjithë veshja e gazsjellësit do të inspektohet elektronikisht, duke përdorur Gradientin e Tensionit të Rrymës Direkte (DCVG) ose ndonjë teknikë ekuivalente. Përpara se pjesa e gypit të vendoset në fund të kanalit, izolimi do të rritet.

Pjesët mbitorësore të gazsjellësit duhet të mbrohen me sistemin mbrojtës me bojë.

Krahas mbrojtjes mekanike pasive kundër korrozionit, gazsjellësi do të mbrohet me mbrojtje katodike aktive dhe mbrojtje nga rrymat e pakontrolluara.

Testimi hidrostatik

I gjithë instalimi duhet të testohet për forcë dhe shtrëngim përpara se të përdoret. Metoda më e zakonshme për testimin e integritetit të gazsjellësit dhe kontrollimin e ndonjë rrjedhjeje të mundshme është testimi

hidrostatik. Ai kryhet duke e mbushur gazsjellësin me ujë dhe duke e mbajtur atë nën një presion të caktuar për të kontrolluar që gazsjellësi të mos dëmtohet dhe të mos rrjedhë gjatë funksionimit. Presioni minimal i testimit në gazsjellës për testimin e forcës duhet të jetë më i madh se presioni maksimal i punës. Testi përfundimtar i instalimit bëhet pasi gazsjellësi të jetë vendosur në kanal dhe të jetë mbuluar.

Monitorimi dhe kontrolli i procesit dhe sistemi optimal i komunikimit

Monitorimi dhe kontrolli përfshijnë mbledhjen e të dhënave nga pajisjet elektronike bllokuese (Electronic Line Break Control - ELBC) dhe pajisje të tjera për monitorim dhe kontroll, dhe transferimin e të dhënave në Qendrën e shpërndarjes (DC). Të gjitha objektet janë të lidhura me sistemin e monitorimit dhe kontrollit në distancë të rrjetit të gazit.

Pajisjet e monitorimit dhe kontrollit instalohen në një kontejner brenda objektit. Kontejneri duhet të vendoset jashtë zonës së rrezikut, që përcaktohet lidhur me potencialin për atmosferë shpërthyes (zona Ex). Kontejneri duhet të sigurojë kushte të përshtatshme të temperaturës dhe lagështisë (ajri i kondicionuar, ngrohja, temperatura e dhomës 15 ° deri në 25 ° C dhe ajrimi i detyruar).

Transferimi i të dhënave dhe komunikimi në DC sigurohet me kablo optike. Përgjatë gjithë linjës së gazsjellësit mund të instalohen dy tuba HDPE 50 mm (një aktiv, një rezervë) për kabllon e sinjalit me tela të lehta..

Metodat e ndërtimit

Metodat e propozuara të ndërtimit përshkruhen më poshtë, përfshirë teknikat që do të përdoren për të kaluar rrugët, hekurudhat dhe rrjedhat ujore.

Zakonisht, aty ku nuk ka kërkesa të tjera specifike, ndërtimi i gazsjellësit në tokë është proces hap pas hapi që përfshin disa operacione të ndryshme dhe quhet:

Teknika e shtrirjes

Metoda e "shtrirjes" e ndërtimit për gypat tokësorë përdoret zakonisht dhe përfshin disa ekipe të personelit dhe pajisjeve të ndërtimit që kryejnë kolektivisht fazat e ndryshme të operacionit të ndërtimit. Çdo grup personeli dhe pajisjesh përfundon një aktivitet, i cili fillon aty ku e la i fundit, duke avancuar procesin e ndërtimit hap pas hapi dhe duke e lënë gati për fillimin e hapit tjetër. Në varësi të shkallës kohore për ndërtimin, mund të jetë e nevojshme që të ketë përhapje të shumta që punojnë në vende të ndryshme.

Një shtrirje tipike e ndërtimit të gazsjellësit do të ishte si më poshtë:

- Rilevimi i linjës, përgatitja e zonës së punimeve, heqja e shtresës së sipërme të dheut dhe klasifikimi. Ky aktivitet përgatit një terren të vazhdueshëm për ekipet e ndërtimit të gazsjellësit.
- Lakimi dhe lidhja e tubave. Përfshin transportimin e gypave të gazsjellësit nga vend magazinimi i gypave në shtrirje dhe vendosjen e tyre hap pas hapi në një varg të vazhdueshëm gati për t'u salduar.
- Saldimi. Gypat individualë të gazsjellësit bashkohen në një tubacion të pandërprerë.
- Testimi joshkatërrues (NDT) zakonisht kryhet me radiografi.
- Mbulimi me veshje në terren dhe kontrollimi i veshjes së gypave për defekte.
- Hapja e kanaleve.
- Shtrimi i vargut të gypave në kanal.
- Mbushja.
- Testimi hidrostatik
- Largimi i ujit dhe tharja e gazsjellësit. Kjo mund të pasohet nga pastrimi me nitrogjen nëse vënia në punë nuk pason së shpejti operacionin e tharjes. Qëllimi i pastrimit me azot është të krijojë një

atmosferë jokorozive brenda gazsjellësit dhe të parandalojë shfaqjen e një përzierjeje shpërthyesë të gazit dhe ajrit nga lëshimi fillestar i gazit në gazsjellës.

- Vëzhgimi i shtresës së veshjes dhe mbrojtja nga korrozioni për të siguruar që sistemi i mbrojtjes nga korrozioni funksionon siç duhet dhe se nuk ka defekte të mëdha në shtresën e veshur.
- Pastrimi dhe rivendosja e dheut. Në tokën bujqësore, kjo përfshin kthimin e zonës së punës në gjendjen e saj origjinale dhe rimbjelljen e saj.

Përveç ekipit të metodës me shtrirje, do të krijohen sipas nevojës ekipe të specializuara për punime që lidhen me kalimet rrugore, hekurudhore dhe lumore dhe seksione të tjera të punimeve të ngushta, si dhe për të ndërtuar seksione nëpër çdo shtrirje me ndjeshmëri të veçantë, përfshirë zonat e ruajtjes. Në këto seksione të mjedisve veçanërisht të ndjeshme, në përgjithësi bëhen modifikime në teknikën standarde të shtrirjes me qëllim eliminimin e dëmeve mjedisore të shmangshme.

Metodat përfundimtare të ndërtimit do të përcaktohen gjatë projektimit të detajuar.

Kalimet e hapura të rrugëve, hekurudhave dhe rrjedhave ujore

Prerja e hapur e vendkalimit ngjan me ndërtimin standard të gazsjellësit, por në thellësi më të madhe të mbulesës dhe, aty ku nevojitet, përfshin instalimin e pllakave mbrojtëse të betonit mbi gypa. Kjo zakonisht pasohet nga rikthimi i vendkalimit në gjendjen e vet origjinale.

Vendkalimet me prerje të hapur janë më të lira për t'u ndërtuar sesa metodat pa kanal dhe për këtë arsye ato përdoren aty ku ndërtimi i gazsjellësit nuk ka ndikim të konsiderueshëm negativ në trafik ose mjedis.

Shpimi me sonde

Shpimi me sondë (Auger boring) është teknikë pa kanale për kalimin nën rrugë, hekurudha ose rrjedha ujore dhe për shkak të përdorimit të pajisjeve të specializuara ka kosto fillestare më të lartë ndërtimi sesa prerja tradicionale e hapur. Megjithatë, duke marrë parasysh pengesën që metoda e prerjes së hapur i shkakton trafikut ose mjedisit, shpimi me sondë bëhet opsioni i preferuar. Është gjithashtu kërkesë e autoriteteve të autosudhës në shumicën e vendeve që të gjitha vendkalimet kryesore rrugore dhe rrjedhat e rëndësishme ujore të ndërtohen me teknika pa kanal. Kështu, për të gjitha rrugët e asfaltuara të rangut më të lartë ose ngarkesë më të madhe të trafikut (rajonale, kryesore, shtetërore), parashikohet shpimi me sondë.

Shpimi me sondë ofron metodë të sigurt të instalimit të gypave dhe kablllove pasi mbështetet në tokë gjatë shpimit.

Shpimi me sondë bëhet duke instaluar një gyp të mbështjellë me çelik në një gropë lëvizëse përmes tokës, ndërkohë që hiqet dheu brenda mbështjelljes me lëvizje të vazhdueshme (të përfshira në një gyp me shtresë çeliku) që rrotullohen dhe shtyhen njëkohësisht në tokë. Mbështjellësja mbështetet në dheun përreth teksa shpimi përparon, toka pritët dhe rrotullimet e helikës e kthejnë materialin sërish në gropën e punimeve. Pas instalimit të shtresës së jashtme, instalohet një tub dhe hapësira unazore e mbetur mbushet me llaç të hollë ose mbahet bosh dhe pajiset me ventila. Për të shmangur problemet me mbrojtjen katodike të gazsjellësit, gypi me shtresë çelikut mund të bëhet pjesë e sistemit të mbrojtjes katodike. Instalimi i shtresës së jashtme shpesh kërkohet nga rregulloret dhe standardet lokale.

Gjatësia tipike maksimale e shpimit me sondë është rreth 80 m deri 100 m.

Shpimi me shtytje

Shpimi me shtytje përfshin instalimin e një mënge, që normalisht bëhet nga seksione të gypave me beton të parafabrikuar, nën vendin e kryqëzuar dhe pastaj gypi instalohet brenda mëngës. Me këtë metodë, seksionet e reja të gypit shtyten nga e çara e shtytjes ose gropa në mënyrë që një seri e plotë e gypave të instalohet në të njëjtën kohë me germimin. Teknika e shpimit me shtytje kërkon që të ketë punëtorë brenda vrimës së shpimit

gjatë gërmimit dhe instalimit të mënës ndaj mënga duhet të jetë mjaftueshëm e madhe që të hyjë një njeri. Shpimi me shtytje është më i shtrenjtë se shpimi me sondë, por mundëson kryqëzime më të gjatë dhe zakonisht rekomandohet për kryqëzimin e gjatësinve ndërmjet 100 m dhe 150 m.

Shpimi me drejtim horizontal (HDD)

Shpimi me drejtim horizontal është metodë e ndërtimit pa kanale që përdor makineri dhe teknika nga teknologjia e shpimit horizontal oër naftë dhe shpimin konvencional të rrugës. Ndërtimi HDD përdoret për të instaluar gazsjellësit aty ku hapja konvencionale e kanaleve nuk është e mundur ose shkakton shqetësime negative ndaj ambientit, shfrytëzimit të tokës apo pengesa fizike, ose kryëzimi është shumë i gjatë për shpim me sondë ose me shtytje.

Kryqëzimet me drejtim kanë ndikimin më të vogël mjedisor se çdo metodë alternative. Teknologjia ofron gjithashtu një thellësi maksimale të mbulimit nën pengesë, duke ofruar kështu mbrojtje maksimale dhe duke minimizuar kostot e mirëmbajtjes. Instalimi i HDD përfshin tre hapa kryesorë: shpimin e një vrime pilot, zgjerimin e vrimës pilot duke rrotulluar dhe tërheqjen e seksionit të gypit të parafabrikuar.

Pajisja e shpimit HDD dhe pajisjet mbështetëse vendosen në vendin e hyrjes së shpimit, të përcaktuar gjatë fazës së planifikimit paraprak të vendit. Vrima pilot shpohet duke filluar në një kënd të projektuar nga horizontali dhe vazhdon poshtë pengesës përgjatë një profili të projektuar që përbëhet nga tangjente të drejta dhe harqe me rreze të gjatë.

Lëngu i shpimit injektohet nën presion përpara kokës së shpimit për të transportuar prerjet e shpimit në sipërfaqe, për të pastruar grumbullimin në pjesën e shpimit, për të ftohur pjesën e shpimit, për të zvogëluar fërkimin midis shpimit dhe murit të shpimit dhe për të stabilizuar vrimën.

Pasi vrima pilot të përfundojë, vrima zmadhohet në një diametër të përshtatshëm për gypin. Numri i lëvizjeve rrotulluese përcaktohet nga ngurtësia e materialit që po punohet dhe aftësia për të larguar mbetjet e prerjeve nga vrima.

Gjeologjia – kushtet gjeografike janë me shumë rëndësi për këtë metodë të ndërtimit, në varësi të së cilës mund të arrihen kryqëzime në gjatësi deri në 2 km.

Në bazë të linjave të propozuara, veçoritë e tyre, kërkesat teknologjike dhe teknike si dhe metodat e ndërtimit, përcaktojnë kostot për investim.

Konsiderata për teknologjitë e avancuara të sistemit të transmisionit

Emisionet e lira të metanit

Emisionet e metanit nga nafta dhe gazi natyror, duke përfshirë të gjitha emisionet nga eksplorimi, prodhimi, përpunimi, transporti dhe trajtimi i naftës dhe gazit natyror (përfshirë përdorimin) përbëjnë 1,3% të emisioneve totale të gazeve serrë (GHG) në Zonën Ekonomike Evropiane (ZEE). Në periudhën nga viti 1990 deri në vitin 2016, ZEE raportoi një rënie prej 38% të emetimeve të GS në këta sektorë, kryesisht për shkak të reduktimit të emisioneve të metanit nga aktivitetet e gazit natyror. Emisionet e metanit nga operacionet e gazit përfaqësonin 6% të emisioneve totale të metanit të BE, ekuivalente me 0,6% të emisioneve totale të GS të BE. Në të njëjtën periudhë, konsumi i gazit u rrit me 25% (nga 360 në 449 bcm). Gjithashtu u rrit edhe gjatësia e rrjetit të gazit.

Sot, një numër i madh i teknikave më të mira në dispozicion (BAT) në sferën e zbulimit, kuantifikimit dhe zbutjes së emisioneve të metanit shfrytëzohen në të gjithë zinxhirin e vlerave të gazit, që implementohen nga industria e gazit në baza vullnetare. Ato do të përfshihen në gazsjellësin e ardhshëm të gazit natyror në territorin e Kosovës.

BAT për ulen e emisionit të metanit kanë të bëjnë me projekte inxhinierike, komisionim, funksionim, përfshirë mirëmbajtje dhe riparime dhe dekomisionim. Shembuj të BAT në transmision janë [10]:

- Aktivitetet në fazën e projektimit:
 - Eliminimi i Pajisjeve të Panevojshme dhe/ose Sistemeve (për të minimizuar rrjedhjet e pajisjeve në Stacionet Matëse për Rregullimit e Presionit)
- Aktivitete gjatë funksionimit dhe mirëmbajtjes që do të mundësohen nga zgjidhjet e duhura të projektimit:
 - Nxjerrja e gazit nga operacionet e pastrimit të gazsjellësit (për të minimizuar emisionet nga të çarat gjatë Fryrjes dhe Pastrimit)
 - Përdorimi i teknikave të pompimit të gazsjellësit për të ulur presionin e linjës së gazit para mirëmbajtjes – rikompresimit në vend se të çlirohet nga ventilat (për të minimizuar emisionet gjatë Fryrjes dhe Pastrimit)
- Aktivitetet gjatë funksionimit dhe mirëmbajtjes:
 - Testimi dhe riparimi i valvulave të sigurisë së presionit (për të minimizuar rrjedhjet e pajisjeve në Stacionet Matëse për Rregullimit e Presionit)
 - Mbështjellësit e përbërë për defekte jorrjedhëse të gazsjellësit (për të minimizuar emisionet nga ventilat gjatë Fryrjes dhe Pastrimit)
 - Riparimi i Rrjedhjes së Valvulave gjatë zëvendësimit të gazsjellësit (për të minimizuar rrjedhjet në Stacionet Matëse për Rregullimit e Presionit)
 - Përdorimi i Gypave të nxehtë për lidhjet e gazsjellësit gjatë shërbimit (për të minimizuar emisionet nga ventilat gjatë Fryrjes dhe Pastrimit)
 - Përdorimi i gazrave inerte dhe pajisjeve të pastrimit gjatë pastrimit të gazsjellësit (për të minimizuar emisionet nga ventilat gjatë Fryrjes dhe Pastrimit)
 - Injektimi i gazit për gryqe në gypat e presionit të ulët ose sistemit e gazit karburant (për të minimizuar emisionet nga ventilat gjatë Fryrjes dhe Pastrimit)
 - Reduktimi i shpeshtësisë së zëvendësimit të moduleve në metrat e turbinave (për të minimizuar rrjedhjet e pajisjeve në Stacionet Matëse për Rregullimit e Presionit)
 - Rritja e Kontrollave nga baza 5- deri 3-vjeçare (për të minimizuar rrjedhjet nëntokësore të gazsjellësit)
 - Implementimi i minimizimit të programeve të ventilave (për të minimizuar rrjedhjet e pajisjeve në Stacionet Matëse për Rregullimit e Presionit)
 - Programe për zbulimin e rrjedhjeve dhe riparimin (LDAR) (për të minimizuar rrjedhjet nëntokësore të pajisjeve të gazsjellësit).

Programe LDAR për të reduktuar emisionet e lira

Rregulloret LDAR (Zbulimi dhe Riparimi i Rrjedhjeve) janë vënë në zbatim për të reduktuar emisionet e lira për shkak të sasisë së (Përbërësve Organikë të Paqëndrueshëm – përfshirë metanin) që emetohen nga industria. Industria e gazit ka implementuar LDAR për të siguruar performancën e mirë, për të rritur sigurinë për shkak të aspekteve mjedisore.

Programi LDAR [1] është sistemi i procedurave që përdoren për të identifikuar dhe riparuar komponentët e rrjedhjes për të minimizuar emisionet e metanit. Normalisht përfshin:

- Caktimin ose inspektime sistematike;
- Prodhimin dhe përcjelljen e urdhërave të punës kur zbulohen përbërës të rrjedhjes;
- Trajnimin e personelit që duhet të jenë në dijeni të rëndësisë së pakësimit të emisioneve;

- Procedurat për të identifikuar pajisjet për rrjedhjes, procedurat për riparimin dhe përcjelljen e pajisjeve për rrjedhje;
- Metodatat për verifikim që sigurojnë se programi LDAR zhvillohet si duhet

Qasja e zakonshme LDAR përbëhet nga 5 faza:

1. Inventari i burimeve të emisioneve të lira në objekt:

Analiza e dokumentacionit teknik të objektit (P&ID, diagramët e proceseve, parametrat, etj.);

Identifikimi i elementeve potencialisht që mund të rrjedhin në objekt (valvula, lidhës, linja të hapura, flanaxha, pompa, kompresorë etj.);

Planifikimi i aktiviteteve në terren (d.m.th. integrimi i procesit LDAR në aktivitetin e mirëmbajtjes).

2. Përkufizimi i rrjedhjeve:

Përcaktimi i vlerës kufi të pragut të metanit. Rrjedhja zbulohet sa herë që përqendrimi i matur i metanit në mjedisin rrethues tejkalon përkufizimin e rrjedhjes. Vlera kufi e pragut mund të përcaktohet ndryshe për elementët individualë.

3. Programi i matjeve

Monitorimi dhe zbulimi në vend i rrjedhjeve të metanit;

Zbulimi i rrjedhjeve sipas përkufizimit të rrjedhjeve;

Identifikimi i burimeve të emisioneve;

Vlerësimi i emisioneve, sipas përqendrimit të matur dhe ekuacionit të matjes së korreluar apo emisionit nëse janë në dispozicion pajisjet për matje;

Klasifikimi i rrjedhjeve.

4. Mirëmbajtje dhe riparim

Riparim i menjëhershëm i elementeve që rrjedhin sa herë që është e mundur;

Zhvillimi i planit të mirëmbajtjes/riparimit;

Vlerësimi i efektivitetit të kostos;

Prioritizimi i intervenimeve;

Kontrollet periodike.

5. Përcjellja dhe gjurmimi

Implementimi i databazës me identifikim të qartë të elementëve të rrjedhjes, të instrumentave të përdorur, data kur u vërejt rrjedhja, data kur u riparua rrjedhja, rezultatet e testeve monitoruese për të përcaktuar nëse rrjedhja ishte e suksesshme dhe veprime të tjera të mëtejshme

Implementimi potencial i teknologjive dhe praktikave për të ndërprerë emisionet e metanit mund të reduktojnë rreziqet strategjike dhe operacionale dhe të deonstrojnë përkushtimin e tyre ndaj mjedisit.

Konsiderata për teknologjitë e avancuara të sistemit të shpërndarjes

Matja e mençur

Linjat e transmisionit dhe rrjetet e shpërndarjes të parashikuara në këtë raport do të jenë krejtësisht të reja, të ndërtuara nga gypa polietileni të cilësisë së lartë ose gypa çeliku të mbrojtur me mbrojtje katodike. Kërkohej kontrolli i cilësisë së materialeve dhe punimeve, si dhe merren masat për marrjen e të gjitha masave mbrojtëse.

Humbjet e vetme janë joteknike dhe mund të ndodhin për shkak të leximeve të ndryshme të njehsorëve në pikat hyrëse nga sistemi i transmetimit në rrjetin e shpërndarjes (SMRP), në krahasim me njehsorët në rrjetin e shpërndarjes (lidhjet shtëpiake).

Përkatesisht, vëllimi i gazit varet natyrshëm nga temperatura dhe presioni gjeodezik dhe atmosferik. Një aplikim me prurje të lartë dhe me presion të lartë si reduktimi i presionit dhe stacioni matës përdor matësa që kanë korrigjim elektronik të faktorëve të përmendur më sipër, duke përbushur kriteret e kërkuara EN (për shembull matësat ultrasonikë, matësat e turbinave.)

Nga ana tjetër, për lidhjet shtëpiake zakonisht përdoren matësa konvencionalë të gazit me diafragmë. Leximet e tyre varen nga temperatura dhe lartësia, gjë që kërkon një llogaritje të korrigjimit (duke përdorur vlerat mesatare vjetore të temperaturës, presionit të ajrit dhe lartësisë). Devijimi i lejuar i saktësisë së njehsorit të gazit është i rregulluar dhe varet nga instalimi, përdorimi dhe mirëmbajtja. Megjithatë, këto pasaktësi në matje transmetohen natyrshëm në faturimin e konsumit të gazit.

TABELA 41 – MATËSIT E GAZIT

Matës konvencional diafragmë i gazit	Matës i gazit ultrasonik	Matës i mençur i gazit
		

Matësit e gazit ultrasonikë janë përdorur në industri për një kohë të gjatë dhe aplikimi i tyre ka vërtetuar saktësinë e tyre të matjes. Duke qenë se nuk kanë pjesë lëvizëse, saktësia e tyre nuk ndryshon me kalimin e viteve, gjë që redukton në masë të madhe humbjet e gazit për shkak të gabimeve në matje të shkaktuara nga konsumimi i materialit.

Matësit e mençur janë pajisje digjitale që regjistrojnë konsumin e energjisë në intervale të shpeshta. Ndryshe nga njehsorët konvencionalë, ata mbështesin shërbime shtesë, të cilat mund të kontrollohen nga distanca dhe janë plotësisht të automatizuara. Ato janë të destinuara për instalim në zona të mëdha furnizimi.

Përparësitë kryesore të matjes së mençur janë:

- Lexim i saktë në distancë nga i cili përfiton një operator i sistemit të shpërndarjes (rritje e efikasitetit në leximin e matësve, faturimin dhe ndërprerjen ose rivendosjen e shërbimit)
- Disponueshmëria e të dhënave të sakta të konsumit në kohë reale, të cilat përfitojnë furnitorët duke i lejuar ata të ofrojnë shërbime të reja
- Ekran lokal në shtëpi, i cili përfiton konsumatorët përmes disponueshmërisë së informacionit më të saktë dhe në kohë për përdorimin aktual të energjisë.

Direktiva e gazit e prezantuar si pjesë e *pakos së 3-të të energjisë* [11] parasheh "implementimin e sistemeve të mençura të matjes për të ndihmuar pjesëmarrjen aktive të konsumatorëve në tregun e furnizimit me gaz".

Ndaj, për arsye të efijencës së energjisë, sidomos të nevojës për të reduktuar emisionet e karbonit, përdorimi i sistemeve të matjes së mençur inkurajohet nga KE.

Problemet që janë evidentuar deri më tani në projektet pilot kanë të bëjnë kryesisht me aplikimin e ndryshëm të standardeve të komunikimit, instalimin dhe mirëmbajtjen komplekse të pajisjeve, rregulloret e shumta që kërkojnë trajnim shtesë të stafit, shumë të dhëna, si dhe problemi i privatësinë e individëve apo kompanive.

Rrjeti i mençur i gazit

Parashikohet që, në dekadat e ardhshme, lloje të ndryshme të energjisë do të shpërndahen përmes rrjeteve të afta për të menaxhuar dhe rregulluar flukset e shumëfishta, të ndërprera dhe dykahore menjëherë. Një kombinim i teknologjisë së matjes inteligjente me sensorë për valvulat inteligjente, detektorë të presionit të gazit dhe rrjedhjeve të gazit, të gjitha të integruara në të njëjtin rrjet gazi përfaqësojnë një rrjet inteligjent të gazit. Rrjetet inteligjente të gazit lejojnë që rrjeti i shpërndarjes së gazit të bëhet një mjet i ekonomisë rrethore pasi mbetjet e rikuperuara përdoren si lëndë ushqyese për prodhimin e gazrave të gjelbër, të cilët injektohen në rrjet. Gjithashtu optimizon kostot e energjisë në nivel lokal përmes fleksibilitetit që i ofron rrjetit të energjisë elektrike. Përveç kësaj, ai ndihmon në akomodimin e burimeve të energjisë së rinovueshme të disponueshme me ndërprerje si energjia e erës dhe diellit në përzierjen e energjisë, duke lehtësuar kështu arritjen e objektivave të reduktimit të gazeve serrë. [12]

Rrjeti i Mençur i Gazit do të:

- lehtësojë përfshirjen e gazrave të gjelbër në rrjetin e shpërndarjes;
- lehtësojë integrimin me rrjetet e energjisë elektrike, ngrohjes, ujit dhe telekomunikacionit;
- mundësojë menaxhimin aktiv të rrjetit dhe informacionin e menjëhershëm mbi parametrat përkatës, si për operatorët e rrjetit ashtu edhe për pjesëmarrësit e tregut;
- përmirësojë efikasitetin energjetik të rrjetit të gazit.

Gypat e mençur si pjesë e Rrjetit të Mençur të Gazit bazohen në tri koncepte kyçe:

1. Mbikëqyrja në distancë e instalimeve që zbulon çdo keqfunksionim dhe siguron shërbimin më cilësor të mundshëm.
2. Zbulimi në distancë ndihmon në përmirësimin e rindërtimit të rrjedhës duke kombinuar të dhënat nga njehsorët dhe sensorët e ndryshëm në pikat kyçe të rrjetit. Përfitimet e shtuara përfshijnë përmirësimin e përgjigjes në raste urgjente, investime të optimizuara dhe stoqe të optimizuara.
3. Kontrolli në distancë i instalimeve të caktuara do të ndihmojë në maksimizimin e injektimit të gazeve të rinovueshme dhe do të lejojë balancimin më të mirë midis ofertës dhe kërkesës.

SHTOJCA 6: VLERËSIMI GJEOLOGJIK, HIDROGJEOLOGJIK DHE GJEOTEKNIK

SEKSIONI: Prishtina 1 – Drenas km 0+000-14+600 (14,7 km)

Nga aspekti gjeomorfologjik terreni është nga planar në atë kodrinor-malor (550-700m e.s.l.), nga aspekti tektonik, terreni është i qëndrueshëm me paraqitje të strukturave tektonike (graje, përmbysje, sinklina etj). Në disa pjesë shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe prurje më të vogla ujore.

Nga aspekti gjeologjik, terreni është i përbërë nga sedimente të reja të palidhura me masa shkëmbore të metamorfozuara si:

Në nënseksionet km 0+000-3+300, km 10+160-11+500, km 12+000-12+310, km 12+600-13+000, km 13+200-14+150, terreni përbëhet nga sedimente kuaternare dhe pliocenike, me kufi të ulët me pamje të ujërave nëntokësore në thellësi > 3m. Ka zhavorre, rëra, argjila ranore dhe argjila, me densitet të ulët, të favorshme për themelimin e strukturave lineare (tubacionet etj.). Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III dhe IV sipas GN 200.

Në nënseksionet km 3+300-10+160, km 11+500-12+000, km 12+310-12+600, km 13+000-13+200, terreni përbëhet nga ranorë të ulët triazik të metamorfozuar, konglomerate dhe kuarcite, me thyerje të ulët dhe shumë të fortë. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë V dhe VI sipas GN 200.

Në km 14+150-14+600 terreni përbëhet nga harzburgite serpentine me metamorfozë të ulët, me thyerje të ulët dhe shumë të fortë. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë V dhe VI sipas GN 200.

Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Më pak të theksuara janë proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si larja, gërvishtja etj.

FIGURA 3516 – HARTA SINOPTIKE GJEOGRAFIKE PËR SEKSIONIN: PRISHTINA 1 - DRENAS



FIGURA 3617 – HARTA SINOPTIKE GJEOLOGJIKE, FAQET FERIZAJ DHE RAHOVEC, SEKSIONI: PRISHTINA 1 – DRENAS



SEKSIONI: Drenas - Skenderaj km 14+600- 32+437 (17,7 km)

Nga aspekti gjeomorfologjik terreni është nga planar në atë kodrinor-malor (550-730m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm me paraqitje të strukturave tektonike (graje, përmbysje, sinklina etj.). Në disa pjesë shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe prurje më të vogla ujore.

Nga aspekti gjeologjik, terreni është i përbërë nga sedimente të reja të palidhura me masa shkëmbore të metamorfozuara si:

Në nënseksionet km 14+600-15+210, km 18+130-18+350, km 19+800-19+850, km 20+400-20+850, km 22+800-23+700 dhe km 28. +750-32+437, terreni përbëhet nga gëlqerorë triazik dhe kretak me metamorfozë të ulët dhe brekë e rreshpe gëlqerore, ranorë dhe argjilë të metamorfozuar, si dhe gëlqerorë masivë, me thyerje të ulët dhe shumë të fortë. Si medium për gjurmim i përkasin kategorisë V sipas GN 200.

Në nënseksionet km 15+210-18+130, km 18+350-18+800, km 19+150-19+800, km 19+850-20+400, km 20+850-22+800, km 23 +700-28+500 terreni përbëhet nga sedimente pliocenike, të përfaqësuara nga argjila, argjila melore, merla, rëra dhe zhavorri, me lidhje të ulët, mesatare deri shumë të dendur me pamje të ujërave nëntokësore në thellësi > 5m, me bazë themeli të favorshëm. Si medium për gjurmim i përkasin kategorisë IV dhe V sipas GN 200.

Në nënseksionet km 18+800-19+150 dhe km 28+500-28+750 terreni është i përbërë nga sedimente aluviale të palidhura, me pamje të ujërave nëntokësore në thellësi > 3m. Ka zhavorre dhe rëra, me densitet të ulët, themel të mesëm të favorshëm. Si medium për gjurmim i përkasin kategorisë III dhe IV sipas GN 200.

Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Më pak të theksuara janë proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si larja, gërvishtja etj.

FIGURA 378 – HARTA SIMOPTIKE GJEOGRAFIKE PËR SEKSIONIN: DRENAS (FERRONIKELI) - SKENDERAJ

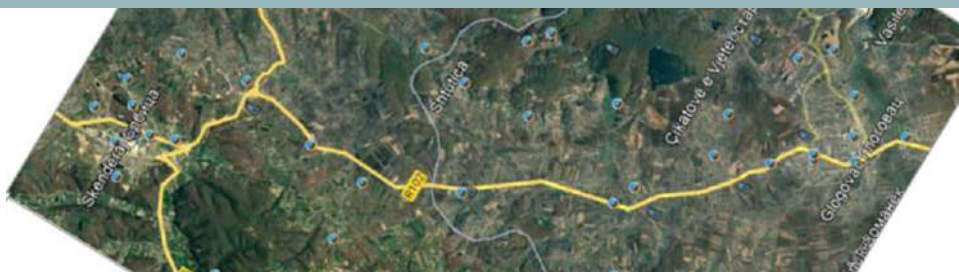


FIGURA 389 – HARTA SINOPTIKE GJEOLOGJIKE, FAQET RAHOVEC DHE MITROVICA, SEKSIONI: DRENAS (FERRONIKELI) - SKENDERAJ



SEKSIONI: Ferizaj – Suhareke km 0+000-39+600 (39,6 km)

Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në km 0+000-14+400 është kryesisht planar (450-600 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike (graje, përmbysje, sinklina etj.). Në disa pjesë shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe prurje më të vogla ujore.

Në km 14+400-23+100 terreni është kodrinor-malor (600-1300 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni ka shumë struktura si thyerje, përmbysje, diga dhe pamje të tjera. Në këtë pjesë të shtrirjes ka një numër të vogël kryqëzimesh me rrugë lokale, rajonale dhe malore, si dhe prurje.

Në km 23+100-31+930 nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike (graje, përmbysje, sinklina etj.).

Në km 31+930-39+600 terreni është kryesisht i rrafshët (450-600 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike (gërvishtje, përmbysje, sinklina etj.). Në disa pjesë shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe prurje më të vogla ujore.

Nga aspekti gjeologjik, terreni është i përbërë nga sedimente të reja të palidhura me masa shkëmbore të metamorfozuara si:

Në nënseksionet km 0+000-14+400 dhe km 31+930-39+600 terreni është i përbërë nga sedimente kuaternare (Q) dhe pliocene (PI), të përfaqësuara nga rëra, zhavorr, argjila, argjila ranore dhe sedimente të tjera, të cilat janë të lidhura nga ulët në të palidhura, të ulëta në mesatare me paraqitje të ujërave nëntokësore në pjesë të caktuara deri në 2-3 m nga sipërfaqja e tokës, si bazë e favorshme. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III-IV sipas GN 200.

Në km 14+400 – 19+950 terreni përbëhet nga sedimente të Kretakut, gëlqerorë të ulët të metamorfozuar dhe brekë gëlqerorë, konglomerate, rreshpe, ranorë dhe argjilë të metamorfozuar, si dhe gëlqerorë masivë, me thyerje të ulët deri në mesatare në pjesë të caktuara, shumë të forta, sipërfaqësisht shumë të gjërryer. Si medium për gjermim, kryesisht i përkasin kategorisë V, në pjesë të caktuara V dhe VI sipas GN 200..

Në km 19+950-23+100 terreni është i përbërë nga sedimente të triazikut, jurasikut dhe kretakut, të përfaqësuar nga gëlqerorë, gëlqerorë të marbelizuar, gëlqerorë fosile, diabazë dhe çerte, sedimente flishore në kontaktet me digat serpentinite. Nga aspekti tektonik, ato janë të thyera mesatare në shumë në pjesë të caktuara deri në grimcim si rezultat i shumë prishjeve, përmbysjeve dhe digave. Duke pasur parasysh aksesueshmërinë në fazën e ndërtimit, në pjesët më të larta të terrenit përgjatë shtrirjes priten kushte mjaft të vështira, me mundësi për paraqitje të rrëshqitjeve më të vogla. Si medium për gjermim, kryesisht i përkasin kategorisë V dhe VI sipas GN 200.

Në km 23+100-31+930 terreni është i përbërë nga rreshpe paleozoik klorit-sericite, shumë shistozë, me thyerje të ulët deri në mesatare, në sipërfaqe pjesërisht të gjërryer. Në shpatet e pjerrëta ka shfaqje të mundshme të

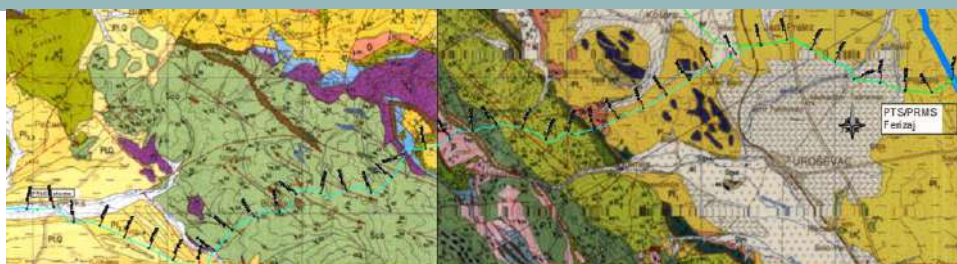
paqëndrueshmërive si rrëshqitje lokale dheu, rrëshqitje, larje etj. në pjesën e depozitimeve diluvio-proluviale. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë IV dhe V sipas GN 200.

Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Në fazën e ndërtimit janë të mundshme proceset dhe paraqitjet inxhinierike-geologjike si larja, gërvishtja, rrëshqitjet e gurëve, talus etj.

FIGURA 120 – HARTA SINOPTIKE GJEOGRAFIKE PËR SEKSIONIN: FERIZAJ - SUHAREKE



FIGURA 3921 – HARTA SINOPTIKE GJEOLGJIKE, FAQET FERIZAJ DHE RAHOVEC, SEKSIONI: FERIZAJ - SUHAREKE



SEKSIONI: Suhareke - Prizren km 39+600-54+950 (15,3 km)

Nga aspekti geomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e shtrirjes, është kryesisht planar (320-400 m e.s.l.), nga aspekti tektonik, terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike (graje, përmbysje, sinklina etj.). Në disa vendndodhje linja përshkon rrugë rajonale dhe lokale si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla, me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore.

Nga aspekti gjeologjik terreni është i përbërë nga sedimente të reja të palidhura me masa shkëmbore të metamorfozuara si p.sh.:

Në nënseksionet km 39+600-41+700, km 44+500-45+130, km 47+150-47+550, km 48+250-49+150, km 51+200-52+100, km 52+900-53+100 dhe km 53+500-53+950 terreni është i përbërë nga sedimente aluviale-tarracore kuaternare, të përfaqësuara nga rëra, zhavorr, argjila, argjila ranore dhe sedimente të tjera, të cilat janë të palidhura, me densitet të ulët me pamje prej ujërat nëntokësore, në thellësi 3 m nga sipërfaqja e tokës, në pjesë të caktuara edhe në 1-2 m, si bazë e favorshme. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III - IV sipas GN 200.

Në nënseksionet km 41+700-44+500, km 45+130-47+150, km 47+550-48+250, km 49+150-51+200, km 52+100-52+900, km 53+100-53+500, km 53+950-54+950 terreni është i përbërë nga sedimente liqenore të trashë-klastike si dhe sedimente pliocenike të përfaqësuara nga rëra, zhavorri, argjila, argjila ranore dhe kalimet e materialeve sedimentare të përmendura. Njësitë litologjike aktuale janë të palidhura me kufi të ulët, me kufi

Në nënseksionin km 54+950-58+600 terreni është i përbërë nga sedimente liqenore të trashë-klastike si dhe sedimente pliocenike të përfaqësuara nga rëra, zhavorri, argjila, argjila ranore dhe kalimet e materialeve sedimentare të përmendura. Njësitë litologjike aktuale janë të palidhura me kufi të ulët, me dendësi të ulët deri në mesatare, me pamje të ujërave nëntokësore, në thellësi deri në 3-4 m nga sipërfaqja e tokës, si bazë e favorshme. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III-IV sipas GN 200.

Në nënseksionin km 58+600-68+170 terreni është i përbërë nga sedimente proluviale dhe aluviale-tarracore kuaternare, të përfaqësuara nga rërë, zhavorr, argjilë, argjilë ranore dhe sedimente të tjera, të cilat janë të palidhura, me densitet të ulët me pamje të ujërave nëntokësore, në thellësi deri në 3 m nga sipërfaqja e tokës, në disa pjesë edhe deri në 1-2 m në afërsi të shtretërve të lumenjve, si bazë e favorshme për themelet. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III-IV sipas GN 200.

Pjesa më e madhe e linjës kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Proceset dhe paraqitjet inxhinierike-gjeologjike si erozioni lumor mund të shfaqen shpesh përgjatë shtretërve të lumenjve, ndërsa paraqitjet si larja, gërvishtja etj. mund të jenë të rralla në fazën e ndërtimit.

FIGURA 4224 – HARTA SINOPTIKE GJEOGRAFIKE PËR SEKSIONIN: PRIZREN – KRUSHE E MADHE

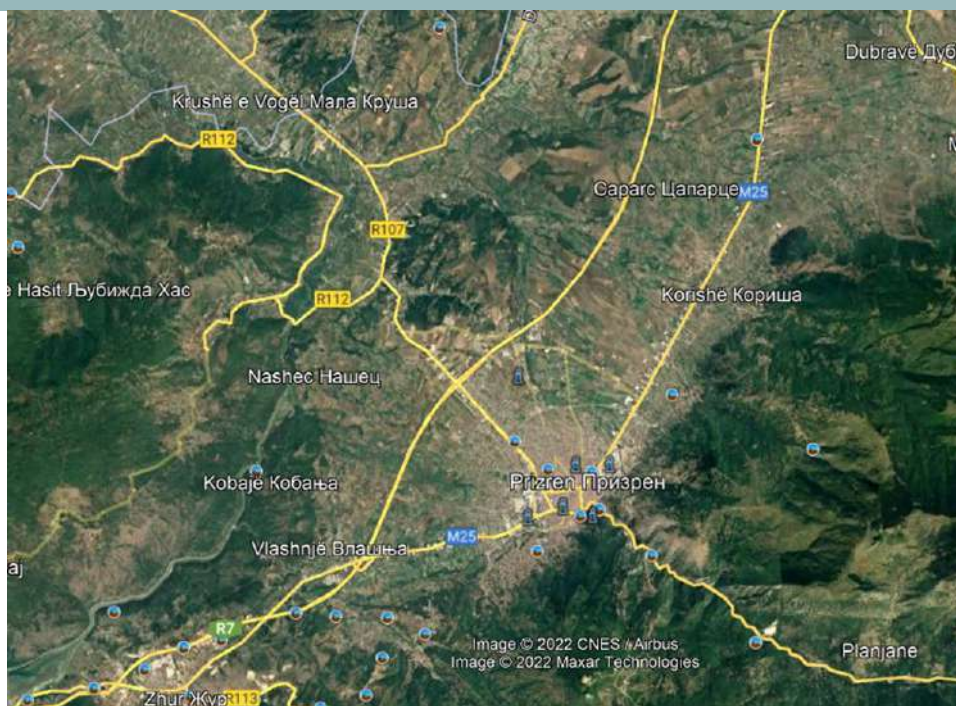


FIGURA 4325 – HARTA SINOPTIKE GJEOLOGJIKE, SEKSIONI: PRIZREN – KRUSHE E MADHE



SEKSIONI: Krushe e Madhe - Gjakova km 68+170-83+700 (15,5 km)

Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e shtrirjes është kryesisht planar (340-400 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike (graje, përmbysje etj.). Proceset bashkëkohore si gërryerja, larja, erozioni etj. janë zhvilluar dobët me përjashtim të erozionit lumor. Në disa vendndodhje linja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla (lumi Beli Drim, Erenik dhe rrjedhje të tjera më të vogla), me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore.

Nga aspekti gjeologjik terreni përbëhet nga sedimente të reja kuaternare (aluviale – terracë) dhe pliocenike të cilat janë të palidhura me kufirin e ulët, dhe sedimentet e Kretakut të përfaqësuar nga gëlqerorët që janë si më poshtë:

Në nënseksionet km 68+170-74+300, km 75+400-80+000 dhe km 80+300-82+000 terreni është i përbërë nga sedimente aluviale-tarracore kuaternare, të përfaqësuara nga rërë, zhavorr, argjilë ranore etj. të cilat janë të palidhura, me densitet të ulët dhe pamje të ujërave nëntokësore në thellësi deri në 3 m nga sipërfaqja e tokës, në disa pjesë edhe deri në 1-2 m në afërsi të shtretërve të lumenjve, si bazë e favorshme. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III-IV sipas GN 200.

Në nënseksionet km 80+000-80+300 dhe km 82+000-83+700 terreni është i përbërë nga sedimente pliocenike të përfaqësuara nga argjila marle dhe ranore, rëra dhe zhavorri dhe kalimet e materialeve sedimentare të përmendura. Njësitë litologjike aktuale janë të palidhura me kufi të ulët, me dendësi të ulët deri në mesatare, me paraqitje të rrallë të ujërave nëntokësore në thellësi më të madhe se 5 m nga sipërfaqja e tokës, si bazë e favorshme. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III-IV sipas GN 200.

Në nënseksionin km 74+300-75+400, terreni përbëhet nga sedimente të Kretakut, të përfaqësuar nga gëlqerorë, gurë gëlqerorë fosilë të shkëmbinjve të cilët janë të shtruar në shtrat të trashë. Nga aspekti tektonik, ka dukuri të rralla të strukturave të thyerjes, me thyerje mesatare deri te forta në disa pjesë të grimcuara. Duke pasur parasysh qasjen në fazën e ndërtimit, priten kushte të favorshme. Si medium për gjermim i përkasin kryesisht kategorisë V-VI sipas GN 200.

Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Proceset dhe paraqitjet inxhinierike-gjeologjike si erozioni lumor mund të shfaqen shpesh përgjatë shtretërve të lumenjve, ndërsa paraqitjet si larja, gërvishtja etj. mund të jenë të rralla në fazën e ndërtimit.

FIGURA 4426 – HARTA SINOPTIKE GJEOGRAFIKE PËR SEKSIONIN: KRUSHE E MADHE - GJAKOVA

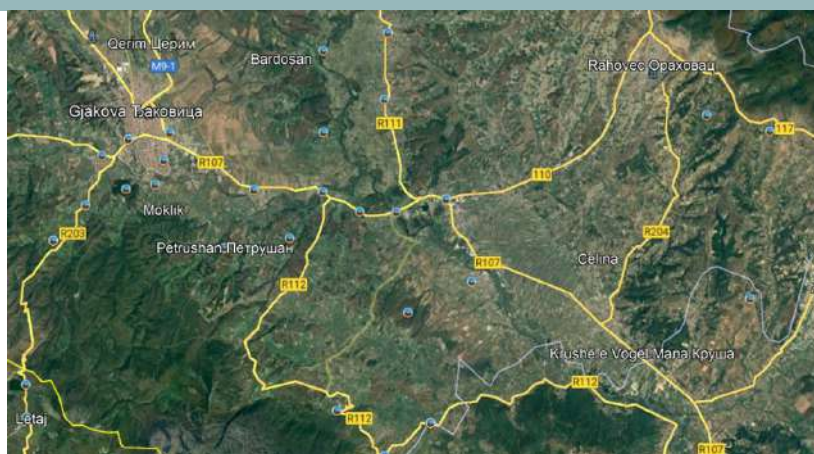


FIGURA 4527 – HARTA SINOPTIKE GJEOLGJIKE, SEKSIONI: KRUSHE E MADHE - GJAKOVA



SEKSIONI: Gjakova - Decan km 83+700-107+550 (24 km)

Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e shtrirjes është kryesisht planar (420-570 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike. Proceset bashkëkohore si gërryerja, larja, erozioni etj. janë zhvilluar dobët me përjashtim të erozionit lumor. Në disa lokacione shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla (lumi Trakanik, Proni mol etj.), me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore.

Nga aspekti gjeologjik terreni është i përbërë nga kuaternarë të rinj (sedimente aluviale-tarracore) të cilat janë të palidhura dhe sedimente pliocenike dhe liqenore të cilat janë të palidhura me kufirin e ulët që janë si më poshtë:

Në nënseksionet km 83+700-86+600, km 87+200-87+500, km 94+650-94+850, km 96+200-97+130 dhe km 102+850-103+130 terreni është i përbërë nga sedimente liqenore të trashë-klastike si dhe sedimente pliocenike të përfaqësuara nga argjila marliore dhe ranore, rëra, zhavorri dhe argjila me kalime të materialeve sedimentare të përmendura. Njësitë litologjike aktuale janë të palidhura me kufi të ulët, me dendësi të ulët deri në mesatare, me pamje të ujërave nëntokësore në thellësi deri në 3-4 m nga sipërfaqja e tokës, si bazë e favorshme. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III-IV sipas GN 200.

Në nënseksionet km 86+600-87+200, km 87+500-94+650, km 94+850-96+200, km 97+130-102+850, km 103+130-107+550 terreni është i përbërë nga sedimente aluviale-tarracore kuaternare, të përfaqësuara nga rërë dhe zhavorr me prani të rrallë argjile ranore, të palidhura, me densitet të ulët, me pamje të ujërave nëntokësore në thellësi deri në 3 m nga sipërfaqja e tokës, në disa pjesë edhe deri në 1- 2m në afërsi të shtretërve të lumenjve, si bazë e favorshme. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III-IV sipas GN 200.

Pjesa më e madhe e linjës kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Proceset dhe paraqitjet inxhinierike-gjeologjike si erozioni lumor mund të shfaqen shpesh përgjatë shtretërve të lumenjve, ndërsa paraqitjet si larja, gërryerja etj. mund të jenë të rralla në fazën e ndërtimit.

FIGURA 468 – HARTA SINOPTIKE GJEOGRAFIKE PËR SEKSIONIN: GJAKOVA - DECAN

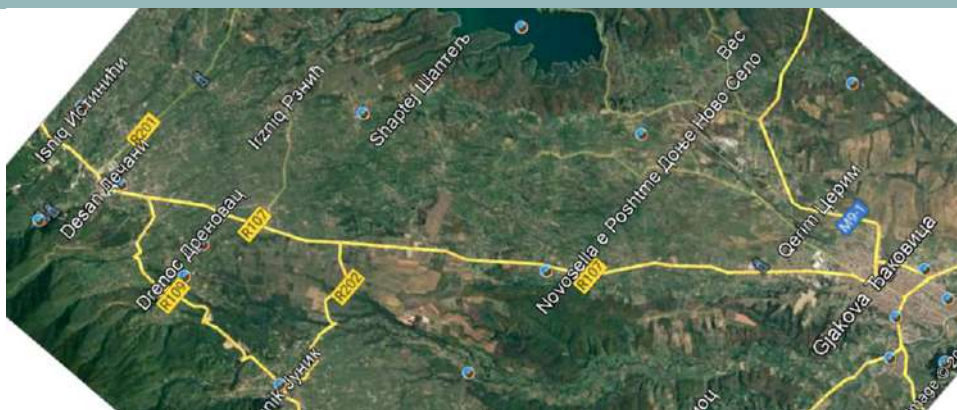


FIGURA 479 – HARTA SINOPTIKE GJEOLGJIKE, SEKSIONI: GJAKOVA - DECAN



SEKSIONI: Decan - Peja km 107+550-119+700 (12 km)

Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e linjës është kryesisht planar (500-540 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike. Proceset bashkëkohore si pjekja, larja, erozioni etj. janë të zhvilluara mirë. Në disa lokacione vija përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla (lumi Deçan etj.), me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore.

Nga aspekti gjeologjik terreni përbëhet nga kuaternarë të rinj (sedimente aluviale dhe proluviale) të cilat janë të palidhura me kufirin e ulët dhe ranorë triazik, filit, rreshpe klorite, konglomerat, çertë dhe gëlqerorë si më poshtë.:

Në nënseksionet km 107+550-109+350 dhe km 110+105-119+700 terreni është i përbërë nga sedimente aluviale dhe proluviale kuaternare, të përfaqësuara nga materiale akullnajore (rërë, zhavorr dhe argjilë me blloqe nga masa të ndryshme shkëmbore, të cilat janë i ulët deri mesatar i dendur, i kufizuar i ulët me pamje të ujërave nëntokësore në thellësi deri në 3-5 m nga sipërfaqja e tokës, në disa pjesë edhe deri në 2-3 m në afërsi të shtretërve të lumenjve, si bazë e favorshme. Si mesme për gërmim, i përkasin kategorisë IV-V sipas GN 200.

Në nënseksionin km 109+350-110+105 terreni është i përbërë nga sedimente të triazikut, të përfaqësuar nga ranorë, filit, rreshpe klorite, konglomerat, çertë dhe gëlqerorë. Nga aspekti tektonik ato janë të thyera mesatare deri në shumë të thyera në disa pjesë të grimcuara si rezultat i shumë strukturave të thyerjes. Duke pasur parasysh qasjen në fazën e ndërtimit, në pjesët më të larta të terrenit përgjatë shtrirjes priten kushte të vështira me mundësi të rënjeve më të vogla të shkëmbinjve. Si medium për gërmim i përkasin kryesisht kategorisë V dhe VI sipas GN 200.

Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Përgjatë shtretërve të lumenjve mund të priten procese dhe paraqitje inxhiniero-gjeologjike si erozioni lumor, i cili është i shpeshtë, ndërsa paraqitet si larja dhe gërvishtja janë shumë mirë të zhvilluara me shfaqje të shpeshta të guilave të thella.

FIGURA 130 – HARTA SINOPTIKE GJEOGRAFIKE PËR SEKSIONIN: DECAN - PEJA

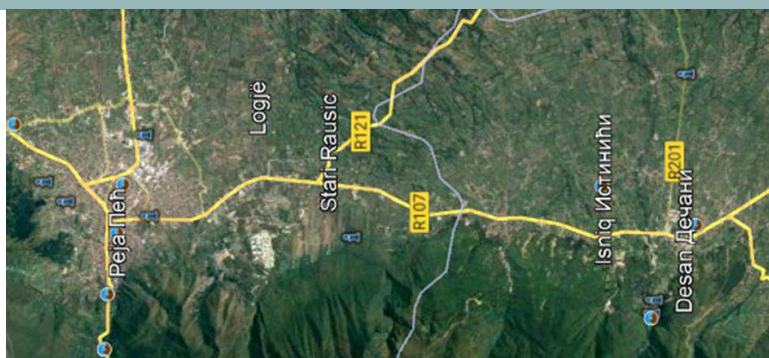


FIGURA 4831 – HARTA SINOPTIKE GJEOLGJIKE, SEKSIONI: DECAN - PEJA



SEKSIONI: Peja - Istog km 119+700-143+650 (24 km)

Nga aspekti gjeomorfologjik terreni në të gjithë gjatësinë e shtrirjes është kryesisht planar me kodra të ulëta (420-600 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është i qëndrueshëm pa paraqitje të strukturave tektonike. Proceset bashkëkohore si gërryerja, larja, erozioni etj. janë zhvilluar dobët me përjashtim të erozionit lumor. Në disa vendndodhje linja përshkon rrugë rajonale dhe lokale, si dhe rrjedha ujore gjithnjë e më të vogla (lumi Beli Drim, lumi Istog etj.), me shumë vendbanime dhe kryesisht tokë bujqësore.

Nga aspekti gjeologjik terreni është i përbërë nga sedimente të reja kuaternare (proluviale, aluviale dhe aluviale-tarracore) të cilat janë të palidhura dhe sedimente pliocenike dhe liqenore të cilat janë të palidhura me kufirin e ulët duke qenë si më poshtë:

Në nënseksionet km 119+700-126+430, km 130+400-132+250, km 135+300-137+000 dhe km 138+000-143+650 terreni është i përbërë nga proluvial dhe alluvial kuaternar. sedimente tarracash, të përfaqësuara nga rëra dhe zhavorri me paraqitje të rralla argjile ranore, të cilat janë të palidhura, me densitet të ulët, me pamje të ujërave nëntokësore në thellësi deri në 3-4 m nga sipërfaqja e tokës, në disa pjesë edhe deri në 1-2 m në afërsia e shtretërve të lumenjve, si bazë e favorshme. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III-IV sipas GN 200.

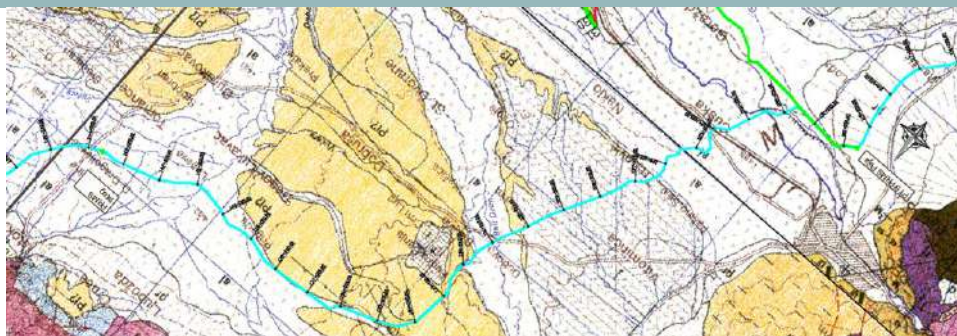
Në nënseksionet km 126+430-130+400, km 132+250-135+300 dhe km 137+000-138+000 terreni është i përbërë nga sedimente liqenore të trashë-klastike si dhe sedimente pliocenike të përfaqësuar nga konglomeret ranorë, brekë, rërë, argjilë me kalime të materialeve sedimentare të përmendura. Njësitë litologjike aktuale janë të palidhura me kufi të ulët, me dendësi të ulët deri në mesatare, me pamje të ujërave nëntokësore në thellësi më të madhe se 5 m nga sipërfaqja e tokës, si bazë e favorshme. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III-IV, V sipas GN 200.

Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Proceset dhe paraqitjet inxhinierike-gjeologjike si erozioni lumor mund të shfaqen shpesh përgjatë shtretërve të lumenjve, ndërsa paraqitjet si larja, gërvishtja etj.

FIGURA 4932 – HARTA SINOPTIKE GJEOGRAFIKE PËR SEKSIONIN: PEJA - ISTOG



FIGURA 5033 – HARTA SINOPTIKE GJEOLOGJIKE, SEKSIONI: PEJA - ISTOG



SEKSIONI: Istog - Skenderaj km 143+650 – 171+597 (28 km)

Nga aspekti gjeomorfologjik terreni është nga planar në atë kodrinor-malor (470-780 m e.s.l.), nga aspekti tektonik terreni është përgjithësisht i qëndrueshëm me pamje të strukturave tektonike (grajet që e prenë vijën). Në disa lokacione shtrirja përshkon rrugë rajonale dhe lokale si dhe rrjedha më të mëdha ujore (lumi Rakoshka, lumi Radishevka, lumi Rudnička) dhe rrjedha të tjera më të vogla.

Nga aspekti gjeologjik terreni është i përbërë nga sedimente të reja të palidhura deri te masat e ulëta shkëmbore të metamorfozuara si më poshtë:

Në nënseksionet km 150+450-150+750, km 151+450-152+080, km 152+230-152+430, km 167+850-169+000, km 169+800-171+170, +220-171+597 terreni është i përbërë nga sedimente të triazikut dhe kretakut të përfaqësuar nga gëlqerorë të rrafshët dhe me shtrat të trashë, formacion sedimentar vullkanogjen i përfaqësuar nga gurë argjilore, rreshpe, metaranorë, metadiabazë dhe çertë, sedimente flishore fushore të përfaqësuar nga gurë ranor, ranor dhe marl, pjesërisht i kalbur, i mbuluar nga depozitim diluvial me trashësi 2-3 m, në disa

pjesë në formacione të caktuara edhe mjaft i fortë. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë V dhe VI sipas GN 200.

Në nënseksionet km 149+600-150+000, km 150+750-151+450, km 152+430-152+900, km 154+080-154+330, km 154+800-155+156 km, +170-163+850, km 164+320-167+850 terreni është i përbërë nga sedimente të Miocenit, të përfaqësuar nga argjila, argjila marli, merla, rëra dhe zhavorri, me kufi të ulët, mesatar deri në shumë të dendur me pamje të ujërave nëntokësore në thellësi më të madhe se 5 m, i favorshëm si themel i mesëm. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë IV dhe V sipas GN 200.

Në nënseksionet km 143+650-149+600, km 150+000-150+450, km 150+550-150+700, km 152+080-152+230, km 152+900-154+060 km, +850-164+320 dhe km 166+100-166+800 terreni është i përbërë nga sedimente të palidhura aluviale, aluviale-proluviale dhe liqenore dhe sedimente të kufizuara të ulëta, me pamje të ujërave nëntokësore në thellësi më të madhe se 3m. Ka zhavorr dhe rërë, me dendësi të ulët, të favorshme si bazë themeli. Si medium për gjermim i përkasin kategorisë III dhe IV sipas GN 200.

Pjesa më e madhe e shtrirjes kalon përmes tokës bujqësore. Mund të konstatohet se është i favorshëm për ndërtimin e këtij lloji të strukturave. Janë të shpeshta proceset dhe paraqitjet inxhiniero-gjeologjike si larja, grirja etj. Procesi i rrëshqitjes së dheut është i shprehur mirë në pjesën nga f. Çitak deri në Rudnik. Në këtë pjesë të shtrirjes në fazën e hetimeve të detajuara duhet kushtuar më shumë vëmendje.

FIGURA 5134 – HARTA SINOPTIKE GJEOGRAFIKE PËR SEKSIONIN: ISTOG - SKENDERAJ

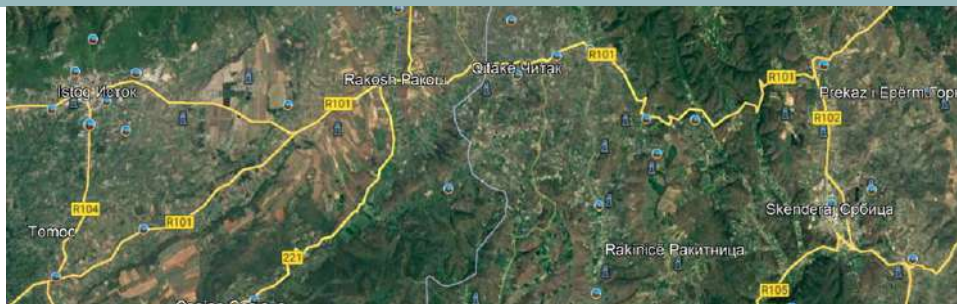


FIGURA 5235 – HARTA SINOPTIKE GJEOLGJIKE, SEKSIONI: ISTOG - SKENDERAJ





Finansirano na osnovu posebnog Sporazuma o dodeli bespovratnih sredstava br. 2018/402--850 iz Višekorisničkog programa EU IPA II za Albaniju, Bosnu i Hercegovinu, Severnu Makedoniju, Kosovo*, Crnu Goru i Srbiju

Investicioni okvir za Zapadni Balkan

Podrška infrastrukturnim projektima

Tehnička pomoć 9 (IPF9)

TA2018149 R0 IPA / AA-001107-001

WB21-KOS-ENE-02

GAS DEVELOPMENT PLAN AND REGULATORY FRAMEWORK REVIEW AND ASSISTANCE – GAS DEVELOPMENT PLAN

12 October 2022





Informacije o dokumentu

Podrška infrastrukturnim projektima (IPF) instrument je tehničke pomoći Investicionog okvira za Zapadni Balkan (WBIF) iz zajedničke inicijative Evropske unije, međunarodnih finansijskih institucija, bilateralnih donatora i vlada zapadnog Balkana koji podržava društveno-ekonomski razvoj i pristupanje EU zapadnog Balkana obezbeđivanjem finansijske i tehničke pomoći za strateške infrastrukturne investicije. Ova tehnička pomoć finansira se sredstvima EU fondova.

Izjava o odricanju odgovornosti: Autori preuzimaju punu odgovornost za sadržaj ovog izveštaja. Iznesena mišljenja ne odražavaju nužno stav Evropske unije ili Evropske investicione banke.

OPŠTE INFORMACIJE

Ugovor	Okvir za investicije zapadnog Balkana, Infrastrukturni projekat, Tehnička pomoć 9 (IPF9), Infrastrukture: Digitalna, Energetska, Životna sredina, Transport i Društvena
Broj ugovora:	TA2018149 R0 IPA
Naručilac:	Evropska investiciona banka
Izvođač radova:	EGIS International (FR)/ WYG International (NL)/ WYG International Danismanlik Limited Sirketi (WYG Turkiye) (TR)/ COWI A/S (DK)/ COWI AS (NO)/ GOPA Infra GmbH (DE)/ GOPA — International Energy Consultants GmbH (DE)/ CESTRA d.o.o. Beograd (RS)/ TRENECON Consulting & Planning Ltd (HU) SYSTEMA Consulting SMLTD (GR)/ Danish Refugee Council (DK)/ SOFRECOM (FR)
Naziv potprojekta:	Plan razvoja gasovoda i analiza regulatornog okvira i pomoći
Ref. potprojekta:	WB21-KOS-ENE-02
Korisnici:	Vlada Kosova - Ministarstvo ekonomije, Departman za energetiku
Pokretač:	
Sektor:	Energetika
Zemlja:	Kosovo
Vodeća FI:	EBRD
Odgovorni ključni stručnjak IPF	IPF9
Datum početka potprojekta:	29.06.2021
Period trajanja potprojekta:	18 meseci
Očekivani rok za završetak:	11.01.2023.
Stručnjaci koji učestvuju u pripremi ovog izveštaja:	Karmen Stupin, Ilir Shala, Jurica Brajković, Davor Kolednjak, Sabina Kukich, Ivica Bilušić, Darko Horvat, Mladen Zeljko, Tomislav Nekić, Hrvoje Pavlović, Panche Kraleov, Damir Pešut, Daniel Golja, Aleksandar Đurković, Ines Rožanić, Mario Pokrivač, Marta Brkić, Adnan Alshani, Tajana Uzelac Obradović, Marijana Bakula, Mirjana Marčenić, Igor Anić, Ines Geci, Konrad Kiš, Ivan Juratek, Vancho Angelov



Rukovodilac projektnog sektora: Marko Krejči

ISTORIJAT IZMENA

Verzija	Datum	Proverio	Funkcija	Viza
V01	03-Jun-2022	Ognjen Paleka	Ključni stručnjak IPF 9 za energetiku	
V02	12-Sep-2022	Ognjen Paleka	Ključni stručnjak IPF 9 za energetiku	
V03	12-Okt-2022	Ognjen Paleka	Ključni stručnjak IPF 9 za energetiku	

Verzija	Datum	Odobrio	Funkcija	Viza
V01	03-Jun-2022.	Ralph Henderson	Vođa tima IPF9	
V02	12-Sep-2022	Ralph Henderson	Vođa tima IPF9	
V03	12-Okt-2022	Ralph Henderson	Vođa tima IPF9	

DOSTAVLJA SE

Naziv	Subjekt
Florim Canolli	Kabinet premijera
Luan Morina	Ministarstvo ekonomije
Anyla Beqa	Ministarstvo ekonomije
Leonita Shabani	Ministarstvo ekonomije
Arberesha Isufi	Ministarstvo ekonomije
Besiana Berisha	Ministarstvo ekonomije
Blin Berdoniqi	Ministarstvo ekonomije
Drin Ponosheci	Ministarstvo ekonomije
Fjolla Fazliu	Ministarstvo ekonomije
Miftar Nika	Ministarstvo ekonomije
Mehmet Qelaj	Ministarstvo ekonomije
Milot Kelmendi	Ministarstvo ekonomije
Rina Lluka	Ministarstvo ekonomije
Sabit Gashi	Ministarstvo ekonomije
Bashkim Pllana	Ministarstvo ekonomije
Rina Kryeziu-Rogova	Ministarstvo ekonomije
Dije Rizvanolli	Ministarstvo finansija, rada i transfera
Shqiptar Ibra	Ministarstvo finansija, rada i transfera
Servet Spahiu	Ministarstvo životne sredine, prostornog planiranja i infrastrukture
Muhamet Malsiu	Ministarstvo životne sredine, prostornog planiranja i infrastrukture
Burbuqe Hydaverdi	Ministarstvo životne sredine, prostornog planiranja i infrastrukture
Agim Isufi	Ministarstvo industrije, preduzetništva i trgovine
Astrit Saraqini	ERO
Shyqeri Morina	KOSTT
Sidorela Dodaj	KEDS
Andi Aranitasi	EBRD
Jeff Jeter	EBRD



Neil Taylor	EBRD
Bekim Muaremi	EBRD
Cristian Carraretto	EBRD
Francesco Corbo	EBRD
Stefan Kostovski	EBRD
Aurora Popova	NIPAC, Kosovo
Luigi Brusa	EUO, Kosovo
Lendita Gashi	EUO, Kosovo
Flamur Junuzi	EUO, Kosovo
Besime Kajtazi	EUOK (Kancelarija EU na Kosovu)- WBIF Fokalna tačka, Kosovo
Natalia Tselenti	IPF9
Frederic Moury	IPF9
Ralph Henderson	IPF9
Ognjen Paleka	IPF9
Marko Krejči	IPF9
Alush Grosha	IPF9



SADRŽAJ

1	SAŽETAK I PREDGOVOR.....	16
2	UVOD	24
2.1	Obim i ciljevi.....	24
3	OPŠTI KONTEKST	25
3.1	Socioekonomsko okruženje	25
3.2	Kontekst u energetsom sektoru i relevantne strategije.....	30
4	TRŽIŠTE GASA.....	32
4.1	Procena potencijalne potražnje gasa	32
4.1.1	Gas za toplotnu energiju.....	35
4.1.2	Gas za električnu energiju.....	36
4.1.3	Profili potražnje za gasom	39
4.1.4	Upravljanje opterećenjem i skladištenje.....	40
4.2	Procena snabdevanja gasom	42
4.2.1	Opcije trasa snabdevanja gasom.....	43
4.2.2	Gasna infrastruktura, razvoj i izvori prirodnog gasa u regionu	46
4.2.2.1	Potencijalni izvori snabdevanja UPG.....	49
4.2.3	Trgovina prirodnim gasom i rezerve	49
4.3	Cene gasa – razmatranja u pogledu tarifa.....	52
4.3.1	Tarife prenosa gasa	52
4.3.2	Tarife distribucije gasa	52
4.3.3	Cene gasa	53
4.4	Razmatranja izvodljivosti gasifikacije.....	56
4.4.1	Konkurentnost gasa	56
4.4.2	Razmatranja u vezi sa Zelenim dogovorom	58
4.4.2.1	Namenske mreže za 100% H₂.....	59
5	INSTITUCIONALNI, ZAKONODAVNI I POLITIČKI OKVIR.....	61
5.1	Institucionalni aspekti	61
5.2	Zakonodavni aspekti.....	64
5.3	Politički aspekti	65
5.4	Tržišni modeli OPS/ODS.....	67
6	TEHNIČKO-EKONOMSKA PROCENA PRENOSNOG SISTEMA	70
6.1	Osnovne informacije.....	70
6.1.1	Trase gasovoda	71
6.1.1.1	Gasovod MKD/KOS granica do Prištine	72
6.1.1.2	Gasovod Uroševac - Prizren	73



6.1.1.3	Gasovod Prizren - Đakovica	74
6.1.1.4	Gasovod Đakovica- Peć	75
6.1.1.5	Gasovod Peć - Istok	76
6.1.1.6	Gasovod Istok - Srbica	77
6.1.1.7	Gasovod Priština 1 - Glogovac	77
6.1.1.8	Gasovod Glogovac - Srbica	78
6.1.1.9	Gasovod Srbica - Mitrovica	78
6.1.1.10	Gasovod Mitrovica - Vučitrn	79
6.1.1.11	Gasovod Uroševac - Gnjilane	79
6.1.1.12	Gasovod Gnjilane - Kamenica	79
6.1.1.13	Gasovod Velika Kruša - Orahovac	79
6.1.1.14	Gasovod Orahovac - Mališevo	79
6.1.1.15	Gasovod Uroševac - Štimlje	80
6.1.1.16	Gasovod Peć - Klina	80
6.1.1.17	Gasovod do Kačanika	80
6.1.1.18	Gasovod Prizren-Dragaš	80
6.1.1.19	Gasovod Priština - Podujevo	80
6.1.1.20	Gasovod Suva reka - Mamuša	81
6.1.1.21	Gasovod BS Đeneral Janković do Šarcema	81
6.1.1.22	Gasovod Prizren – granica ALB/KOS	81
6.2	Tehnički aspekti infrastrukture pogodne za transport vodonika (H₂).	81
6.2.1.1	Trenutne granice mešanja H ₂ u EU	81
6.2.1.2	Energija se prenosi u gasovodima 100% vodonika	83
6.2.1.3	Tehnička pitanja smeša vodonika i metana - u transportu gasovodom	84
6.2.1.4	Cevi i materijali pogodni za vodonik	84
6.3	Preliminarni hidraulički proračuni	85
6.3.1	Metodologija	85
6.3.2	Standardni uslovi i kvalitet gasa	85
6.3.2.1	Standardni uslovi	85
6.3.2.2	Svojstva gasa	85
6.3.3	Podaci vezani za gasovod	86
6.3.4	Projektovani pritisak	86
6.3.5	Proračun debljine zida	86
6.4	Preliminarne procene CAPEX i OPEX sistema prenosa	87
7	TEHNIČKO-EKONOMSKA PROCENA DISTRIBUTIVNOG SISTEMA:	89
7.1	Osnove sistema za distribuciju gasa	89
7.2	Principi razvoja plana projekta	90
7.2.1	Idejno rešenje sistema	90
7.2.2	Priključivanje potrošača	91
7.3	Potencijalne mreže za distribuciju gasa	91
7.4	Preliminarne procene CAPEX i OPEX distributivnih mreža	92



8	EKONOMSKA EVALUACIJA I MOGUĆNOSTI RAZVOJA SISTEMA	93
8.1	Uvod	93
8.2	Metodologija	94
8.2.1	Tarife distribucije gasa	95
8.2.2	Tarife za prenos	102
8.2.2.1	Tarife za transport gasa za izgradnju gasovoda SKOPRI.....	103
8.2.2.2	Tarifa za prenos gasa za razvoj gasovoda Prsten.....	103
8.2.2.3	Tarife za transport gasa za izgradnju celokupne mreže za transport gasa (SKOPRI i Prsten kombinovano). 104	
8.2.2.4	Ograničeni razvoj gasovoda Prsten.....	104
8.3	Troškovi mreže za transport gasa	105
9	SCENARIO OPTIMIZOVANE GASIFIKACIJE	109
9.1	Scenario gasifikacije većeg obima	109
9.1.1	Parametri prenosnog sistema.....	109
9.1.2	Ekonomске i tarifne kalkulacije.....	111
9.1.3	Razmatranja pitanja životne sredine.....	111
9.2	Opis scenarija gasifikacije manjeg obima.....	114
9.2.1	Parametri sistema za transport	114
9.2.2	Ekonomске i tarifne kalkulacije.....	116
9.3	Industrijski scenario.....	117
9.3.1	Potražnja za gasom	118
9.3.2	Parametri sistema za prenos.....	118
9.3.3	Ekonomске i tarifne kalkulacije.....	122
9.4	Isključivo industrijski scenario.....	124
9.4.1	Potražnja za gasom	124
9.4.2	Parametri sistema za transport	124
9.4.3	Ekonomске i tarifne kalkulacije.....	124
9.5	Napomene u vezi sa procenjenim scenarijom gasifikacije	125
10	OPCIJE FINANSIRANJA	127
11	ALTERNATIVNI SCENARIJI GASIFIKACIJE – SNABDEVANJE UPG/KPG	129
11.1	Virtuelni cevovod UPG	129
11.1.1	Metodologija optimizacije snabdevanja UPG	129
11.1.2	UPG izvor.....	130
11.1.3	Snabdevanje Prištine	130
11.1.3.1	Snabdevanje krio kontejner cisternama	130
11.1.3.2	Snabdevanje kamionima cisternama	131
11.1.4	Snabdevanje Šarcema	132



11.1.5	Snabdevanje Feronikla	132
11.2	Virtuelni cevovod KPG.....	133
11.2.1	KPG izvor	133
11.2.2	Metodologija optimizacije snabdevanja KPG	134
11.2.3	Snabdevanje Prizrena	134
11.2.4	Snabdevanje Peći	135
11.2.5	Snabdevanje Đakovice	136
11.3	Finansijska procena.....	136
11.4	Snabdevanje UPG-a	136
11.4.1	Drumski saobraćaj	137
11.4.1.1	Priština	137
11.4.1.2	Šarcem (Đeneral Janković).....	138
11.4.1.3	Feronikl (Glogovac).....	139
11.4.2	Železnički transport.....	140
11.4.3	Zaključci o snabdevanju UPG-om	141
11.5	Snabdevanje KPG-om	141
11.5.1.1	Prizren	142
11.5.1.2	Peć	143
11.5.1.3	Đakovica.....	144
11.5.2	Zaključci o snabdevanju KPG-om.....	144
12	POREĐENJE SA SITUACIJOM „BEZ PROJEKTA“	145
13	BIBLIOGRAFIJA	146

ANNEX 1: BLOK DIJAGRAMI TOKA I HIDRAULIČKI PRORAČUNSKI MODELI PO SCENARIJU

ANNEX 2: MAPE

ANNEX 3: PRIVREMENE DISTRIBUTIVNE MREŽE

ANNEX 4: ZAHTEVI U POGLEDU BEZBEDNOSTI

ANNEX 5: POLAGANJE CEVOVODA, ZAHTEVI ZA IZGRADNJU I METODE IZGRADNJE

ANNEX 6: GEOLOŠKA, HIDROGEOLOŠKA I GEOTEHNIČKA PROCENA

SPIŠAK SLIKA

Slika 1 – Geografska distribucija potencijalne potražnje za gasom	16
Slika 2 – Procena ukupnih distributivnih tarifa	17
Slika 3 – Kosovski sistem za transport gasa Scenario gasifikacije većeg obima sa prosečnim tarifama	18
Slika 4 – Kosovski sistem za transport gasa Scenario gasifikacije manjeg obima sa prosečnim tarifama	20
Slika 5 – Industrijski scenario sistema prenosa gasa na Kosovu bez priključaka za Glogovac i Srbicu	22
Slika 6 – Stopa rasta BDP-a od 2015. do 2020. godine	25
Slika 7 – Prosečna godišnja stopa inflacije od 2015. do 2020. godine	26
Slika 8 – Stopa nezaposlenosti od 2015. do 2020. godine	27
Slika 9 – Javni dug u % BDP od 2015. do 2020. godine	28
Slika 10 – Trgovinski bilans od 2015. do 2020. godine	28
Slika 11 – Projekcija strukture BDP-a	33
Slika 12 – Projekcije broja stanovništva Kosova 2017-2061	33
Slika 13 – Predviđena potrošnja toplotne energije na Kosovu	35
Slika 14 – Geografska distribucija potencijalne potražnje za gasom	36
Slika 15 – Instalirani kapaciteti prema tehnologiji na Kosovu za period 2040-2060	37
Slika 16 – Proizvodnja električne energije prema tehnologiji na Kosovu za period 2040-2060	38
Slika 17 – Šema postrojenja za nivelisanje propan-vazduh	41
Slika 18 – Potencijalni putevi snabdevanja prirodnim gasom	43
Slika 19 – koridor ALKOGAP	44
Slika 20 – trasa gasne interkonekcije Severna Makedonija-Kosovo	46
Slika 21 – Postojeća i planirana gasna infrastruktura	47
Slika 22 – Ruta TANAP	48
Slika 23 – Trasa gasovoda Turski tok	48
Slika 24 – UPG infrastruktura	49
Slika 25 – Trgovinski tokovi prirodnog gasa, prekogranični kapaciteti, domaća potrošnja i proizvodnja u regionu 2021. godine (mcm)	50
Slika 26 – Proizvodnja prirodnog gasa i učešće u potrošnji u regionu JIE	51
Slika 27 – Kratkoročne prognoze cena prirodnog gasa	53
Slika 28 – Dugoročne prognoze cena prirodnog gasa	54
Slika 29 – Poređenje veleprodajnih cena prirodnog gasa u trećem kvartalu 2021. godine	55
Slika 30 – Istorijske cene električne energije za industrijske potrošače na Kosovu u poređenju sa cenama prirodnog gasa za industrijske potrošače u JIE	56
Slika 31 – Istorijske cene električne energije za domaćinstva i komercijalne potrošače na Kosovu u poređenju sa cenama prirodnog gasa za domaćinstva u JIE	57
Slika 32 – Preliminarno rešenje planiranih kosovskih gasovoda	71
Slika 33 – Tolerancija na vodonik komponenti gasne infrastrukture	82
Slika 34 – Apsolutno učešće potrošnje gasa u elektroenergetskom i vanenergetskom sektoru	93
Slika 35 – Relativno učešće potrošnje gasa u elektroenergetskom i vanenergetskom sektoru	94
Slika 36 – Kumulativna potražnja za gasom po opštinama tokom trajanja projekta (GWh)	94
Slika 37 – Procena distributivnih tarifa	96
Slika 38 – Struktura ulaganja u distributivnu mrežu	98
Slika 39 – Procena ukupnih distributivnih tarifa	99
Slika 40 – Procena ukupnih distributivnih tarifa	100
Slika 41 – Distributivna područja sa konkurentnim tarifama za distribuciju gasa	101
Slika 42 – Izvodljiva potražnja za gasom	102



Slika 43 – Kumulativne količine gasa koje se koriste za izračunavanje prosečnih tarifa za prenos tokom životnog veka projekta	102
Slika 44 – Odabrani troškovi evropske gasne mreže za potrošače iz kategorije domaćinstava	105
Slika 45 – Odabrani troškovi evropske gasne mreže za potrošače iz kategorije nedomaćinstava	106
Slika 46 – Troškovi gasne mreže za područja potrošnje AKO se gradi samo SKOPRI	106
Slika 47 – Troškovi gasne mreže za odabrana područja potrošnje ukoliko se grade SKOPRI i Prsten	107
Slika 48 – Geografska distribucija troškova gasne mreže za odabrana područja potrošnje ukoliko se grade SKOPRI i Prsten	108
Slika 49 – Potreba za gasom u velikom scenariju gasifikacije	109
Slika 50 – Potražnja za gasom u scenariju gasifikacije manjeg obima	114
Slika 51 – Troškovi gasne mreže za odabrana područja potrošnje u scenariju male gasifikacije	116
Slika 52 – Geografska distribucija troškova gasne mreže za odabrana područja potrošnje za scenario male gasifikacije	117
Slika 53 – Potražnja za gasom u industrijskom scenariju	118
Slika 54 – Kosovski sistem prenosa za alternativni scenario gasifikacije, industrijski	122
Slika 55 – Pretpostavljena potražnja za gasom za alternativni scenario gasifikacije, industrijski	123
Slika 56 – Potražnja za gasom u isključivo industrijskom scenariju	124
Slika 57 – Pretpostavljena potražnja za gasom za alternativni scenario gasifikacije, industrijski	124
Slika 58 – Lanac snabdevanja gasom sa UPG kao izvorom	129
Slika 59 – Trasa snabdevanja UPG-om do Prištine	130
Slika 60 – Sistem snabdevanja UPG za Prištinu drumskim putem	131
Slika 61 – Sistem snabdevanja UPG za Prištinu železnicom	131
Slika 62 – Sistem snabdevanja UPG za Šarcem drumskim putem	132
Slika 63 – Sistem snabdevanja UPG-om za Feronikl drumskim putem	133
Slika 64 – Lanac snabdevanja gasom sa KPG kao izvorom	133
Slika 65 – Put snabdevanja KPG-om iz Prištine	134
Slika 66 – Sistem snabdevanja KPG-om za Prizren	135
Slika 67 – Sistem snabdevanja KPG-om za Peć	135
Slika 68 – Sistem snabdevanja KPG-om za Đakovicu	136
Slika 69 – Struktura investicionih troškova u UPG infrastrukturu u Prištini	137
Slika 70 – Struktura dozvoljenog prihoda od UPG za Prištinu	138
Slika 71 – Struktura investicionih troškova u Šarcem	138
Slika 72 – Struktura dozvoljenog prihoda od UPG Šarcem	139
Slika 73 – Struktura investicionih troškova	139
Slika 74 – Struktura dozvoljenog prihoda od UPG za Feronikl	140
Slika 75 – Struktura investicionih troškova u železnički transport UPG-a za Prištinu	140
Slika 76 – Struktura dozvoljenog prihoda za snabdevanje Prištine UPG-om železnicom	141
Slika 77 – Struktura investicionih troškova	142
Slika 78 – Struktura dozvoljenog prihoda od KPG za Prizren	143
Slika 79 – Struktura investicionih troškova	143
Slika 80 – Struktura dozvoljenog prihoda od UPG za Peć	143
Slika 81 – Struktura investicionih troškova	144
Slika 82 – Struktura dozvoljenog prihoda za KPG za Đakovicu	144
Slika 83 – Osnovni blok dijagram toka	147
Slika 84 – Hidraulički model za preliminarni scenario gasifikacije	149
Slika 85 – Blok dijagram toka za scenario gasifikacije većeg obima	150
Slika 86 – Hidraulički model za scenario gasifikacije većeg obima	151
Slika 87 – Blok dijagram toka za scenario gasifikacije manjeg obima	152



Slika 88 – Hidraulički model za scenario gasifikacije manjeg obima	153
Slika 89 – blok dijagram toka za industrijski scenario gasifikacije manjeg obima	154
Slika 90 – Hidraulični model za industrijski scenario gasifikacije	155
Slika 91 – Distributivne mreže za Prištinu, Kosovo Polje i Obilić	157
Slika 92 – Distributivna mreža za Prizren	158
Slika 93 – Distributivna mreža za Uroševac	158
Slika 94 – Distributivna mreža za Peć	159
Slika 95 – Distributivna mreža za Đakovicu	159
Slika 96 – Distributivna mreža za Gnjilane	160
Slika 97 – Distributivna mreža za Podujevo	160
Slika 98 – Distributivne mreže za Kosovsku Mitrovicu i Severnu Kosovsku Mitrovicu	161
Slika 99 – Distributivna mreža za Vučitrn	161
Slika 100 – Distributivna mreža za Suva Reka	162
Slika 101 – Distributivna mreža za Glogovac	162
Slika 102 – Distributivne mreže za Lipljan (levo) i Orahovac (desno)	163
Slika 103 – Distributivna mreža za Mališevo	163
Slika 104 – Distributivna mreža za Srbicu	164
Slika 105 – Distributivna mreža za Vitinu	164
Slika 106 – Distributivna mreža za Dečane	165
Slika 107 – Distributivna mreža za Klinu	165
Slika 108 – Distributivna mreža za Kamenicu	166
Slika 109 – Distributivna mreža za Istok	166
Slika 110 – Distributivna mreža za Dragaš	167
Slika 111 – Distributivna mreža za Kačanik	167
Slika 112 – Distributivna mreža za Štimlje	168
Slika 113 – Distributivne mreže za Đeneral Janković (levo) i Mamušë (desno)	168
Slika 114 – Područja uticaja gasovoda	170
Slika 115 – Rov i radni pojas	171
Slika 116 – Sinoptička geografska karta za deonicu: Priština 1 – Glogovac (Drenas)	183
Slika 117 – Sinoptička geološka karta, Uroševac i Orahovac, deonica: Priština 1 – Glogovac (Drenas)	183
Slika 118 – Sinoptička geografska karta za deonicu: Glogovac (Feronikl)- Srbica	184
Slika 119 – Sinoptička geološka karta, strane Orahovac i Mitrovica deonica: Glogovac (Feronikl)- Srbica	184
Slika 120 – Sinoptička geografska karta za deonicu: Uroševac - Suva Reka	186
Slika 121 – Sinoptička geološka karta, Uroševac i Orahovac, deonica: Uroševac - Suva Reka	186
Slika 122 – Sinoptička geografska karta za deonicu: Suva Reka - Prizren	187
Slika 123 – Sinoptička geološka karta, strane Orahovac i Prizren, deonica: Suva Reka - Prizren	187
Slika 124 – Sinoptička geografska karta za deonicu: Prizren – Velika Kruša	188
Slika 125 – Sinoptička geografska karta, deonica: Prizren – Velika Kruša	188
Slika 126 – Sinoptička geografska karta za deonicu: Velika Kruša- Đakovica	189
Slika 127 – Sinoptička geografska karta, deonica: Velika Kruša- Đakovica	189
Slika 128 – Sinoptička geografska karta za deonicu: Đakovica - Dečani	190
Slika 129 – Sinoptička geografska karta, deonica: Đakovica - Dečani	190
Slika 130 – Sinoptička geografska karta za deonicu: Dečani - Peć	191
Slika 131 – Sinoptička geografska karta, deonica: Dečani - Peć	191
Slika 132 – Sinoptička geografska karta za deonicu: Peć - Istok	192
Slika 133 – Sinoptička geografska karta, deonica: Peć - Istok	193
Slika 134 – Sinoptička geografska karta za deonicu: Istok - Srbica	194
Slika 135 – Sinoptička geografska karta, deonica: Istok - Srbica	194

SPISAK TABELA

Tabela 1 – Razlike između razmotrenih scenarija	23
Tabela 2 – Makroekonomski pokazatelji za 2019. i 2020. godinu	29
Tabela 3 – projekcije BDP-a.....	32
Tabela 4 – Projekcije stanovništva, veličine i broja domaćinstava	34
Tabela 5 – Predviđena potrošnja toplote na Kosovu predstavljena kao potencijalna potrošnja prirodnog gasa	35
Tabela 6 – Potreba za električnom energijom na Kosovu za period 2040-2060.	37
Tabela 7 – Proizvodnja električne energije iz KKE jedinica [GWh]	38
Tabela 8 – Potreba za gasom za proizvodnju električne energije [mcm]	38
Tabela 9 – Potencijalni kapacitet prenosa gasa s obzirom na prognoziranu potrošnju gasa na Kosovu	40
Tabela 10 – Dugoročne prognoze cena prirodnog gasa	54
Tabela 11 – Deonice gasne interkonekcije MKD-KOS	72
Tabela 12 – Deonice gasovoda Uroševac – Prizren	74
Tabela 13 – Deonice gasovoda Prizren – Đakovica	75
Tabela 14 – Deonice gasovoda Đakovica – Peć	76
Tabela 15 – Gasovod Peć – Istok	77
Tabela 16 – Gasovod Istok-Srbica	77
Tabela 17 – Gasovod Priština 1 – Glogovac	78
Tabela 18 – Gasovod Glogovac -Srbica	78
Tabela 19 – Sastav prirodnog gasa	86
Tabela 20 – Podaci vezani za cevovod	86
Tabela 21 – Preliminarni CAPEKS za sve inicijalno razvijene prenosne cevovode	88
Tabela 22 – CAPEX za sve prvobitno izgrađene distributivne mreže	92
Tabela 23 – Ukupni troškovi razvoja distributivne mreže	97
Tabela 24 – Prosečne tarife u odabranim evropskim zemljama	103
Tabela 25 – Poređenje investicionih troškova i kumulativne potražnje gasa za gasovod SKOPRI i Prsten	104
Tabela 26 – Ukupne prosečne tarife za prenos gasa za fazni razvoj kosovskog gasovoda	104
Tabela 27 – Rezultati hidrauličkih proračuna i CAPEX za gasovode za transport projektovani za scenario gasifikacije većeg obima	110
Tabela 28 – Analiza usklađenosti implementacije GDP-a sa ciljevima zaštite životne sredine	112
Tabela 29 – Rezultati hidrauličnih proračuna i CAPEX za gasovode za transport razvijene u scenariju gasifikacije manjeg obima	115
Tabela 30 – Ukupni troškovi razvoja distributivne mreže za scenario gasifikacije manjeg obima	116
Tabela 31 – Poređenje rezultata hidraulične analize scenarija industrijske gasifikacije u kontekstu scenarija gasifikacije manjeg obima	119
Tabela 32 – Rezultati hidrauličnih proračuna i CAPEX za gasovode za prenos razvijene u industrijskom scenariju gasifikacije	120
Tabela 33 – Rezultati hidrauličkih proračuna i CAPEX za cevovode za prenos razvijene u industrijskom scenariju gasifikacije DN500	121
Tabela 34 – Preliminarni CAPEX deonice Obilić – Vučitrn - Mitrovica	121
Tabela 35 – Investicioni troškovi za industrijski scenario gasifikacije (DN500)	123
Tabela 36 – Investicioni troškovi za isključivo industrijski scenario gasifikacije (DN400)	125
Tabela 37 – Poređenje tarifa za UPG	141
Tabela 38 – Poređenje tarifa za UPG	144



Tabela 39 – Rezultati preliminarних hidrauličkih proračuna	148
Tabela 40 – Sigurnosne zone za gasovode	170
Tabela 41 – Gasomeri	181



Spisak skraćenica

ACER	Agencija za saradnju regulatora u oblasti energetike
ALB	Albanija
ALKOGAP	Gasovod Albanija-Kosovo
API	Inspekcija gasovoda Amerike
ASME	Američko društvo mašinskih inženjera
ASTM	Američko društvo za testiranje i materijale
mnm	nadmorska visina
BAT	Najbolje dostupne tehnike
bcm	bcm
BG	Bugarska
BS	Blokadna stanica
CAPEX	Kapitalni izdaci
KKE	Kombinovani ciklus parne i gasne turbine (elektrana)
CEER	Savet evropskih energetske regulatora
CHP	Kombinovana termoelektrana
KPG	Komprimovani prirodni gas
COP	Koeficijent korisnosti
CPI	Indeks potrošačkih cena
CTMS	Merna stanica kontrolisanog prenosa
DC	Dispečerski centar
DCVG	Gradijent napona jednosmerne struje
DH	Daljinsko grejanje
ODS	Operator distributivnog sistema
EBRD	Evropska banka za obnovu i razvoj
EK	Evropska komisija
ECRB	Regulatorni odbor Energetske zajednice
ECS	Sekretarijat Energetske zajednice
ECT	Ugovor o energetske zajednici
EEA	Evropski ekonomski prostor
EIB	Evropska investiciona banka
ELBC	Elektronska kontrola prekida voda
EnC	Energetska zajednica
ENTSO-E	Evropska mrežu operatora prenosnih sistema električne energije
ENTSO-G	Evropska mreža operatora prenosnog sistema za gas
ERO	Regulatorna kancelarija za energetiku
ES	Energetska strategija
ESIA	Procena uticaja na životnu sredinu i socijalna pitanja
EU	Evropska unija
EUO	Kancelarija Evropske unije
FS	Studija izvodljivosti
BDP	Bruto domaći proizvod
GDP	Plan razvoja gasnog transportnog sistema
GHG	Gasovi sa efektom staklene bašte
GWh	Gigavat-sat



H ₂	Vodonik
HICP	Harmonizovani indeks potrošačkih cena
HP	Visoki pritisak
IAP	Jonsko-jadranski gasovod
IEA	Međunarodna agencija za energetiku
IP	Tačka preseka
IPA	Instrument za pretpristupnu pomoć
IPF	Podrška za infrastrukturne projekte
IRENA	Međunarodna agencija za obnovljivu energiju
ISO	Nezavisni operator sistema
ITO	Nezavisni operator prenosa
KAS	Agencija za statistiku Kosova
KBRA	Kosovska agencija za privredne registre
KCC	Kosovska komisija za konkurenciju
KEPA	Kosovska agencija za zaštitu životne sredine
KIESA	Kosovska agencija za ulaganja i podršku privrednim subjektima
KOS	Kosovo
KOSTT	Operator prenosnog sistema na Kosovu
LDAR	Otkrivanje curenja i popravka
LHV	Donja toplotna vrednost
UPG	Utečeni prirodni gas
LP/NP	Nizak pritisak
MAED	Model za analizu tražnje za energijom
MCC	Millennium Challenge Corporation
MESPI	Ministarstvo životne sredine, prostornog planiranja i infrastrukture
mcm	miliona kubnih metara
MJ	Megadžul
MKD	Severna Makedonija
MOU	Memorandum o razumevanju
MP	Srednji pritisak
MRS	Merno-regulaciona stanica
MS	Zemlje članice
MW	Megavat
MWh	Megavat-sat
NDS	Nacionalna strategija razvoja
NECP	Nacionalni energetske i klimatski plan
NER	Nacionalni energetske resursi
PG	Prirodni gas
NGV	Vozila na prirodni gas
NIPAK	Nacionalni IPA koordinator
NRA	Nacionalni regulatorni organ
NDT	Ispitivanje bez razaranja materijala
OPEX	troškovi poslovanja
OS	stanica za odorizaciju
P&ID	Šema procesa i instrumentacije
PJ	Petadžul
PPP	Javno-privatno partnerstvo



PRMS	Merno-redukcijska stanica
PTS	Stanica za hvatanje inteligentnog čistača (smart pig)
PSV	Punto di Scambio Virtuale (Virtuelna tačka razmene)
REKK	Regionalni centar za istraživanje energetske politike
REMIT	Uredba EU o integritetu i transparentnosti veleprodajnog energetskog
SAA	Sporazum o stabilizaciji i pridruživanju
SAC	Komisija za državnu pomoć
SAD	Odeljenje za državnu pomoć
SCADA	Sistem za nadzor, kontrolu i prikupljanje podataka
SEA	Strateška procena uticaja na životnu sredinu
JIE	Jugoistočna Evropa
SKOPRI	Gasna interkonekcija Severna Makedonija-Kosovo (Skoplje-Priština)
TA	Tehnička pomoć
TANAP	Transanadolijski gasovod
TAP	Transjadranski gasovod
TEP	Treći energetska paket
PZ	Projektni zadatak
TPP	Termoelektrana
OPS	Operator prenosnog sistema
TWh	Teravat-sat
TYNDP	Desetogodišnji plan razvoja mreže
UNFCCC	Okvirna konvencija Ujedinjenih nacija o klimatskim promenama
US	Sjedinjene Države
PDV	Porez na dodatu vrednost
VOC	Isparljivo organsko jedinjenje
WBIF	Investicioni okvir za Zapadni Balkan

1 SAŽETAK I PREDGOVOR

Ovaj izveštaj rezimira rad Konsultanta u proceni opcija za plan razvoja gasnog transportnog sistema Kosova. Period rada na ovom zadatku je ujedno period značajnih neizvesnosti i poremećaja na evropskom energetsom tržištu izazvanim pandemijom COVID-19, sukobom u Ukrajini i opštim evropskim ciljevima transformacije i dekarbonizacije energetskog sektora. Sve to uzrokuje značajne promene u cenama energenata i materijala, što značajno utiče na ekonomske analize u okviru ovog zadatka.

Energetska strategija Kosova, koja je trenutno u izradi, razmatra nekoliko scenarija, a jedan od njih je i korišćenje prirodnog gasa.

Gas se na Kosovu smatra tranzicionim gorivom u dekarbonizaciji kosovske privrede. Razmatra se takva gasna infrastruktura da može da transportuje i vodonik, u slučaju da budući razvoj omogući njegovu široku upotrebu.

Gas bi se na Kosovo isporučivao preko priključnog gasovoda SKOPRI Skoplje i Priština. Gas bi se, zatim, mogao dobavljati iz Bugarske, preko postojećeg gasovoda od Zdihilova do Skoplja, ili iz Grčke preko gasovoda Nea Mesimvrija-Negotino čija je izgradnja trenutno u pripremi. Na kraju, izvori prirodnog gasa za Kosovo mogu biti gas iz Rusije, grčki UPG, TAP ili hrvatski UPG (preko IAP).

Korišćenje prirodnog gasa na Kosovu se očekuje u stambenom, uslužnom, industrijskom i proizvodnom sektoru. Gas je potencijalno konkurentan u svim razmatranim sektorima. Potencijalna potražnja za gasom je razvijena na osnovu modeliranja brojnih parametara uključujući BDP, stanovništvo, energetska efikasnost i druge parametre. Potražnja proizvodnje električne energije iz gasa procenjena je na osnovu ulaznih podataka Korisnika do 2040. godine i dalje modelirana od strane Konsultanta do 2060. godine.

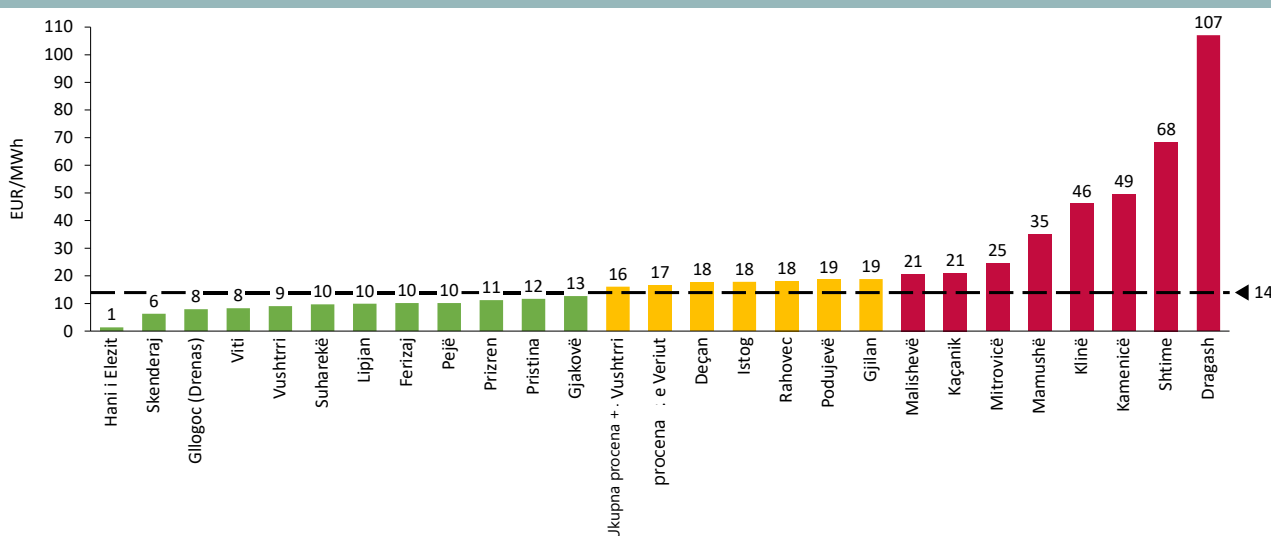
Procenjena potencijalna godišnja potražnja za gasom je geografski distribuirana na način prikazan na **Slika 1** (za naselja sa preko 20.000 stanovnika). Obim kruga ukazuje na potencijalnu potražnju za gasom (ne računajući potražnju proizvodnje električne energije iz gasa). Prilikom procene vršnih časovnih potreba za gasom za dimenzionisanje prenosnog sistema, u obzir su uzeti očekivani obrasci korišćenja gasa.

SLIKA 1 – GEOGRAFSKA DISTRIBUCIJA POTENCIJALNE POTRAŽNJE ZA GASOM



Za ova naselja razvijene su privremene distributivne mreže. Ovo je omogućilo preliminarnu procenu distributivnih tarifa za potrošače gasa u svakom naselju u skladu sa opisanim na **Slika 2**.

SLIKA 2 – PROCENA UKUPNIH DISTRIBUTIVNIH TARIFA



Za dalju analizu su odabrana samo naselja sa prihvatljivim nivoom troškova distribucije (zeleno i žuto). Imati na umu da su dozvoljena naselja sa troškovima distribucije nešto iznad privremeno procenjene prihvatljive tarife od 14 €/MWh zbog mogućnosti primene jedinstvene prosečne tarife za distribuciju za sve potrošače na Kosovu.

Na osnovu geografske distribucije potražnje odabranih naselja, trasiran je prenosni sistem i izvršeni su preliminarni hidraulički proračuni. Rezultat navedenog je predložena izgradnja SKOPRI-a, gasnog prstena i nekoliko prenosnih grana, što predstavlja **Scenario gasifikacije većeg obima**. To bi omogućilo gasifikaciju sledećih distributivnih područja: Đeneral Janković, Srbica, (Glogovac, Vitina, Vučitrn, Severna Kosovska Mitrovica, Suva Reka, Lipljan, Uroševac, Peć, Prizren, Priština, Đakovica, Dečani, Istok, Orahovac, Podujevo i Gnjilane. Ovaj scenario za rezultat ima vršnu potražnju gasa po času od 226 000 m³/h, dok se vršna godišnja potražnja za gasom od 655 mcm dostiže 2040. godine. Dobijena potražnja za gasom je korišćena da se ponovi model prenosnog sistema i dobiju revidirani sistemski parametri uključujući CAPEX sistem.

Ukupna dužina sistema prenosa u ovom scenariju je 279,6 km. CAPEX za izgradnju sistema prenosa je procenjen na 165,8 miliona € (sa dimenzijom od DN600 SKOPRI), a 377,5 miliona € za distributivne sisteme, što daje ukupni procenjeni CAPEX od 543,3 miliona €. Treba imati na umu da distributivni sistem CAPEX sadrži i prenosne grane neophodne za povezivanje distributivnih područja na glavni sistem za prenos (Prsten ili SKOPRI). Distributivne oblasti sa postojećim ili planiranim mrežama daljinskog grejanja mogle bi da koriste prirodni gas u toplanama, čime bi se izbegli troškovi distributivne gasne mreže.

Tarifa sistema prenosa je nešto ispod 4/MWh, dok tarifa za distribuciju varira od naselja do naselja u rasponu od 1 do 19/MWh. Prosečna tarifa za distribuciju gasa za sve distributivne potrošače je 11,5/MWh, što daje ukupne troškove gasne mreže za potrošače na Kosovu od 15,4/MWh. **Slika 3** odgovarajućeg sistema prenosa gasa sa prosečnim tarifama tokom životnog veka projekta data je u nastavku.

SLIKA 3 – KOSOVSKI SISTEM ZA TRANSPORT GASA SCENARIO GASIFIKACIJE VEĆEG OBIMA SA PROSEČNIM TARIFAMA



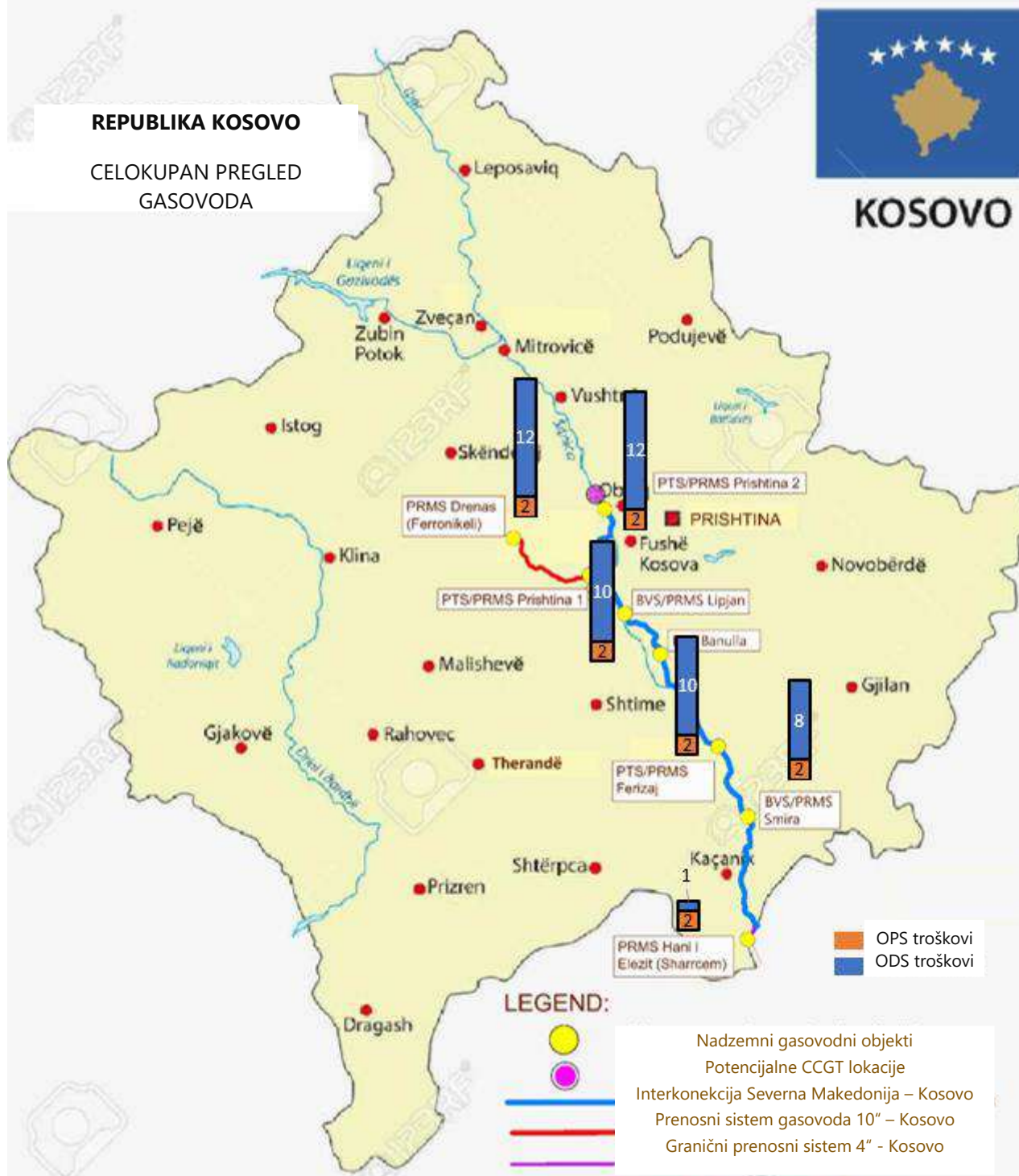
Konsultant je razmotrio i **Scenario gasifikacije manjeg obima** koji obuhvata izgradnju SKOPRI-ja sa proširenjem do Glogovca. To bi omogućilo gasifikaciju distributivnih područja duž trase SKOPRI: Đeneral Janković, Vitina, Uroševac, Lipljan, Priština i Glogovac. Ovaj scenario za rezultat ima vršnu potražnju gasa po času od 157 000 m³/h (koja se dostiže 2045.), dok se vršna godišnja potražnja za gasom od 458 mcm dostiže 2036. godine. Ponovo, dobijena potražnja za gasom je korišćena da se ponovi model prenosnog sistema i dobiju revidirani sistemski parametri uključujući CAPEX sistem.



Ukupna dužina sistema prenosa u ovom scenariju je 90,2 km. CAPEX za izgradnju sistema prenosa je procenjen na 69,9 miliona € (sa dimenzijom od DN500 SKOPRI), a 130,8 miliona € za distributivne sisteme, što daje ukupni procenjeni CAPEX od 200,7 miliona €. Na sličan način kao ranije, distributivne oblasti sa postojećim ili planiranim mrežama daljinskog grejanja mogle bi da koriste prirodni gas u toplanama, čime bi se izbegli troškovi distributivne gasne mreže.

Tarifa sistema prenosa je nešto ispod 2,3 €/MWh, dok tarifa za distribuciju varira od naselja do naselja u rasponu od 1 do 12 €/MWh. Prosečna tarifa za distribuciju gasa za sve distributivne potrošače je 9 €/MWh, što daje ukupne troškove gasne mreže za potrošače na Kosovu od 11,3/MWh. **Slika 4** odgovarajućeg sistema prenosa gasa sa prosečnim tarifama tokom životnog veka projekta data je u nastavku.

SLIKA 4 – KOSOVSKI SISTEM ZA TRANSPORT GASA SCENARIO GASIFIKACIJE MANJEG OBIMA SA PROSEČNIM TARIFAMA



U zavisnosti od pritiska na granici MKD-BG, kapacitet gasovoda SKOPRI može biti dovoljan za gasifikaciju dodatnih naselja. Tarifa za prenos se postepeno povećava kako se sistem širi dalje od Glogovaca.

Snabdevanje UPG na Kosovu je uopšteno gledano neizvodljivo u poređenju sa snabdevanjem gasa iz gasovoda. Međutim, ovo može biti opcija za ograničeni broj konkretnih potrošača ukoilo nije izgrađen sistem prenosa.

Prosečni konkretni troškovi UPG-a procenjeni su između 5 i 6 €/MWh. Najbliži UPG terminal odakle bi se UPG mogao kamionima ili železnicom transportovati na Kosovo trenutno se gradi u Aleksandropolisu.

KPG bi se mogao da se razmatra kao opcija za snabdevanje gasom ograničenog broja specifičnih potrošača u slučaju izgradnje SKOPRI-a, ali bez sistema za transport gasa na Kosovu Prsten). Prirodni gas bi se komprimovao u Prištini i transportovao do potrošača širom Kosova. Prosečni konkretni troškovi transporta KPG (od Prištine širom Kosova) iznose od 19 do 21 €/MWh.

Na osnovu gore navedenih nalaza, snabdevanje Kosova gasom može se vršiti po prihvatljivim infrastrukturnim troškovima. Nivo prihvatljivih troškova će odrediti domet gasifikacije. SKOPRI je okosnica budućeg kosovskog gasnog sistema. Između ostalog, snabdevao bi KKE koja je predviđena u Prištini. Ta KKE, kao glavni potrošač, takođe je ključni doprinos izvodljivosti SKOPRI-ja.

Imajući u vidu ciljeve dekarbonizacije do 2060. godine, izvodljivost ukupnog razvoja gasnog sistema je opterećena očekivanim padom potražnje za gasom nakon 2045. godine i ukupnim ograničenim vremenom za povraćaj investicija. Moguće je da će gasovod biti u upotrebi posle 2060. godine za transport vodonika i da će vodonik kao energent moći da izdrži veće tarife prenosa. Primenjujući konzervativni pristup, ništa od toga nije uzeto u obzir u ovoj analizi.

U planiranju daljih koraka, ključna odluka je da li nastaviti sa SKOPRI kao DN500 ili DN600. Ako se pritisak prirodnog gasa na granici BG-MKD podigne na 54 bara, DN500 SKOPRI bi mogao Prištini da isporuči 186 000 m³/h (na 30 bara neophodnih za rad KKE). Pod istim pretpostavkama, a prema hidrauličnom modelu gasifikacije većeg obima, DN600 SKOPRI bi mogao da snabdeva Prištinu sa 260 000 m³/h. Dodavanje kompresora na početku SKOPRI-ja moglo bi značajno povećati ove vrednosti. Imajte na umu da je DN500 SKOPRI CAPEX (KOS deo) procenjen na 61,5 miliona €, dok je DN600 SKOPRI CAPEX (opet samo deo KOS) procenjen na 72 miliona €. **U slučaju da Kosovo predviđa scenario gasifikacije većeg obima, onda je DN600 SKOPRI prikladniji. Ako Kosovo planira da počne sa ograničenom gasifikacijom (manjeg obima), DN500 bi mogao biti razumniji pristup.**

Korisnik je predložio sledeće dodatne scenarije: "industrijski" i "isključivo industrijski". Industrijski scenario podrazumeva da nema razvoja distributivnih mreža i povećanog razvoja u industrijskom sektoru Kosova. Shodno tome, potražnja za gasom u ovom scenariju ne obuhvata domaćinstva i usluge u pogledu potražnje za gasom i povećava procenjenu potražnju za gasom za 30%. "Isključivo industrijski" scenario predstavlja dalju modifikaciju uzimajući u obzir samo potražnju za gasom za sektor industrije (povećano za 30% u scenarijima gasifikacije manjeg i većeg obima), bez potražnje za gasom za proizvodnju električne energije. Oba ova dodatna scenarija su razmotrena uz nacрте sistema prenosa kao i u scenariju gasifikacije manjeg obima i, na drugi način, ne obuhvatajući krak ka Glogovcu. U slučaju da Glogovac i Srbica nisu priključeni, Vučitrn i Mitrovica će biti priključeni preko Obilića. Plan ovog sistema prenosa je dat na **Slika 5**.

Ovaj scenario za rezultat ima vršnu potražnju gasa po času od 134 000 m³/h, dok se vršna godišnja potražnja za gasom od 449 mcm dostiže 2036. godine. Ukupna dužina sistema prenosa u ovom scenariju je 134,3 km, ili 105,8km bez priključaka za Glogovac i Srbicu. CAPEX za izgradnju sistema prenosa je procenjen na 87,9 miliona € ili 73,2 miliona € ne obuhvatajući krak za Glogovac i Srbicu. Tarifa za sistem prenosa je 2,1 €/MWh, nije predviđena distribucija, a stoga je celokupan CAPEX njome obuhvaćen. Napominjemo da je u scenarijima gasifikacije manjeg i većeg obima nekoliko priključnih krakova bilo obuhvaćeno CAPEX-om za distribuciju.

Isključivo industrijski scenario za rezultat ima vršnu potražnju za gasom po času od 43 000 m³/h, dok se vršna godišnja potražnja za gasom od 213 mcm dostiže 2051. godine. Ukupna dužina sistema prenosa je identična kao u slučaju industrijskog scenarija. Ovaj scenario omogućava smanjenje prečnika gasovoda SKOPRI na DN400. Shodno tome CAPEX je smanjen na 78,7 mln €, ili 64 mln €, bez kraka za Glogovac i Srbicu. Tarifa za sistem prenosa iznosi 4.6 €/MWh.

SLIKA 5 – INDUSTRIJSKI SCENARIO SISTEMA PRENOSA GASA NA KOSOVU BEZ PRIKLJUČAKA ZA GLOGOVAC I SRBICU





Tabela 1 rezimira razmotrene scenarije gasifikacije.

TABELA 1 – RAZLIKE IZMEĐU RAZMOTRENIH SCENARIJA

	Scenario gasifikacije većeg obima	Scenario gasifikacije manjeg obima	Industrijski scenario	Isključivo industrijski scenario
Proizvodnja električne energije iz gasa	380 MW KKE	380 MW KKE	380 MW KKE	-
Vršna potražnja gasa po času	226 000 m ³ /h	157 000 m ³ /h	134 000 m ³ /h	43 000 m ³ /h
Vršna potražnja gasa na godišnjem nivou	655 mcm (2040.)	458 mcm (2036.)	449 mcm (2036.)	213 mcm (2051.)
Dužina sistema prenosa	279,6 km	90,2 km	134,3 ili 105,8 km	134,3 ili 105,8 km
SKOPRI dimenzija	DN600	DN500	DN500	DN400
CAPEX sistema prenosa	165,8 mil. €	69,9 mil. €	87,9 ili 73,2 mln €	78,7 ili 64 mln €
CAPEX distributivnih sistema	377,5 mil. €	130,8 mil. €	-	-
Ukupno CAPEX	543,3 mil. €	200,7 mil. €	87,9 ili 73,2 mln €	78,7 ili 64 mln €
Tarifa prenosa	3,9 €/MWh	2,3 €/MWh	2,1 €/MWh ¹	4,6 €/MWh ²
Prosečna tarifa distribucije	11,5 €/MWh	9 €/MWh	-	-

Ministarstvo ekonomije Kosova, Korisnik ove studije, izjavilo je da je « Industrijski scenario » poželjan scenario na kojem će se zasnivati dalji rad.

¹ Tarifa za niži CAPEX – bez priključka za Glogovac

² Tarifa za niži CAPEX – bez priključka za Glogovac

2 UVOD

Ovaj izveštaj je isporučen u okviru zadatka: WB21-KOS-ENE-02 Plan razvoja gasnog transportnog sistema. Ovaj zadatak predstavlja potprojekat u okviru Investicionog okvira za zapadni Balkan – Podrška za infrastrukturne projekte 9 (WBIF-IPF9). Projektni zadatak za ovaj zadatak je završen u aprilu 2021. godine, a rad na ovom zadatku je počeo u oktobru 2021. godine. Ovaj zadatak ima za cilj da pomogne korisniku, Ministarstvu privrede Kosova, u donošenju informisanih odluka u vezi sa razvojem infrastrukture prirodnog gasa i celokupnog uvođenja prirodnog gasa u njegov energetske miks.

Na Kosovu trenutno ne postoji funkcionalna gasna infrastruktura i nema veze sa regionalnom gasnom mrežom (što za rezultat ima nepostojanje tržišta prirodnog gasa). Strateški cilj Vlade Kosova je diverzifikacija izvora snabdevanja energijom kako bi se povećala sigurnost snabdevanja energijom. Razvoj gasne infrastrukture je obuhvaćen Energetskom strategijom Kosova 2017-2026. Prema mišljenju Konsultanta, revizija Energetske strategije, koja je bila u toku u vreme izrade ovog izveštaja, razmatra jedan scenario koji uključuje gasifikaciju.

Kosovo nije potpisnica Pariskog sporazuma. Međutim, Konsultant je razumeo da Kosovo namerava da dekarbonizuje svoju privredu u skladu sa Pariskim sporazumom. Program dekarbonizacije značajno će promeniti energetske sisteme Kosova, koji danas zavise od lignita. Nejasno je da li će Kosovo zauzeti poziciju za dostizanje cilja nulte emisije do 2050³ ili nakon toga, kao što je najavilo nekoliko drugih evropskih zemalja.

Ovaj dokument se bavi potencijalnom ulogom prirodnog gasa u budućem razvoju energetske sistema Kosova i postizanju ciljeva dekarbonizacije.

Ovaj dokument se zasniva na nalazima prethodnih dokumenata pripremljenih u okviru potprojekta: Početni izveštaj, Izveštaj o potražnji gasa, Izveštaj o snabdevanju gasom, Pregled institucija i tržišta i Studija tarifa.

2.1 Obim i ciljevi

Cilj ovog zadatka je bio da se pripremi Plan razvoja gasnog transportnog sistema (GDP) i Analiza regulatornog okvira i pomoći za Kosovo. Pored toga, uporedo sa ovim dokumentom se priprema i sprovodi u skladu sa nacionalnom procedurom Strateška procena uticaja na životnu sredinu. Nakon završetka Plana razvoja gasnog transportnog sistema, Konsultant će pripremiti Plan identifikacije projekta kako bi identifikovao i rangirao portfelj izvodljivih prioritarnih projekata. Dokumenti su razvijeni u skladu sa nacionalnim zakonodavstvom Kosova, ekološkim i socijalnim zakonodavstvom EU, propisima, dobrom međunarodnom praksom i zahtevima EBRD, uključujući one navedene u Politici zaštite životne sredine i socijalnoj politici EBRD za 2019. godinu.

Detaljan obim zadatka je naveden u Projektnom zadatku (ToR).

³Za potrebe ovog zadatka, Konsultant je pretpostavio da će Kosovo dostići nultu emisiju ugljenika do 2060. godine.

3 OPŠTI KONTEKST

3.1 Socioekonomsko okruženje

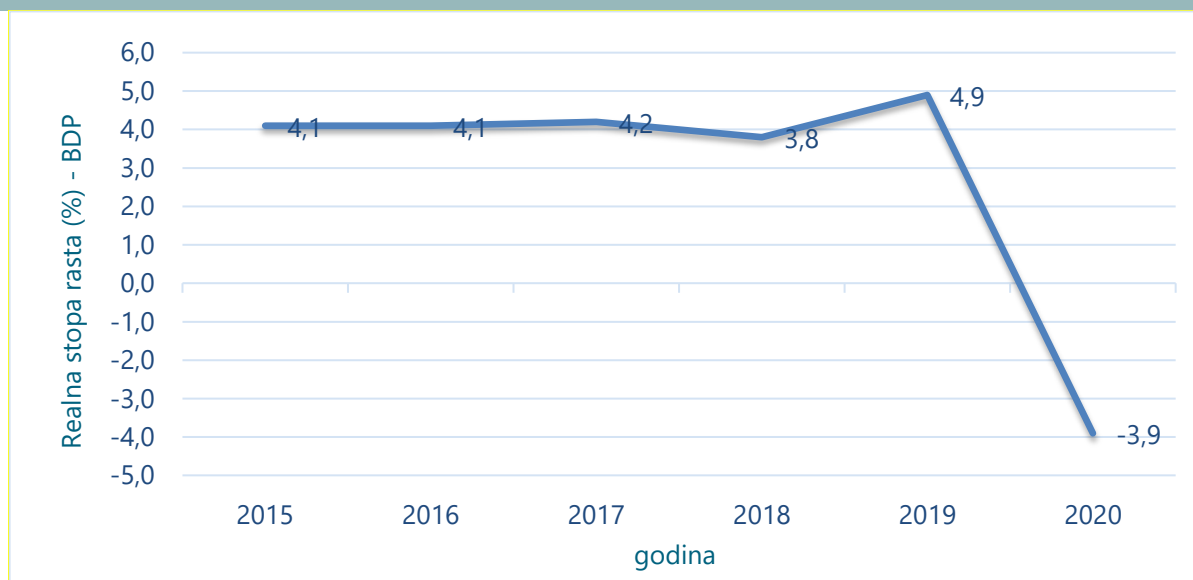
U 2019. godini, ukupna broj stanovnika Kosova je procenjena na 1.782.115 [KAS "Statistički godišnjak Republike Kosovo, 2020.godina"], od kojih 38,1% živi u urbanim sredinama [KAS ("Potrošnja energije u domaćinstvima 2015.")].

U 2019. nominalna vrednost kosovskog BDP-a dostigla je vrednost od 7,1 milijardi evra. To znači da je BDP za 2019. godinu zabeležio rast od oko 4,2 odsto. Struktura kosovskog BDP-a u 2019. godini bila je sledeća: poljoprivreda 8,1 procenat, građevinarstvo 9,0 procenata, 2,2 procenta, rudarstvo 12,3 procenata, usluge 58,6 procenata i energetika 4,2 odsto[1].

Privrednu delatnost u 2020. godini na Kosovu karakterisao je šok bez presedana izazvan pandemijom COVID-19. Mere koje su preduzete za očuvanje javnog zdravlja usled pandemije, uglavnom u kontekstu ograničavanja kretanja i fizičkog distanciranja, odrazile su se na opšti pad privredne aktivnosti. Preduzete restriktivne mere su tako rezultirale prosečnim padom privredne aktivnosti prema podacima Kosovske agencije za statistiku (ASK) i posledično je realni BDP smanjen za 3,9 % ukupno u 2020. u poređenju sa 2019. kao što je prikazano na **Slika 6** ([2],[3]).

Pad stope BDP-a snažno je vođen smanjenjem neto investicija od 18,8 % i neto izvoza za 17,5 %. Prema KAS-u, najveći pad zabeležen je u sektoru transporta i skladištenja (25,5 %), građevinarstva (24,3 %), i sektoru ugostiteljstva (21,8 %). S druge strane, veći rast zabeležen je u sektoru zdravstva i socijalnog rada (16,9 %), prerađivačkoj industriji (11,7 %), informisanju i komunikacijama (10 %), i snabdevanju električnom energijom i gasom (9,4 %). Potrošnja, kao glavna komponenta domaće tražnje, zabeležila je realni rast od 6,7 %, podržan rastom privatne potrošnje od 7,0 % i javne potrošnje od 4,4 %. Doznake, kao važan izvor finansiranja privatne potrošnje, povećane su za 15,1 odsto u odnosu na 2019. godinu[2].

SLIKA 6 – STOPA RASTA BDP-A OD 2015. DO 2020. GODINE

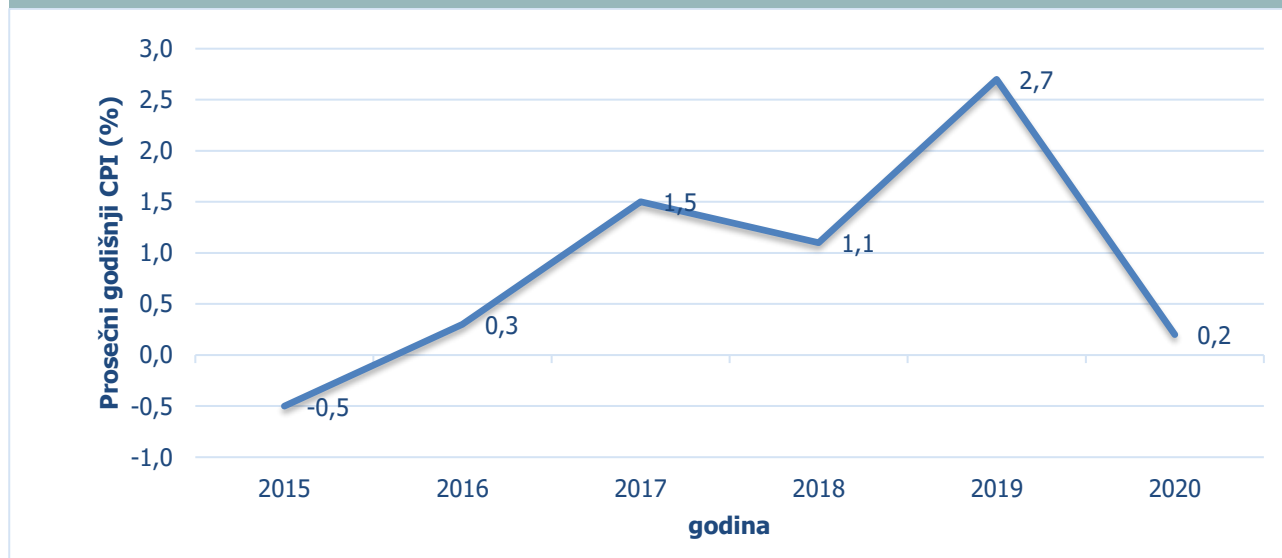


Pad ukupne potražnje i dinamika cena roba na međunarodnim tržištima odrazili su se blagim inflatornim pritiscima na Kosovu. Stopa rasta nivoa cena, merena indeksom potrošačkih cena (CPI)⁴, pokazala je usporavanje u odnosu na 2019. godinu (2,7 %) i iznosila je 0,2 %. Na usporavanje su najviše uticale cene transporta koje su pale za 5,8 %, cene odeće (0,9 %), cene za rekreaciju i kulturu (0,6 %) i cene struje i gasa (0,1

⁴Indeks potrošačkih cena (CPI) je mera agregatnog nivoa cena u ekonomiji. CPI se sastoji od skupa uobičajenih dobara i usluga. CPI meri promene u kupovnoj moći valute neke zemlje i nivo cena korpe roba i usluga.

%). Nadalje, fluktuacija cena na Kosovu je uglavnom određena fluktuacijom cena na međunarodnim tržištima, zbog velike zavisnosti kosovske privrede od uvoza. Indeks uvoznih cena zabeležio je prosečan pad od 1,9 % u 2020. godini uglavnom usled pada cena mineralnih proizvoda (15,9 %), kao i cena tekstilnih proizvoda (13,8 %). Najveći rast cena zabeležen je kod biljnih proizvoda (13,9 %)[2].

SLIKA 7 – PROSEČNA GODIŠNJA STOPA INFLACIJE OD 2015. DO 2020. GODINE

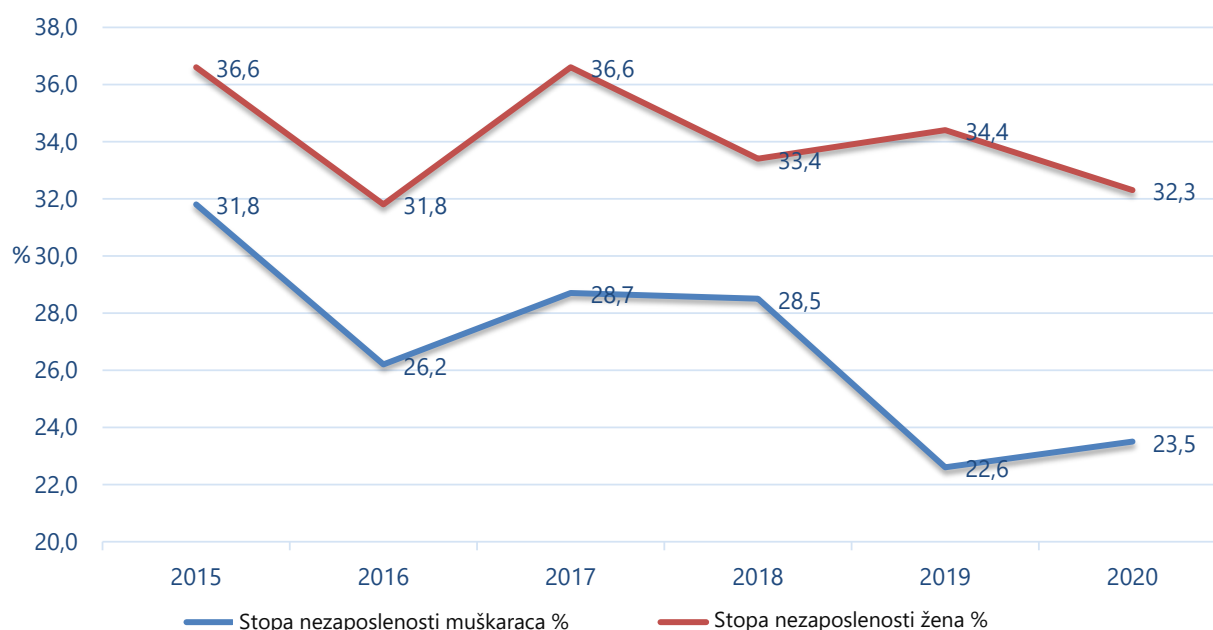


U 2020. godini stopa učešća radne snage na Kosovu bila je 38,3 %, što u poređenju sa 2019. pokazuje smanjenje stope učešća radne snage za 3,2 procentna poena. Prema Anketi o radnoj snazi, prosečna stopa zaposlenosti⁵ iznosila je 28,4 %, što predstavlja pad od 2,3 procentna poena u odnosu na 2019. godinu. Pokazalo se da je stopa zaposlenosti veća među muškarcima u odnosu na žene, gde je zaposleno 42,8 % muškaraca radno sposobnog uzrasta, naspram 14,1 % žena. Prema rezultatima ankete, stopa zaposlenosti kod žena smanjena je za 0,4 procentna poena, dok je kod muškaraca smanjena za 4,1 procentna poena u odnosu na 2019. godinu[2].

Uprkos pandemiji i smanjenju privredne aktivnosti, statistika zvaničnog tržišta rada na Kosovu pokazala je da je prosečna stopa nezaposlenosti u 2020. godini iznosila 25,9%, skoro sličan nivo u poređenju sa istim periodom prethodne godine kada je stopa iznosila 25,57%. Prema KAS-u, tržište rada na Kosovu karakteriše veća stopa nezaposlenosti među ženama (32,3 %), pri čemu starosna grupa mladih žena (starosna grupa od 15 do 24 godine) ima najveću stopu nezaposlenosti (49,1 %), dok je stopa nezaposlenosti među muškarcima bila je značajno niža i iznosila je 23,5 % kao što je prikazano na **Slika 8** ([2],[4]).

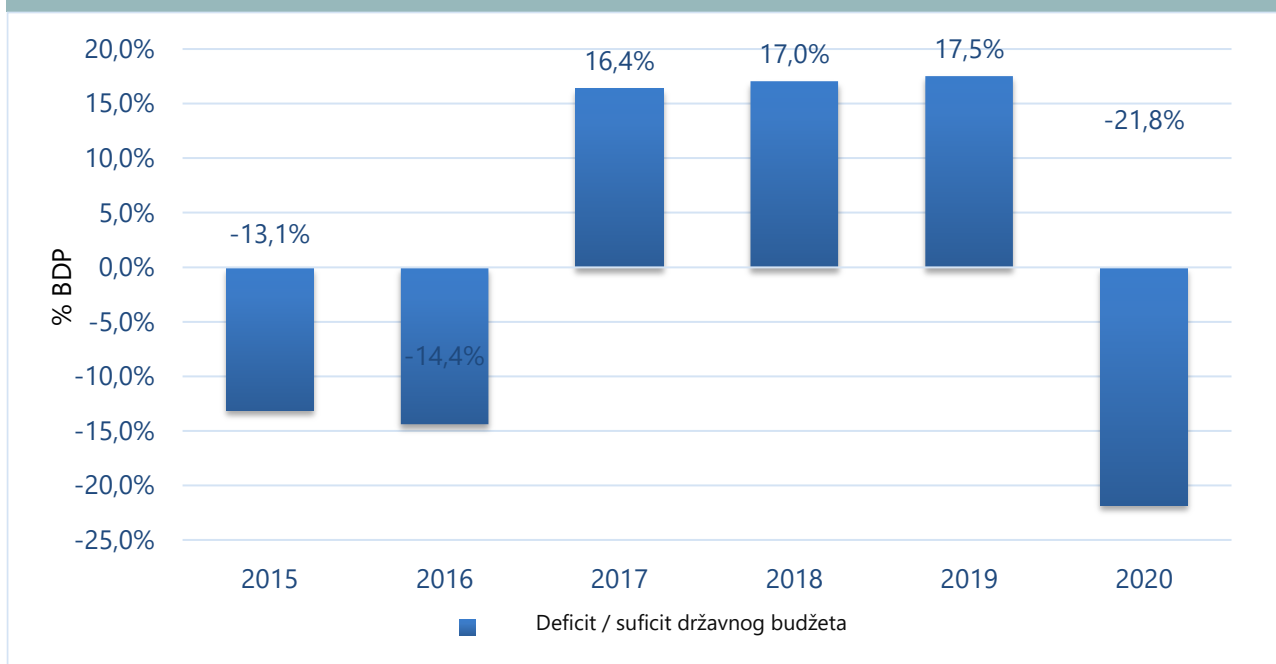
⁵Stopa zaposlenosti predstavlja procenat radno sposobnog stanovništva koje je zaposleno.

SLIKA 8 – STOPA NEZAPOSLENOSTI OD 2015. DO 2020. GODINE



Budžetski prihodi u 2020. godini dostigli su neto vrednost od 1,7 milijardi €, što predstavlja godišnji pad od 8,8 %, dok su budžetski rashodi dostigli vrednost od 2,2 milijarde €, što predstavlja godišnji porast od 6,5 %. Shodno navedenom, primarni budžetski deficit je dostigao 7,1 % BDP-a, u poređenju sa 2,6 % u 2019. Povećanje budžetskih rashoda za 6,5 odsto bilo je manje u odnosu na 2019. godinu kada je došlo do povećanja od 7,2 %. Kategorija koja je izazvala ubrzani rast rashoda su tekući rashodi, koji su povećani za 18,6 % (subvencije i transferi su povećani za 38,4 %), dok su kapitalni rashodi smanjeni za 28,4 %. Državni rashodi za plate povećani su za 7,3 odsto i dostigli su vrednost od 660,8 miliona €, dok su državni rashodi za robu i usluge (uključujući i rashode opština) povećani za 0,2 % i dostigli vrednost od 296,3 miliona €. Javni dug u 2020. godini dostigao je 1,5 milijardi evra, što je za 23,9 % više u odnosu na 2019. Kao procenat BDP-a, javni dug je dostigao 21,8 procenata, u poređenju sa 17,5 procenata u 2019. godini prikazanim na **Slika 9**. Rast javnog duga pripisuje se povećanju unutrašnjeg duga za 21,5 % (koji je dostigao 961,9 miliona evra) i povećanju javnog spoljnog duga za 28,6 %. Spoljni javni dug dostigao je nivo od 525,8 miliona € ili 35,3 % ukupnog javnog duga[2].

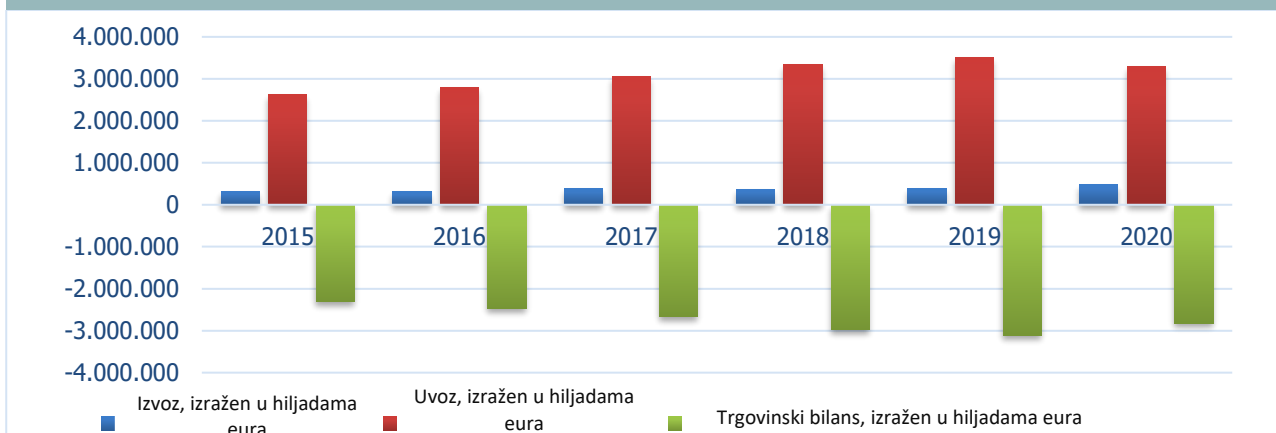
SLIKA 9 – JAVNI DUG U % BDP OD 2015. DO 2020. GODINE



Potražnja za ulaganjem u državne zapise i državne obveznice bila je manja nego prethodne godine. U 2020. godini prosečna kamatna stopa na hartije od vrednosti Vlade Kosova porasla je na 2,1 %, u poređenju sa 1,8 % u 2019. Povećanje kamatne stope je povezano sa kontinuiranim povećanjem udela dugoročnih hartija od vrednosti usled dominacije, u strukturi hartija od vrednosti Vlade Kosova, obveznica sa rokom dospeća od tri i pet godina.[2]

Deficit tekućeg računa u 2020. godini povećan je za 20,4 % i iznosio je 480,7 miliona evra. Deficit tekućeg računa iznosio je 7,1 % BDP-a u 2020. godini, u poređenju sa 2019. kada je iznosio 5,6 %. Povećanje izvoza robe i značajan pad uvoza usled pada privredne aktivnosti uticali su da deficit u robnoj razmeni opadne za 9,4 % (povećanje od 4,5 % u 2019. godini) i dostigne oko 2,8 milijardi evra. Nadalje, trgovinski robni deficit iznosio je 41,5 % (43,9 % u 2019. godini). Vrednost izvoza robe iznosila je 475,0 miliona €, što odgovara godišnjem porastu od 23,8 % (povećanje od 4,4 % u 2019. godini). U 2020. godini uvoz robe je smanjen za 5,7 % (povećanje od 4,5 % u 2019.) i dostigao 3,3 milijarde evra, kako je prikazano na **Slika 10**. Navedeno smanjenje može se pripisati padu ukupne tražnje na globalnom nivou.[2]

SLIKA 10 – TRGOVINSKI BILANS OD 2015. DO 2020. GODINE



Rezime ključnih makroekonomskih trendova za Republiku Kosovo prikazan je u **Tabela 2**.



TABELA 2 – MAKROEKONOMSKI POKAZATELJI ZA 2019. I 2020. GODINU

Stavka	Jedinica	Godišnji podaci	
		2019.	2020
Bruto domaći proizvod ¹			
Nominalni BDP	milion €	7,056	6,772
Realni BDP	milion €	6,989	6,679
Realna stopa rasta BDP	Procenat	4,8	-5,3
Cene ¹			
Potrošačke cene (HICP)	Procenat	2,7	0,2
Indeks cena proizvođača	Procenat	0,9	-0,6
indeks uvoznih cena	Procenat	2,3	-1,9
Tržište rada ¹			
Zaposlenost (uzrast 15-64)	Hiljade	372	368
Nezaposlenost (uzrast 15-64)	Hiljade	130	120
Neaktivna lica (uzrast 15-64)	Hiljade	711	733
Eksterni sektor			
Bilans tekućeg računa	milion €	-399,5	-472,2
Uvoz roba i usluga	milion €	3.982,60	3.651,60
Izvoz roba i usluga	milion €	2.068,30	1.470,00
Doznake (prilivi)	milion €	851,7	980,1
Direktne investicije na Kosovu	milion €	254,6	345,7
Kurs ²			
Kurs EUR- USD	Prosek	1,1195	1,1422
Kamatne stope			
Kamatne stope na nove kredite	Procenat	6,5	6,2
Kreditni nefinansijskim preduzećima	Procenat	6,3	6,0
Kreditni stanovništvu3	Procenat	6,8	6,5
Bankarski krediti			
Bankarski krediti domaćem sektoru	milion €	3.031,90	3.246,60
Kreditni nefinansijskim preduzećima	milion €	1.916,90	2.054,80
Kreditni stanovništvu3	milion €	1.102,00	1.179,90
Javni dug ⁴			
Prihod (uključujući kredite)	milion €	2.212,90	2.196,60
Troškovi (uključujući otplatu kredita)	milion €	2.144,60	2.323,20
Vrednost duga	milion €	1.201,50	1.487,70
Dug kao % BDP-a	Procenat	17,5	21,8
Zaliha državnih hartija od vrednosti	milion €	791,9	961,9
Stanovništvo ⁵			
Stanovništvo kosova	Hiljade	1.795,67	1.782,10

Napomena o izvorima podataka: ¹ Agencija za statistiku Kosova. ² ECB. Proseci zasnovani na dnevnom referentnom kursu evra. ³ Uključujući neprofitne organizacije koje služe domaćinstvima. ⁴ Izvor: Ministarstvo finansija. ⁵ Najnoviji podaci su privremeni.

Izvor: [5],[6]

3.2 Kontekst u energetsom sektoru i relevantne strategije

Razvoj energetskeg sektora Kosova sa opcijom izgradnje gasne infrastrukture treba posmatrati u kontekstu i) Evropskog zelenog dogovora i tranzicione uloge prirodnog gasa, Zelene agende SB i Inicijative za regione uglja u tranziciji, ii) obaveza Kosova iz međunarodnih sporazuma prvenstveno Ugovora o energetskej zajednici, i iii) politika i strategija Kosova koje se bave ekonomskim razvojem, životnom sredinom i klimatskim promenama, regionalnim razvojem, prostornim planiranjem itd.

Iz perspektive politike, ključni planski dokument na državnom nivou bila je Nacionalna razvojna strategija (NRS), usvojena 2016. godine na period od 5 godina, i Mapa puta za njeno sprovođenje. U skladu sa Vladinim konceptom za pripremu NRS 2030, u proceduri je izrada novog dokumenta. NRS 2030 biće glavni strateški dokument koji daje viziju održivog razvoja zemlje i pravac strateške i budžetske politike u narednom periodu. NRS treba da sadrži ključne stubove razvoja države i strateške ciljeve vezane za Agendu evropskih integracija, Ciljeve održivog razvoja i Evropski zeleni dogovor. Jedan od stubova jeste čista životna sredina i održivi resursi. NRS 2030 će biti praćena sektorskom strategijom uključujući strategiju energetskeg sektora i programe implementacije. Na lokalnom nivou, svaka opština na Kosovu je razvila svoj dugoročni sveobuhvatni plan razvoja koji uključuje sve sektore.

Program Vlade za period 2021 – 2025 je osnovni dokument kroz koji Vlada Kosova saopštava svoju viziju građanima. Program odražava pristup i principe koje treba poštovati tokom upravljanja, kao i osnovne prioritete i inicijative koje će biti preduzete u svim oblastima, uključujući energetiku. Za energetske sektor, cilj je stvaranje uslova za održivi ekonomski razvoj, kroz čistu i pristupačnu tehnologiju i energiju. Povećana energetska efikasnost i raznovrsnost izvora energije igraće ključnu ulogu u postizanju ovog cilja. Vlada će razmotriti Energetsku strategiju i izraditi Nacionalni energetske i klimatske plan i razmotriti pravni okvir, kako bi bila u potpunosti usklađena sa novom energetskeg strategijom.

Zbog svog statusa u UN, Kosovo nije direktan potpisnik konvencija i drugih međunarodnih sporazuma o životnoj sredini. Kosovo nije učestvovalo niti potpisalo Okvirnu konvenciju UN o klimatskim promenama (UNFCCC), ali ima odgovornost da odgovori na zahteve kao jedan od potpisnika Ugovora o energetskej zajednici. U tom kontekstu, Vlada planira investicije za održivi razvoj i integrisanu infrastrukturu, kao i aktivnosti za poboljšanje vazduha i prirodnih resursa ažuriranjem pravnog i strateškog okvira (kosovska strategija životne sredine).

Strategija za klimatske promene 2018-2027, sa svojim akcionim planom, bavi se dvema komponentama, razvojem niske emisije i prilagođavanjem efektima klimatskih promena.

Prostorni plan Kosova, koji je izradilo Ministarstvo životne sredine, prostornog planiranja i infrastrukture (MESPI), je ključni dokument sektora prostornog planiranja na državnom nivou izgrađen u saradnji sa svim važnim sektorima Vlade Kosova, uključujući sveukupnu privredu i energetske sektor.

Strategija regionalnog razvoja za period 2020-2030. je osnovni dokument koji postavlja dugoročne ciljeve i prioritete politike regionalnog razvoja i omogućava koordinaciju drugih sektorskih politika za uravnotežen regionalni društveno-ekonomski razvoj na Kosovu.

U skladu sa Regionalnom razvojnom strategijom za Kosovo, u periodu 2022-2027., EBRD će podržati Kosovo u zelenoj tranziciji i rastu kroz tehničku pomoć, investicione grantove i druge važeće mehanizme finansiranja EBRD-a. Kao strateške prioritete na Kosovu u ovom periodu EBRD definiše i) razvoj konkurentnijeg i inkluzivnijeg privatnog sektora za podsticanje ekonomskog oporavka i rasta, ii) podršku tranziciji zelene ekonomije na Kosovu kroz održiviji miks energije i iii) veću efikasnost resursa i jačanje regionalne integracije, povezivanje i strana ulaganja.

Energetska strategija Kosova (ES) je ključni dokument energetske politike, zasnovan na Zakonu o energetici, koji postavlja osnovne ciljeve u razvoju energetskeg sektora, uzimajući u obzir održivi ekonomski razvoj, zaštitu životne sredine, održivo i pouzdano snabdevanje krajnjih potrošača energijom, efikasno korišćenje energije,



razvoj novih konvencionalnih i obnovljivih proizvodnih kapaciteta, stvaranje konkurentnog tržišta, razvoj gasnog sistema i otvaranje novih radnih mesta u energetsom sektoru. Trenutna energetska strategija Republike Kosovo 2017-2026 (ES 2017-2026) usvojena u januaru 2018.godine, definiše sledećih 5 ciljeva energetskog sektora:

- 1) Sigurnost održivog, kvalitetnog, bezbednog i pouzdanog snabdevanja električnom energijom sa adekvatnim kapacitetima za stabilan rad elektroenergetskog sistema
- 2) Integracija u Regionalno energetske tržište
- 3) Unapređenje postojećih kapaciteta termosistema i izgradnja novih kapaciteta

4) **Razvoj infrastrukture prirodnog gasa**

- 5) Ispunjavanje ciljeva i obaveza u oblasti energetske efikasnosti, obnovljivih izvora energije i zaštite životne sredine.

Integracija u Regionalno energetske tržište (cilj br. 2.) znači punu integraciju u regionalno energetske tržište i podrazumeva formalnu i praktičnu primenu *Acquis Communautaire* o energetici u skladu sa definisanim u Trećem energetskom paketu EU (TEP), uključujući i Direktivi o gasu.

Jedna od mera koja treba u potpunosti da se realizuje pre postizanja ovog cilja je usvajanje i sprovođenje podzakonskih akata za sprovođenje zakona o energetsom sektoru koji su usvojeni od 2016. godine uključujući i Zakon o prirodnom gasu. Ove mere su, između ostalog, takođe uključene u Program za implementaciju energetske strategije koji je obavezujući politički dokument usvojen od strane Vlade Kosova.

Energetska strategija je kao jedan od ciljeva (cilj br. 4) postavila **razvoj infrastrukture prirodnog gasa, kroz povezivanje sa projektima gasne infrastrukture u regionu Jugoistočne Evrope, posebno sa projektom gasovoda TAP i gasnim prstenom Energetske zajednice**. S obzirom na nedostatak studija, infrastrukture, konkretnih sporazuma i sl., Strategija za srednjoročni period predviđa neke od zakonskih i institucionalnih mera za postizanje ovog cilja:

- 1) Izrada podzakonskih akata za sprovođenje Zakona o prirodnom gasu
- 2) Razvoj institucionalnih kapaciteta za upravljanje aktivnostima neophodnim za proces razvoja infrastrukture prirodnog gasa
- 3) Izrada studije izvodljivosti za izgradnju infrastrukture sistema prirodnog gasa
- 4) Izrada plana za gasifikaciju Kosova i
- 5) Priprema i usvajanje potrebnih modela ugovora.

Nova Energetska strategija je u procesu izrade kojom koordinira Ministarstvo ekonomije (nacrt nije javno dostupan). Ali značaj stabilnog snabdevanja energijom je jedan od ključnih stubova održivog ekonomskog energetskog razvoja i planiranje gasifikacije zemlje treba posmatrati u tom smislu, kao i u kontekstu procesa dekarbonizacije i uloge prirodnog gasa u energetske tranziciji.

4 TRŽIŠTE GASA

4.1 Procena potencijalne potražnje gasa

Da bi se utvrdila mogućnost uvođenja prirodnog gasa na Kosovu, buduća potražnja za energijom na Kosovu je pripremljena u MAED, tj. *modelu za analizu tražnje za energijom*. MAED model procenjuje buduću potražnju za energijom na osnovu srednjoročnih do dugoročnih scenarija društveno-ekonomskog, tehnološkog i demografskog razvoja. MAED model se fokusira isključivo na potražnju za energijom, a još konkretnije na potražnju za određenim energetske uslugama. Kada se različiti oblici energije, tj. električna energija, fosilna goriva, itd., nadmeću za datu kategoriju krajnje upotrebe energije, ova potražnja se prvo izračunava u smislu korisne energije, a zatim pretvara u finalnu potražnju za energijom, imajući u vidu prodor na tržište i efikasnost svakog alternativnog izvora energije. Metodologija projekcije potrošnje energije u ovoj studiji je detaljno opisana u *Proceni potražnje za gasom*.

Ključni pokretači razvoja potražnje za energijom su ekonomski razvoj i demografija.

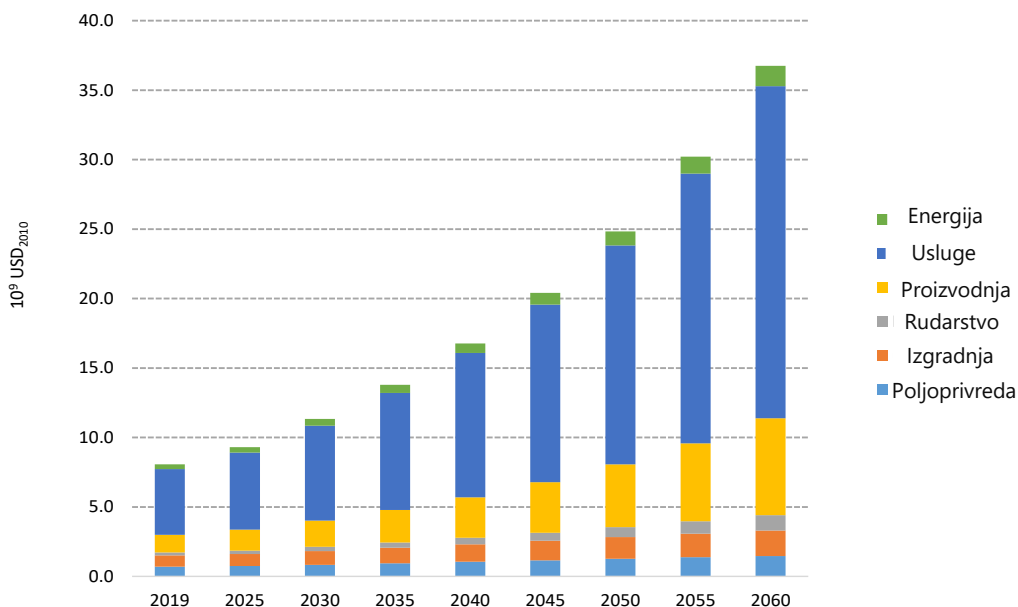
Indikator koji se koristi za merenje ekonomskog razvoja je bruto domaći proizvod po glavi stanovnika (BDP/cap). Što se tiče ekonomskog razvoja, objavljeni podaci pokazuju da rast BDP-a Kosova ima pozitivan trend i da se u proseku povećavao za 3,6% godišnje u periodu od 2012-2019. Dugoročni rast BDP-a je projektovan na osnovu godišnje stope rasta od 4%. Međutim, za period do 2025. godine, stopa rasta BDP-a se izračunava posebno uzimajući u obzir pad BDP-a u 2020. godini (zbog pandemije COVID-19) i u skladu sa projekcijama podataka o BDP-u koje je objavilo Ministarstvo finansija, rada i transfera [1]. Projekcije rasta BDP-a korišćene u ovoj studiji prikazane su u **Tabela 3**.

TABELA 3 – PROJEKCIJE BDP-A

	Jedinica	2019.	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
BDP	[mlrd US\$]	8,07	9,31	11,33	13,79	16,77	20,41	24,83	30,21	36,75
stopa rasta BDP	[%p.a.]		2,43	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
BDP/cap)	US\$	4.526	5.108	6.221	7.653	9.487	11.842	14.907	18.950	24.347

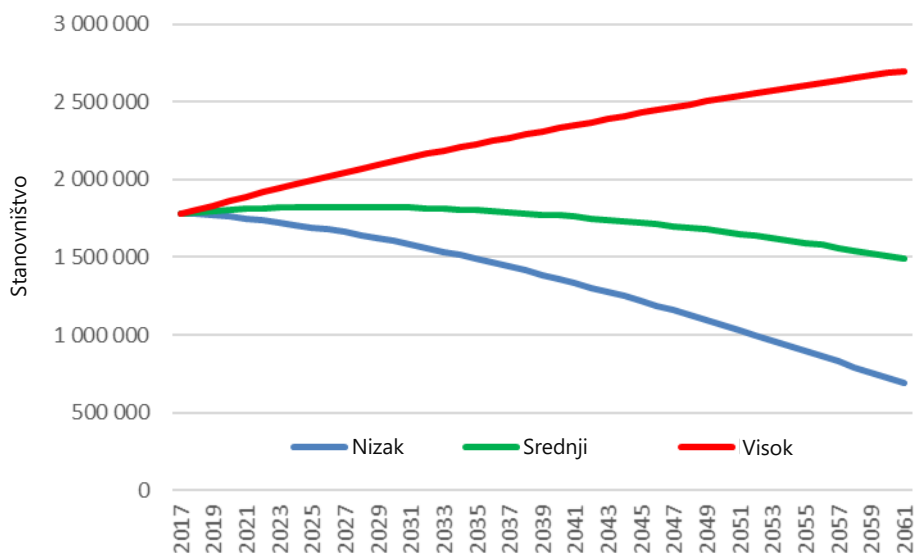
Osnovnu strukturu BDP-a čine sledeća tri sektora: primarni (poljoprivreda), sekundarni (industrija) i tercijarni (usluge). Predviđa se da će se udeo poljoprivrednog sektora u BDP-u Kosova postepeno smanjivati sa 8,7% u 2019. na 4% u 2060. godini. Očekuje se da će udeo proizvodnog sektora porasti sa 15,7% u 2019. na 19% u 2060. godini, što je bliže razvijenim zemljama. Udeo uslužnog sektora će se povećati sa 58,6% u 2019. na 65% u 2060. godini (**Slika 11**).

SLIKA 11 – PROJEKCIJA STRUKTURE BDP-A



Demografski podaci za Kosovo i projekcije stanovništva do 2060. godine zasnivaju se na zvaničnim podacima Kosovske agencije za statistiku (KAS). [2] Postoje tri opcije demografskih trendova do 2061 (**Slika 12**). Na osnovu trenutnih podataka i informacija o situaciji i demografskim trendovima u zemlji, KAS smatra da varijanta Srednje, najbolje odražava buduće demografske trendove na Kosovu.

SLIKA 12 – PROJEKCIJE BROJA STANOVNIŠTVA KOSOVA 2017-2061.



Izvor: Projekcija stanovništva Kosova za period 2017-2061., Agencija za statistiku Kosova, decembar 2017.

Prilikom prognoziranja potražnje za gasom, pod finalnom potrošnjom energije, postoje tri glavna sektora potrošnje koja razmatramo: domaćinstva, uslužni sektor i industrija. Budući da se energetska modeliranje u sektoru domaćinstava zasniva na jedinici domaćinstva, potrebno je odrediti broj domaćinstava u baznoj godini i njegovu projekciju za naredne godine. Veza između stanovništva i broja domaćinstava je broj članova domaćinstva, odnosno „veličina domaćinstva”. Ovi podaci se nalaze u zvaničnoj statistici za baznu godinu, a za budućnost se mogu prognozirati na osnovu poznatih referentnih vrednosti drugih zemalja. Vremenske serije broja lica po domaćinstvu u razvijenim evropskim zemljama i zemljama u tranziciji pokazuju da se broj lica po

domaćinstvu smanjuje kako raste BDP po stanovniku. Do ovoga dolazi usled starenja stanovništva i promena u načinu života u kojima se udeo jednočlanih i dvočlanih domaćinstava stalno povećava.

U 2019, prosečna veličina domaćinstva na Kosovu bila iznosila je 4,98 članova. Prosečna veličina domaćinstva u ruralnom području (5.1) je izvedena iz publikacije KAS "Potrošnja energije u domaćinstvima 2015". Uzimajući u obzir prosečnu veličinu domaćinstva na nacionalnom nivou, izračunata je veličina domaćinstva za urbano područje od 4,80. Na osnovu istorijskih trendova veličine domaćinstva u odnosu na BDP po glavi stanovnika u velikom broju zemalja, predviđa se da će prosečna veličina domaćinstva na Kosovu opasti sa 4,98 na 2,81 u 2060 (**Tabela 4**).

TABELA 4 – PROJEKCIJE STANOVNIŠTVA, VELIČINE I BROJA DOMAĆINSTAVA

	Jedinica	2019.	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Stanovništvo	[milijon]	1,78	1,82	1,82	1,80	1,77	1,72	1,67	1,59	1,51
glava/dom	[cap]	4,98	4,66	4,40	4,13	3,87	3,61	3,34	3,08	2,81
Domaćinstva	[milijon]	0,358	0,391	0,414	0,436	0,457	0,478	0,499	0,518	0,537

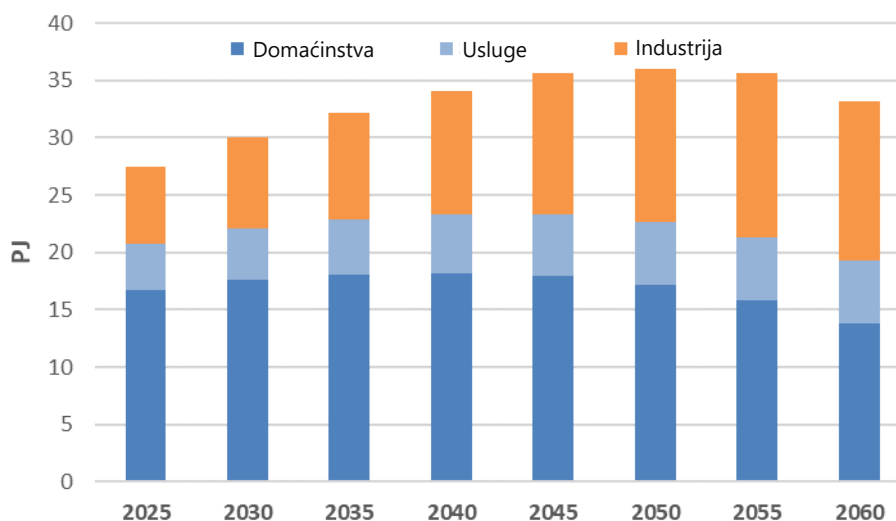
Imajući u vidu populaciju i projekcije u pogledu broja domaćinstava, kao i pretpostavljene trendove ekonomskog razvoja, potražnja korisne energije za grejanje prostora, pripremu tople vode i kuvanje u sektoru domaćinstava na Kosovu je projektovana za gradska i seoska domaćinstva. Uzimajući u obzir tehnički standard koji se odnosi na toplotne karakteristike (tj. toplotnu izolaciju) novih zgrada, kao i renoviranje postojećeg stambenog fonda, očekuje se da će specifična potrošnja korisne energije za grejanje prostora pasti sa 193 kWh/m² u proseku u 2019. godini na prosečnih 67 kWh/m² 2060. godine. Prema tome, predviđa se da će ukupna potrošnja korisne toplotne energije u domaćinstvima (gradskim i ruralnim) porasti sa 15,4 PJ u 2019. na 18,2 PJ u 2040. godini i nakon toga opasti na 13,8 PJ u 2060. godini.

Metodologija za predviđanje potražnje za energijom u sektoru usluga organizovana je po analogiji sa sektorom domaćinstava. Glavna determinanta potražnje za energijom u sektoru usluga je ukupna površina poslovnih i javnih zgrada i objekata. Modelirano je da površina uslužnog sektora u 2019. godini na Kosovu iznosi 3,4 m² po glavi stanovnika i predviđa se da će porasti do 9 m² po glavi stanovnika 2060. godine. To znači da će se ukupna površina uslužnog sektora povećati sa sadašnjih 6 miliona kvadratnih metara na 13,6 miliona 2060. godine. Takođe, predviđeno je povećanje stvarno grejne površine, kao i smanjenje specifičnih zahteva za grejanjem prostora (sa 158 kWh/m² u 2019. godini na 61 kWh/m² u 2060. godini) kao rezultat povećanja toplotne izolacije zgrada. Predviđeno je da će ukupna potrošnja korisne toplotne energije porasti sa 3,6 PJ u 2019. na 5,5 PJ u 2060. godini.

Buduća potražnja za energijom za korisne energetske svrhe u industrijskom sektoru određena je kao proizvod projektovanog BDP-a svake pojedine industrijske grupe i njihovih projektovanih energetskih intenziteta. Intenzitet korišćenja toplotne energije u proizvodnom sektoru na Kosovu u 2060. godini predviđa pad za 57% u odnosu na 2019. godinu, što je zasnovano na prošlim trendovima viđenim u razvijenijim zemljama, gde je došlo do smanjenja energetskog intenziteta usled strukturnih promena, tehnički efikasnijih tehnologija u industrijskim procesima, i konkurentnijih proizvoda sa višim cenama na tržištu. Predviđeno je da će ukupna potrošnja korisne toplotne energije u industriji porasti sa 5,9 PJ u 2019. na 13,9 PJ u 2060. godini.

Sve u svemu, predviđa se da će ukupna potrošnja korisne toplotne energije na Kosovu porasti sa 24,8 PJ u 2019. na 33,2 PJ u 2060. godini. Predviđena potražnja za toplotnom energijom na Kosovu prikazana je na **Slika 13**.

SLIKA 13 – PREDVIĐENA POTROŠNJA TOPLOTNE ENERGIJE NA KOSOVU



4.1.1 Gas za toplotnu energiju

Uzimajući u obzir analize i prognoze potražnje za korisnom energijom po sektorima potrošnje, predviđa se potrošnja energije koja se odnosi na korišćenje za toplotnu energiju (**Slika 13**). To je potražnja koja predstavlja „tržište toplotne energije“, odnosno količinu toplotne energije koju treba podmiriti finalnom potrošnjom energije nekog goriva. Dakle, ovo je ukupna potencijalna potražnja za toplotnom energijom, čiji bi deo u budućnosti mogao da bude zadovoljen prirodnim gasom. U tom slučaju, prirodni gas bi se koristio za grejanje prostora, kuvanje i pripremu tople vode u domaćinstvima, za grejanje i potencijalno hlađenje prostora u uslužnom sektoru, kao i za svrhe toplotne energije (i procesno grejanje i grejanje prostora) u sektoru industrije.

Predviđena potražnja za toplotnom energijom Kosova, ako se predstavi u potencijalu potrošnje prirodnog gasa⁶, dostigla bi 1,1 bcm⁷ prirodnog gasa 2050. godine. Predviđena potražnja za toplotnom energijom na Kosovu, predstavljena u potencijalu potrošnje prirodnog gasa, prikazana je u **Tabela 5**.

TABELA 5 – PREDVIĐENA POTROŠNJA TOPLOTE NA KOSOVU PREDSTAVLJENA KAO POTENCIJALNA POTROŠNJA PRIRODNOG GASA

Sektor potrošnje	Jedinica	2025.	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Domaćinstva	mcm	508	535	549	552	545	522	479	418
Usluge	mcm	123	137	147	156	163	167	167	167
Industrija	mcm	203	239	280	326	373	413	435	423
Ukupno	mcm	834	911	976	1.034	1.082	1.102	1.081	1.008

Međutim, neće sva predviđena potreba za toplotnom energijom biti pokrivena prirodnim gasom jer se distributivna mreža prirodnog gasa može razvijati samo u oblasti gde je gustina naseljenosti/potrošača dovoljno velika da opravda investiciju. Štaviše, neki korisnici možda neće moći ili ne žele da pređu na gas iz različitih tehničkih i ekonomskih razloga.

Ova studija je pretpostavila da se distributivna gasna mreža može razvijati samo u urbanim sredinama unutar opština sa preko 20.000 stanovnika. Pored toga, nekoliko opština sa manjim brojem stanovnika je uzeto u obzir

⁶Izračunato uzimajući u obzir prosečnu efikasnost konverzije od 0,9 i neto toplotnu vrednost od 36,6 MJ/m³

⁷Bez potražnje prirodnog gasa za proizvodnju električne energije.

zbog njihove velike gustine naseljenosti i njihovog geografskog položaja koji se nalazi u blizini većeg potrošačkog centra, ili na trasi gasovoda za prenos.

Uzimajući u obzir nalaze Studije MCC [3], pretpostavlja se da bi se na gasnu mrežu priključilo do 50% gradskih stambenih potrošača, kao i do 30% potrošača u uslužnom sektoru i 70% industrijskih potrošača.

Ovaj pristup, zajedno sa pretpostavkama vođenim ciljevima dekarbonizacije, imaće kao rezultat projektovanu potrošnju prirodnog gasa na Kosovu od 429 miliona kubnih metara u 2045. (u domaćinstvima, uslugama i industrijskim sektorima, bez potražnje za gasom za proizvodnju električne energije). Ova projekcija potrošnje prirodnog gasa je korišćena za dalju analizu. Geografska distribucija prognozirane potencijalne potražnje za gasom prikazana je na **Slika 14**. Napominjemo da potražnja za gasom potencijalnog KKE-a u Prištini nije uključena.

U pogledu grejanja, ovaj zadatak se prvenstveno odnosi na snabdevanje potrošača prirodnim gasom preko distributivne gasne mreže. Alternativno, prirodni gas bi se mogao koristiti kao gorivo u postrojenjima za daljinsko grejanje, odnosno potrošači bi se snabdevali energijom preko mreže daljinskog grejanja. Konsultant ima informaciju da je trenutno u toku studija koja istražuje mogućnosti razvoja mreže daljinskog grejanja širom Kosova koja bi trebalo da istraži te opcije.

SLIKA 14 – GEOGRAFSKA DISTRIBUCIJA POTENCIJALNE POTRAŽNJE ZA GASOM



Napomena: Veličine krugova su srazmerne potencijalnoj potrošnji gasa.

4.1.2 Gas za električnu energiju

Procena potražnje za gasom za proizvodnju električne energije vrši se za dva različita perioda; do 2040. i od 2040. do 2060. godine. Procene do 2040. su uzete od REKK⁸-a, koji trenutno radi na razvoju nekoliko scenarija za Nacionalnu energetska strategiju Kosova do 2040. godine. Jedan od scenarija REKK-a je i GAS scenario, koji obuhvata razvoj dva postrojenja na gas (250+129 MW) u funkciji od 2028. godine. Blok od 129 MW je

⁸ Regional Centre for Energy Policy Research (REKK), Mađarska

predviđen samo za rezervno tržište. Da bi odredio potražnju za gasom za proizvodnju električne energije od 2040. do 2060. godine, Konsultant je razvio detaljan model elektroenergetskog sistema Kosova koristeći alat za dugoročno planiranje elektroenergetskog sistema PLEXOS. Gde je to moguće, korišćeni su podaci za period 2040-2060. na osnovu Izveštaja o scenariju TYNDP⁹ za 2020. godinu, nacrtu Izveštaja o scenariju TYNDP za 2022.godinu¹⁰ i Svetski energetske izgleđi 2021¹¹. Nedostupni podaci, naročito za period posle 2050. godine, procenjeni su do 2060. godine, koja se smatra ciljnom godinom za Kosovo za postizanje ciljeva dekarbonizacije.

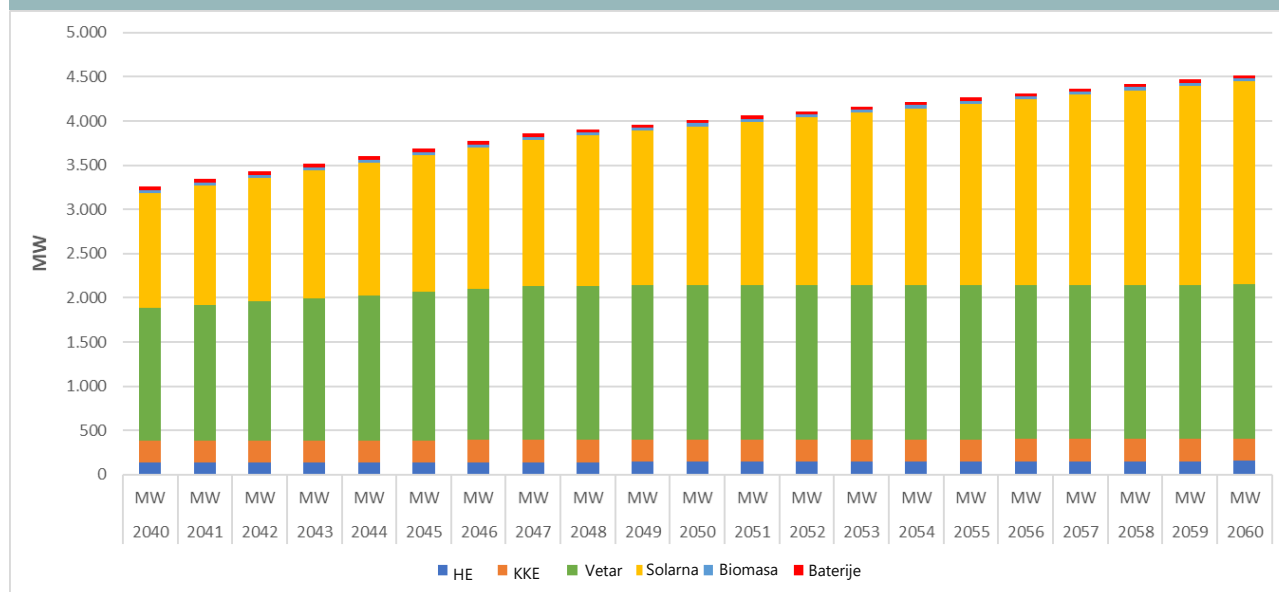
Potreba za električnom energijom za period 2040-2060 koja se koristi u PLEXOS -u je rezultat MAED modela, kao što je prikazano u **Tabela 6**, gde je potrošnja električne energije prognozirana imajući u vidu ciljeve dekarbonizacije i preliminarnu prognozu potrošnje prirodnog gasa po sektorima.

TABELA 6 – POTREBA ZA ELEKTRIČNOM ENERGIJOM NA KOSOVU ZA PERIOD 2040-2060.

	2040.	2045	2050	2055	2060
Potreba za električnom energijom [GWh]	6,869	7,430	8,092	9,024	10,193

Da bi se zadovoljila rastuća potražnja, optimizacija je imala za rezultat ukupno **1.210 MW** novih proizvodnih kapaciteta izgrađenih u okvirima horizonta planiranja (2040-2060). Redosled novoinstaliranih kapaciteta prikazan je na **Slika 15**. Model se bazira na izgradnji dodatnih elektrana na vetar i solarnih kapaciteta zbog nižih troškova izgradnje i bez troškova emisije, što rezultira 245 MW novih vetroelektrana i 1.000 MW novih solarnih postrojenja do 2060. godine. Proizvodnja električne energije po tipu tehnologije prikazana je na **Slika 16**, zajedno sa godišnjim uvozom, izvozom i potražnjom.

SLIKA 15 – INSTALISANI KAPACITETI PREMA TEHNOLOGIJI NA KOSOVU ZA PERIOD 2040-2060.

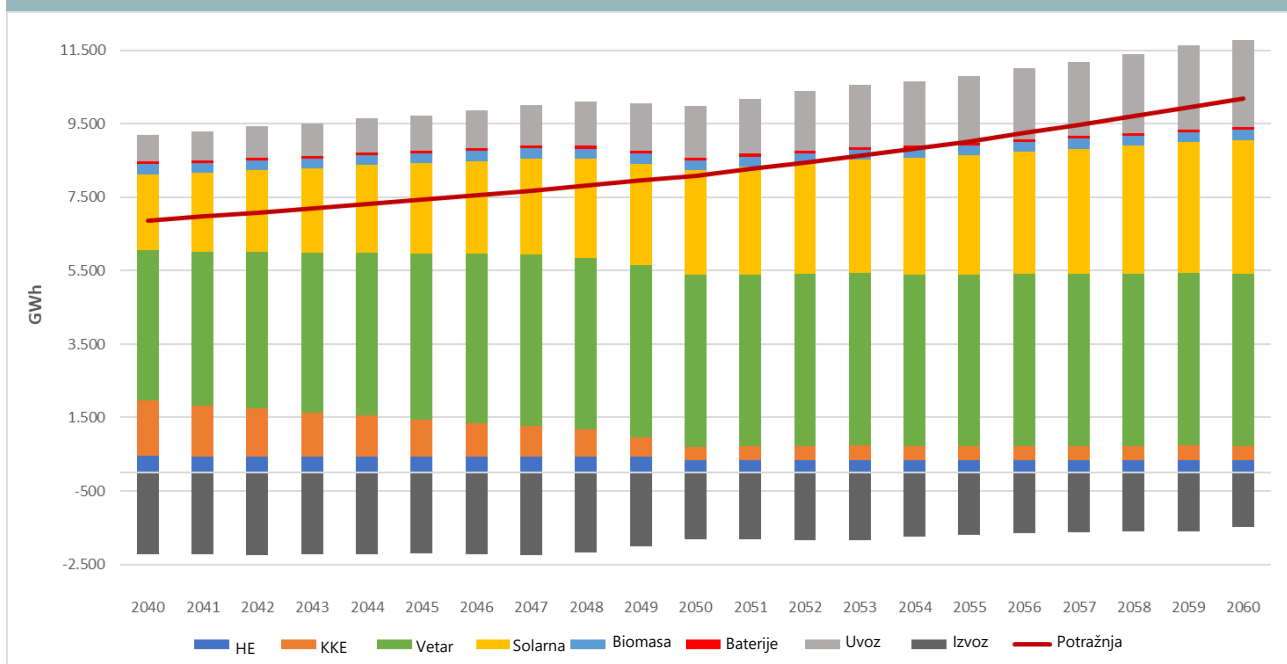


⁹ TYNDP 2020 Scenario Report, ENTSO-E, ENTSO-G, oktobar 2019.

¹⁰ TYNDP 2022 Draft Scenario Report, ENTSO-E, ENTSO-G, februar 2022.

¹¹ World Energy Outlook 2021, International Energy Agency, oktobar 2021.

SLIKA 16 – PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE PREMA TEHNOLOGIJI NA KOSOVU ZA PERIOD 2040-2060.



Može se primetiti da se ukupna proizvodnja električne energije povećava sa 8,5 TWh u 2040. na oko 9,4 TWh u 2060. godini. KKE proizvodi od 1.492 GWh u 2040. do približno 350 GWh 2050. i nakon toga. Ukupni radni sati za KKE jedinicu iznose između 1.500 i 6.300 sati godišnje. Koristeći proizvodnju električne energije prikazanu na **Slika 16**, i rezultate REKK-a, proizvodnja električne energije iz KKE jedinica i potražnja za gasom za proizvodnju električne energije za period od 2028. do 2060. godine prikazani su u **Tabela 7** i **Tabela 8**.

TABELA 7 – PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ KKE JEDINICA [GWH]

2028.	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1.786,88	1.739,28	1.692,95	1.647,85	1.638,63	1.629,45	1.620,32	1.611,24	1.602,22	1.571,61	1.541,59
2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1.512,15	1.483,26	1.382,84	1.309,19	1.200,34	1.123,3	1.019,14	921,42	829,56	733,91	519,09
2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
350,43	371,39	374,17	400,92	368,76	368,07	375,24	382,05	384,47	401,82	378,43

TABELA 8 – POTREBA ZA GASOM ZA PROIZVODNJU ELEKTRIČNE ENERGIJE [MCM]

2028.	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
316,9	308,4	300,2	292,2	290,6	289,0	287,3	285,7	284,1	278,7	273,4
2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
268,2	263,0	245,2	232,2	212,9	199,2	180,7	163,4	147,1	130,2	92,1
2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
62,1	65,9	66,4	71,1	65,4	65,3	66,5	67,8	68,2	71,3	67,1

Potražnja za prirodnim gasom za proizvodnju električne energije stalno opada sa 317 mcm 2028. na 92 mcm 2049. i zadržava se na oko 70 mcm u periodu od 2050. do 2060. godine.

4.1.3 Profili potražnje za gasom

Kao što je ranije pomenuto, imajući u vidu prognoziranu potražnju za toplotnom energijom i pretpostavke da će sva ta potražnja biti pokrivena prirodnim gasom, potrošnja prirodnog gasa na Kosovu bi dostigla 1,1 bcm u 2050. godini (bez potražnje gasa za proizvodnju električne energije). Potrošnja gasa u sektoru transporta nije uključena jer se očekuje da će najveći deo te potrošnje biti u obliku UPG-a za teretni transport, te se stoga neće snabdevati gasovodom. Očekuje se da će se UPG isporučivati kamionom ili železnicom sa jednog od regionalnih terminala UPG. Međutim, uzimajući u obzir gore navedene pretpostavke, projektovana potrošnja prirodnog gasa na Kosovu bi mogla da dostigne 429 mcm u 2045. godini (bez potražnje gasa za proizvodnju električne energije). Zbog toga su proračuni vršnog opterećenja za hidrauličku simulaciju i dimenzionisanje cevovoda napravljeni uzimajući u obzir gore prognoziranu potrošnju gasa za svrhe toplotne energije i njen sezonski karakter. Prilikom izračunavanja dnevnih opterećenja, godišnja prognozirana potrošnja gasa stambenog i uslužnog sektora se deli sa 365 dana, dok se godišnja prognozirana potrošnja gasa u sektoru industrije deli sa 335 radnih dana (pod pretpostavkom kvara zbog remonta, održavanja, kolektivnog godišnji odmor i sl.).

Prilikom obračuna satnih opterećenja industrijskog sektora, dnevna potrošnja gasa se deli sa 16 sati, pod pretpostavkom dve radne smene ili 16 radnih sati dnevno.

Nadalje, prilikom izračunavanja vršnih satnih opterećenja, dnevna potrošnja gasa potrošača zavisnih od temperature (domaćinstva i usluge) se deli sa 24 sata i množi „faktorom vršnog opterećenja“, koji predstavlja razliku između prosečne dnevne i vršne dnevne potražnje. Prema „Studiji o Uredbi (EU) br. 994/2010 o merama zaštite sigurnosti snabdevanja gasom“, faktor vršne potražnje za Kosovo je 4,79. To znači da je potražnja za gasom temperaturno zavisnih potrošača gasa, koja se javlja sa statističkom verovatnoćom jednom u 20 godina, 4,79 puta veća od prosečne potražnje za gasom temperaturno zavisnih potrošača gasa u toj godini.

Ovaj proračun je rezultirao ukupnim vršnim opterećenjem za vršnu potrošnju gasa u 2045. godini od 143.177 m³/h (bez potražnje za gasom za proizvodnju električne energije). Izračunata vršna opterećenja po sektorima potrošnje su data u **Tabela 9**, procenjeno vršno opterećenje domaćinstava je 74.923 m³/h, u sektoru usluga procenjeno vršno opterećenje je 20.817 m³/h, a vršno opterećenje sektora industrije je 47.438 m³/h.

TABELA 9 – POTENCIJALNI KAPACITET PRENOSA GASA S OBZIROM NA PROGNOZIRANU POTROŠNJU GASA NA KOSOVU

Opština	Opština	Predviđena potrošnja gasa u 2045 (mcm)			Potencijalni kapaciteti u 2045 (m3/h)		
		Domaćinstva	Usluge	Industrija	Domaćinstva	Usluge	Industrija
Pristina	Pristina	35,4	12,2	46,7	19.344	6.685	8.706
Prizren	Prizren	20,6	2,7	14,9	11.261	1.491	2.781
Ferizaj	Ferizaj	8,3	3,5	29,2	4.525	1.893	5.441
Pejë	Peja	10,0	1,8	10,4	5.464	984	1.935
Gjakovë	Gjakova	8,1	1,3	6,5	4.439	708	1.209
Gjilan	Gjilan	9,2	2,2	14,3	5.031	1.200	2.660
Podujevë	Pristina	4,3	1,7	11,0	2.369	932	2.056
Mitrovicë	Mitrovica	8,9	1,6	8,4	4.844	879	1.572
Vushtrri	Mitrovica	4,9	1,6	16,9	2.655	887	3.144
Suharekë	Prizren	2,0	0,7	2,6	1.095	388	484
Glllogoc	Pristina	1,3	0,7	7,1	697	395	1.330
Lipjan	Pristina	1,4	0,9	5,8	751	470	1.088
Rahovec	Gjakova	3,2	0,4	3,9	1.749	201	725
Malishevë	Prizren	0,7	0,5	4,5	382	276	846
Skenderaj	Mitrovica	1,4	0,7	6,5	747	388	1.209
Viti	Gjilan	1,0	0,5	5,2	546	261	967
Deçan	Gjakova	0,8	0,4	1,9	440	231	363
Istog	Peja	1,1	0,3	1,3	584	164	242
Klinë	Peja	1,2	0,4	2,6	675	201	484
Kamenicë	Gjilan	1,1	0,4	3,2	620	224	605
Fushë Kosovë	Pristina	4,2	1,7	7,8	2.272	939	1.451
Dragash	Prizren	0,2	0,3	1,3	120	142	242
Kaçanik	Ferizaj	2,1	0,4	1,3	1.174	231	242
Mitr. e Veriut	Mitrovica	1,5	0,2	2,6	847	112	484
Shtime	Ferizaj	1,4	0,2	0,6	787	89	121
Obiliq	Pristina	1,1	0,4	3,9	625	201	725
Hani i Elezit	Ferizaj	0,5	0,3	33,3	296	164	6.206
Mamushë	Prizren	1,1	0,1	0,6	581	82	121
Ukupno		137,0	38,1	254,3	74.923	20.817	47.438
		429,4			143.177		

4.1.4 Upravljanje opterećenjem i skladištenje

Generalno, potrošači prirodnog gasa se mogu podeliti u tri kategorije:

glavni potrošači (velika industrija, elektrane, itd.)

industrijski potrošači, i

potrošači na distributivnom sistemu gasa (domaćinstva i uslužni sektor).

U zavisnosti od profila glavnih potrošača, može se uočiti određen sezonski karakter u potrošnji gasa (recimo ako ima dosta postrojenja za kombinovanu proizvodnju toplotne i električne energije¹²). Industrijski potrošači mogu da pokažu izvestan sezonski karakter u obrascu potrošnje gasa, ali generalno rade po konstantnoj stopi tokom cele godine kako bi maksimizirali raspoloživi proizvodni kapacitet. Glavni pokretači potrošnje gasa u industriji su procesi koji zahtevaju prirodni gas (peći, ulaz sirovog gasa, turbine, itd.) koji su neosetljivi na vremenske uslove. S druge strane, potrošači priključeni na distributivnu mrežu gasa, odnosno sektor domaćinstava i usluga, pokazuju najizraženiji sezonski karakter u obrascima potrošnje. Potrošnja gasa u

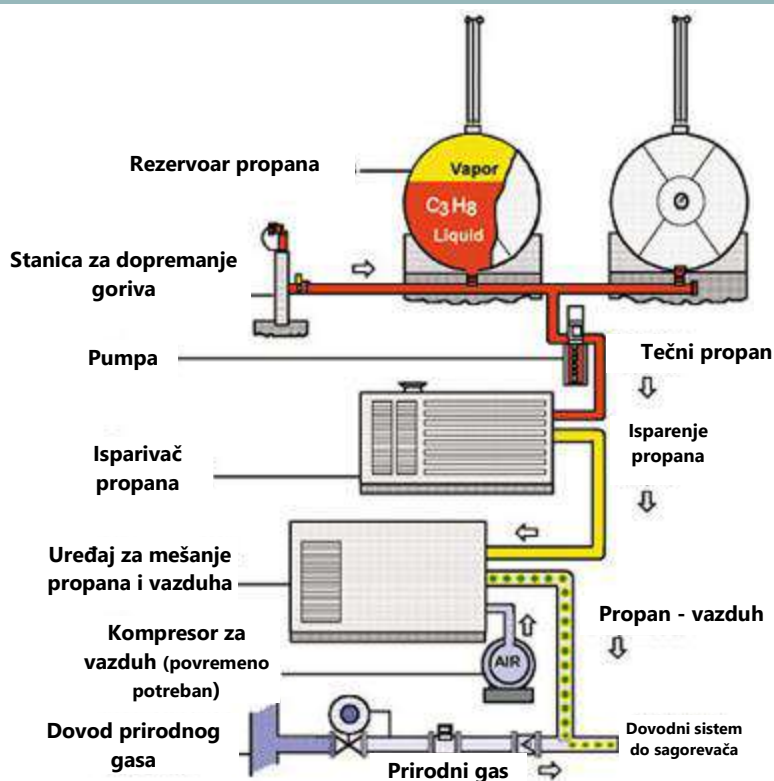
¹²Postrojenje za kombinovanu proizvodnju toplotne i električne energije

domaćinstvima i uslužnom sektoru je oko 90% sezonska jer je povezana sa potrebama za grejanjem prostora. Ove potrebe su usko povezane sa temperaturom spoljašnjeg vazduha.

Distributivna potrošnja se sastoji od dva glavna dela. Jedna je fiksna potrošnja gasa koja podrazumeva pripremu tople vode i kuvanje. Drugi je promenljiva potrošnja gasa koja podrazumeva grejanje prostora. Prema iskustvu Konsultanta, postoji apsolutna korelacija između spoljne temperature i intenziteta grejanja i neosporan uzrok hladnog vremena koji uzrokuje grejanje domaćinstava od strane potrošača. Ovakvo iskustvo proizilazi iz iskustava u energetskom balansiranju, energetskoj statistici i predviđanju potražnje za energijom. Fiksni deo potrošnje iznosi 10% ukupne godišnje potražnje prirodnog gasa u distributivnoj mreži, dok varijabilna potrošnja čini preostalih 90%, u zavisnosti od godišnjeg doba. Uzimajući u obzir strukturu predviđene potražnje gasa za Kosovo, očekuje se da će oko $\frac{3}{4}$ predviđene potrošnje gasa biti konstantna. Međutim, zbog relativno visokog faktora vršne potražnje za Kosovo, vršna potražnja za gasom može biti znatno veća od prosečne potražnje za gasom (vidi Poglavlje 4.1.3).

Pošto je potrošnja gasa sezonskog karaktera i nije konstantna tokom cele godine, izvršen je skrining različitih mera nivelisanja vršne potražnje i sezonskog skladištenja. Jedno od rešenja za nivelisanje vršne potražnje za industrijske i komercijalne potrošače je sistem propan-vazduh. Propan-vazduh, takođe nazvan UPG-Vazduh ili SPG, je u suštini sintetički prirodni gas koji se formira mešanjem propana ili UPG-a sa vazduhom. Kada se pomeša, formira homogenu smešu koja se može koristiti kao direktna zamena za prirodni gas u sagorevanju. Tipično postrojenje za nivelisanje propan-vazduh sastoji se od skladišta UPG-a, stanice za istovar kamiona, pumpi za prenos, isparivača propana, vazdušnih kompresora, mešača propan-vazduh, uređaja za merenje brzine protoka gasa i kalorijske vrednosti i kontrole sistema (**Slika 17**).

SLIKA 17 – ŠEMA POSTROJENJA ZA NIVELISANJE PROPAN-VAZDUH



Kao što je pomenuto, rezervoari/skladišta UPG-a mogu se koristiti kao kapacitet za dva goriva za industrijske i veće komercijalne potrošače, dok nije praktično koristiti ih za distributivne sisteme. Mogućnosti korišćenja dvojnog goriva za kotlarnice u industriji i veće uslužne delatnosti često će biti najjednostavnije rešenje za nivelisanje vršne potražnje. Jedna od prepreka za korišćenje dvojnog goriva je razlika u ceni goriva. Dakle,

upotrebu prekidnih potrošača¹³ treba regulisati na nivou ugovora kako bi se razjasnile obaveze gasne kompanije.

Lajnpaking (*eng. line packing*) sistema za transport gasa dok gasovod ne dostigne puni potencijal u kasnijim fazama korišćenja projekta bilo bi sa investicione tačke gledišta najjeftinije rešenje (cena balansiranja gasa je drugo pitanje). To bi moglo biti rešenje za brzo nivelisanje vršne potražnje na dnevnom nivou. To znači da bi OPS mogao da koristi interno skladište gasovoda smanjenjem pritiska u gasovodu na minimalno dozvoljeni nivo. Za kontrolu lajnpakinga potrebno je implementirati SCADA¹⁴ sistem.

Takođe, mogu se razmotriti rešenja kao što su KPG i/ili UPG skladišta manjeg obima za nivelisanje vršne potražnje, u zavisnosti od ekonomske izvodljivosti dostupnih opcija, od slučaja do slučaja.

S druge strane, postoji koncept podsticanja ponašanja kupaca da prebace opterećenje van perioda najveće potražnje. Ovaj koncept upravljanja opterećenjem (ili odgovora na potražnju) se koristi u upravljanju elektroenergetskom mrežom. Međutim, upravljanje opterećenjem je alat koji se istorijski nije koristio u upravljanju potražnjom za prirodnim gasom. Korišćenje strukture cena sa visokim podsticajima za velike potrošače za korišćenje gasa u periodima sa niskom potrošnjom, odnosno visokim cenama tokom perioda najveće potrošnje obično će biti rešenje sa najnižim troškovima za smanjenje vršnog opterećenja. Za pojedinačne potrošače priključene na distributivnu gasnu mrežu, viša tarifa tokom zimskih meseci bi podstakla uštedu energije, bilo kao smanjenje temperature ili komfora ili ulaganjem u izolaciju radi smanjenja gubitaka toplote.

Za potrebe analize potencijalne potrebe za podzemnim skladištem gasa (PSG) na Kosovu, izvršena je procena potrebne zapremine skladištenja i dnevnog kapaciteta povlačenja. Procena se vrši u odnosu na prognozirano potražnju gasa pod pretpostavkom da će snabdevanje gasom biti ugovoreno na nivou prosečne očekivane godišnje potrošnje gasa tokom cele godine. Primenjeni model PSG-a je uzimao u obzir promenljivu sezonsku potrošnju gasa, optimizujući skladište koje se puni tokom leta i prazni tokom zime. Istorijski podaci o indeksu stepen dana (HDD) za Kosovo preuzete su sa BizEE Degree Dais.net i povezane sa prognoziranom godišnjom potrošnjom prirodnog gasa. Imajući u vidu strukturu prognozirane potrošnje prirodnog gasa, rezultat je da potencijalne potrebe za skladištenjem dostižu vrhunac od 88 miliona mcm 2045. godine, sa maksimalnim kapacitetom povlačenja od 1,77 miliona mcm/dan. S obzirom da na Kosovu ne postoji podzemno skladište gasa, mogla bi da se primeni opcija podzakupa virtuelnog skladišta. Opcija podzakupa virtuelnog skladišta znači da lokalni dobavljač gasa sklapa ugovor o podzakupu skladišta sa dobavljačima koji koriste postojeće kapacitete za skladištenje gasa u regionu. Cena tog gasa biće tržišna cena gasa uvećana za očekivane troškove skladištenja. Korist dobavljača u tom poslu je činjenica da se gas prodaje po tržišnoj ceni uvećanoj za naknadu za skladištenje, ali se realizuje bez stvarne upotrebe skladištenja i troškova transporta do i od skladišnog postrojenja. Takav sporazum je uobičajena praksa na tržištu gasa. Ova opcija, zajedno sa drugim opcijama upravljanja opterećenjem koje ne zahtevaju nikakva ulaganja (dvojno gorivo, tarifni podsticaji, lajnpaking i slično) bi predstavljala najizvodljiviju i najpreporučeniju opciju upravljanja opterećenjem za Kosovo.

4.2 Procena snabdevanja gasom

Na Kosovu trenutno ne postoji funkcionalna gasna infrastruktura i nema priključaka na regionalnu gasnu mrežu. Pošto na Kosovu nema proizvodnje niti dokazanih rezervi prirodnog gasa, uvoz prirodnog gasa je jedina opcija za snabdevanje Kosova gasom.

¹³Potrošači sa prekidnim kapacitetom prenosa gasa koji operator prenosnog sistema može prekinuti u skladu sa uslovima predviđenim ugovorom o prenosu. Prekidni potrošači plaćaju niže naknade za transport gasa u zamenu za fleksibilnost koju pružaju sistemu tako što pristaju da budu prekinuti tokom perioda velike potražnje za gasom.

¹⁴Sistem za nadzor, kontrolu i prikupljanje podataka

4.2.1 Opcije trasa snabdevanja gasom

Kada je reč o snabdevanju gasom, trenutno se razmatraju dve opcije za uvoz gasa. Jedna opcija je snabdevanje gasom iz Severne Makedonije preko gasovoda Severna Makedonija-Kosovo (gasovod SKOPRI). Druga opcija je snabdevanje gasom iz Albanije preko gasovoda Albanija-Kosovo (ALKOGAP). Ukoliko ove opcije ne budu uspešno sprovedene, Kosovo bi potencijalno moglo da se snabdeva prirodnim gasom u obliku komprimovanog prirodnog gasa (KPG) ili utečenjenog prirodnog gasa (UPG) koji se isporučuje putem drumskog ili železničkog transporta. Izvori UPG u ovom slučaju bi mogli biti postojeći i planirani UPG terminali u regionu (Hrvatska, Grčka i Albanija), dok bi se KPG mogao isporučivati sa operative KPG punionice u Severnoj Makedoniji ili eventualnih novih KPG postrojenja.

SLIKA 18 – POTENCIJALNI PUTEVI SNABDEVANJA PRIRODNIM GASOM

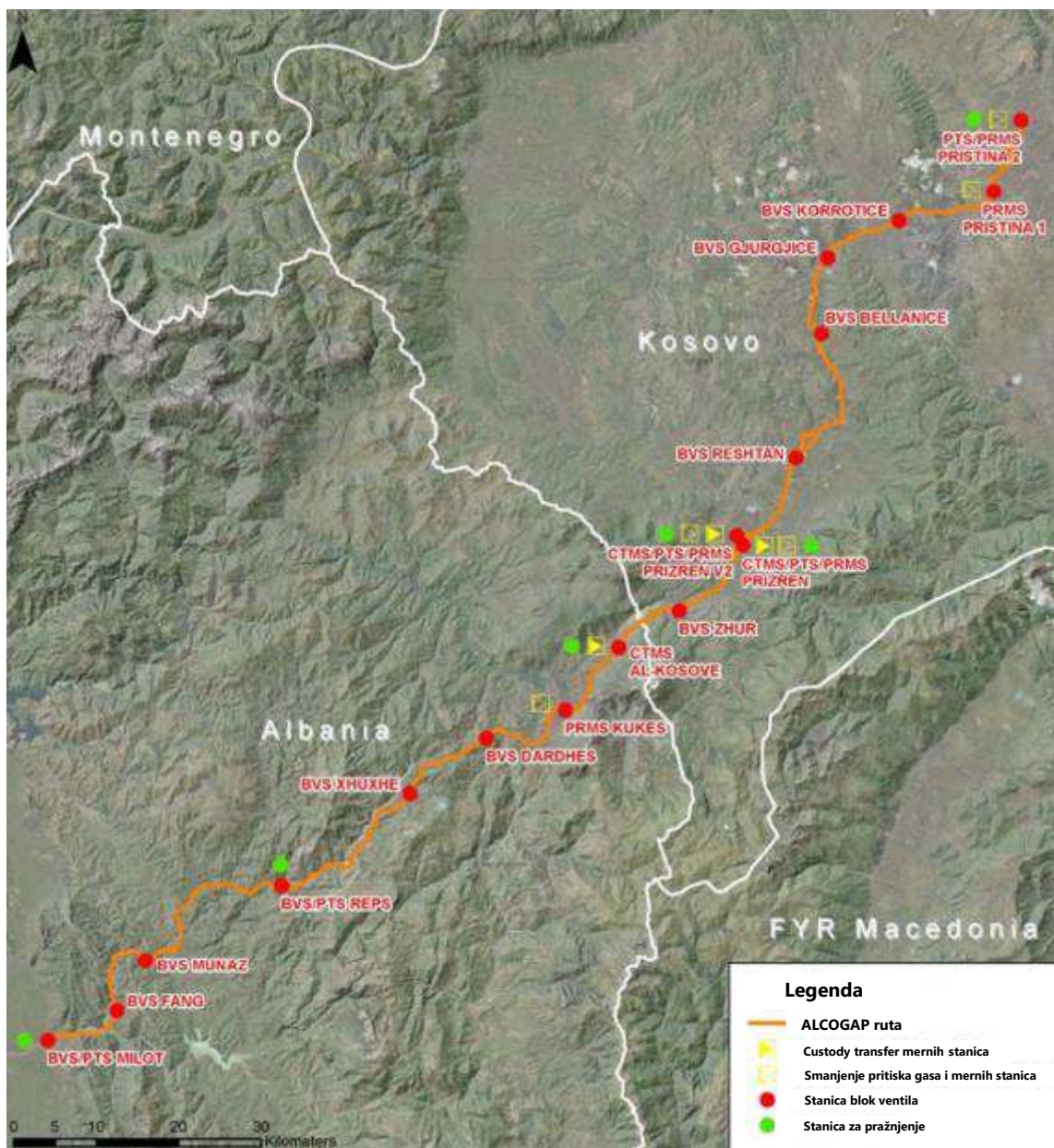


Gasna interkonekcija Severna Makedonija-Kosovo (SKOPRI), zajedno sa planiranom gasnom interkonekcijom Grčka-Severna Makedonija, omogućila bi snabdevanje gasom iz kaspiskog regiona preko Transjadranskog gasovoda (TAP), kao i snabdevanje UPG-om sa UPG terminala u Grčkoj. Početak izgradnje očekuje se u drugom kvartalu 2022. godine, dok se puštanje u rad interkonekcije Grčka-Severna Makedonija očekuje 2024. godine. Napominjemo da će za značajnije isporuke gasa Kosovu, koje se predviđaju u kasnijim godinama, biti neophodno da Severna Makedonija završi svoj zapadni krak gasnog prstena (preko Bitolja). Izvan zapadnog prstena, Deonica Skoplje-Gostivar - trenutno je završeno oko 70%, ove godine se očekuje tender za izgradnju deonice Gostivar-Kičevo. Preostale dve deonice (Kičevo-Ohrid i Ohrid-Bitollj) se očekuju u narednim godinama. Kompletan završetak zapadne deonice gasnog prstena Severne Makedonije očekuje se krajem 2025. ili početkom 2026. godine. Uzimajući u obzir trenutni nivo razvoja gasne infrastrukture Kosova, Konsultant smatra da je to dovoljno.

Gasovod Albanija-Kosovo (ALKOGAP) (Slika 19) jeste gasovod koji ima za cilj da uspostavi novu rutu snabdevanja prirodnim gasom koji se transportuje iz Kaspiskog regiona preko Transjadranskog gasovoda do Albanije, a zatim u severoistočnom pravcu kroz Albaniju ka Kosovu. ALKOGAP bi se priključio na planirani Jonsko-jadranski gasovod (IAP). Budući da bi IAP bio dvosmeran, mogao bi da obezbedi snabdevanje gasom iz TAP, kao i snabdevanje prirodnim gasom sa hrvatskog UPG terminala na ostrvu Krk. Trase Transjadranskog

gasovoda i planiranog Jonsko-jadranskog gasovoda prikazane su na **Slika 18**. Trasa gasovoda Albanija-Kosovo je prikazana na **Slika 19**.

SLIKA 19 – KORIDOR ALKOGAP



Izvor: Prethodna studija izvodljivosti za gasovod od Albanije do Kosova

Prema dostupnim informacijama, završena je Procena uticaja na životnu sredinu i Idejno rešenje za deonice IAP-a u Hrvatskoj, a na pojedinim deonicama je završen i glavni projekat. Za albansku i crnogorsku deonicu, idejni projekat i ESIA su završeni u novembru 2021.godine.

Prethodna studija izvodljivosti za ALKOGAP je završena 2018. godine. Prema dostupnim informacijama, dalje razvojne aktivnosti nisu u toku. Konsultant nema novije informacije o očekivanoj dinamici donošenja konačne



odluke o investiranju, tendera za izgradnju i predviđenog početka rada. Međutim, Energetska zajednica je izvestila da je 2026. godina početak rada za IAP i 2027. za ALKOGAP¹⁵.

Uzimajući u obzir potencijalne projekcije potražnje gasa za Kosovo definisane u Proceni potražnje za gasom, obe rute snabdevanja imaju dovoljan kapacitet za snabdevanje prirodnim gasom. Međutim, imajući u vidu opisani status preduslova razvoja infrastrukture u regionu, Konsultant napominje da će gasna interkonekcija Severna Makedonija-Kosovo verovatno biti moguća mnogo ranije od ALKOGAP-a. Osim toga, iako je dužina gasovoda od granice sa Severnom Makedonijom do Prištine uporediva sa dužinom albanske granice, dužina gasovoda koji treba da se izgradi u Albaniji da bi se povezao IAP predstavlja veliku razliku između dve opcije snabdevanja Kosova. Uz to, teren ALKOGAP trase je teži. Dakle, s obzirom na dužinu gasovoda i odgovarajuće investicione troškove, priključak na gasni sistem Severne Makedonije je mnogo realnija opcija za snabdevanje Kosova gasom.

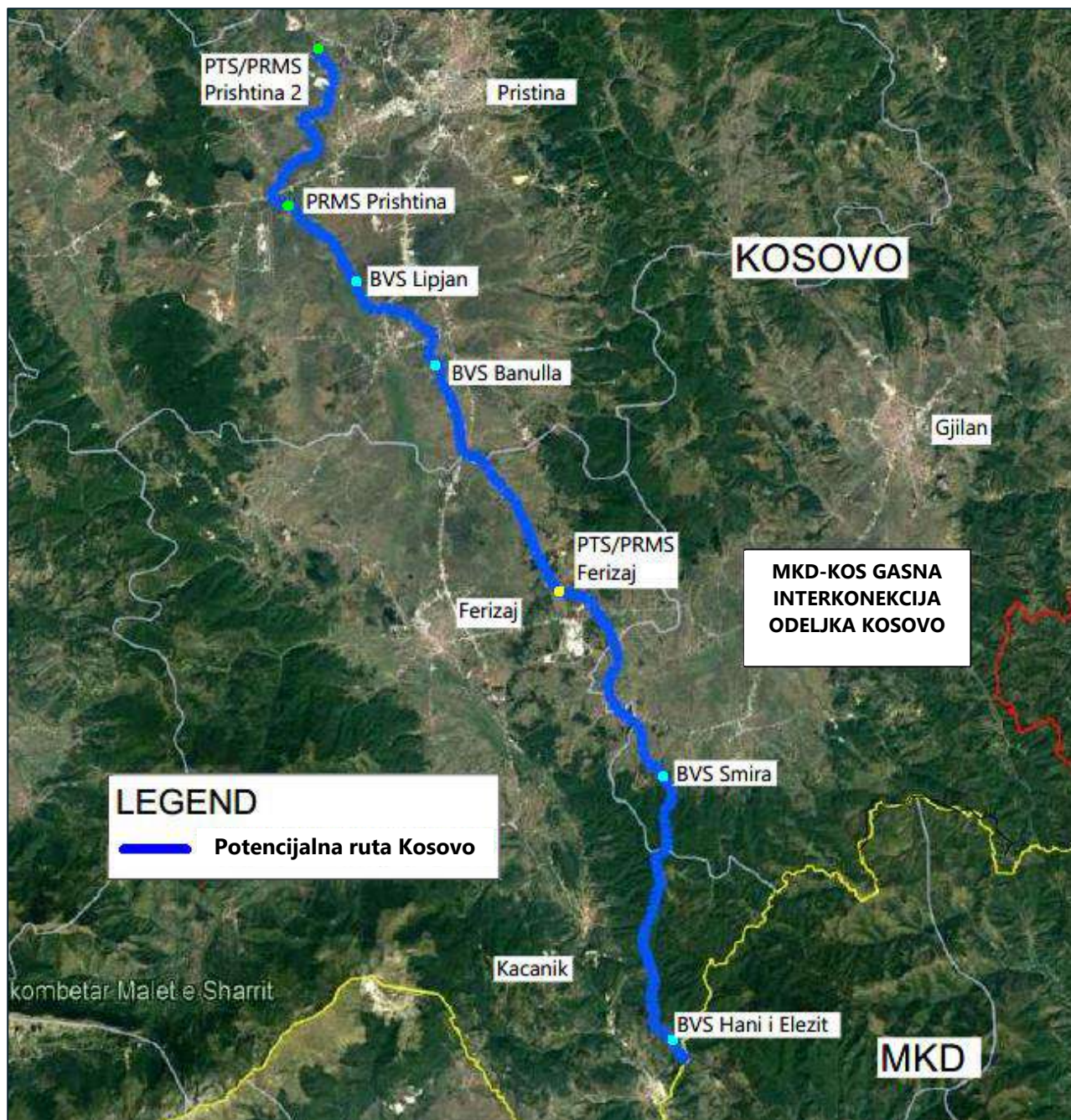
Kada se završe relevantne interkonekcije, Kosovo će verovatno biti deo velikog i integrisanog gasnog sistema JIE, a dobavljači gasa aktivni na Kosovu će takođe moći da pristupe brojnim regionalnim gasnim čvorištima/berzama, sa potencijalnim koristima kako u smislu cena, tako i sigurnosti snabdevanja.

Prethodna studija izvodljivosti AE za 2019/2020, kompaktni program za energetske sektor Kosova ispitivala je tri opcije snabdevanja prirodnim gasom kako bi zadovoljio projektovanu potražnju za gasom na Kosovu i identifikovala je opciju koja je najpogodnija za ispunjavanje projektovanih energetske potrebe zemlje. Gasna interkonekcija Skoplje-Priština sa razvojem mreže za prenos i distribuciju gasa na Kosovu identifikovana je kao opcija sa najnižim troškovima za zadovoljavanje projektovane potražnje za gasom.

Osnovna svrha izgradnje interkonekcije gasovoda Severna Makedonija-Kosovo proizilazi iz strateškog opredeljenja Vlada Republike Severne Makedonije i Kosova da se postigne viši nivo ukupne funkcionalnosti energetske sistema u zemlji i da se obezbede uslovi za znatno veću infrastrukturu i ekonomsku integraciju sa susednim zemljama i ostalim evropskim zemljama. Ukupna dužina gasovoda Severna Makedonija-Kosovo je oko 101 km, od čega 26 km u Severnoj Makedoniji i 75 km na Kosovu. Predviđena trasa gasne interkonekcije Severna Makedonija-Kosovo prikazana je na **Slika 20**.

¹⁵ <https://www.energy-community.org/regionalinitiatives/infrastructure/PLIMA/Gas16.html>
<https://www.energy-community.org/regionalinitiatives/infrastructure/PLIMA/Gas13.html>

SLIKA 20 – TRASA GASNE INTERKONEKCIJE SEVERNA MAKEDONIJA-KOSOVO



Izvor: Identifikacija gasne interkonekcije Severna Makedonija-Kosovo i tehnička procena alternativa za trasu gasovoda, 2021.

Sistem za transport gasa od Skoplja do Prištine uspostavio bi trasu za snabdevanje Kosova gasom. To bi zauzvrat omogućilo početak gasifikacije Kosova. Iz perspektive Severne Makedonije, uspostavljanje ove trase bi povećalo obim prenosa gasa kroz sistem za transport gasa Severne Makedonije, što bi potencijalno povoljno uticalo na tarife prenosa, čime bi se dodatno povećala konkurentnost prirodnog gasa.

4.2.2 Gasna infrastruktura, razvoj i izvori prirodnog gasa u regionu

Kada je reč o postojećim gasnim interkonekcijama, Severna Makedonija ima jednu gasnu interkonekciju sa Bugarskom (puštena u rad 1997. godine) i snabdeva se ruskim gasom kroz gasovod prečnika 20", dužine 98 km, koji gas prenosi preko priključnog mesta Židilovo na bugarskoj granici. Komercijalne rezerve prirodnog gasa u Severnoj Makedoniji nisu deklarirane.

Trenutno je glavni potrošač prirodnog gasa u Severnoj Makedoniji TE-TO u Skoplju. Tokom zimskih meseci najveće potražnje, koristi skoro pun kapacitet gasovoda Židilovo-Skoplje. Zbog toga, Severna Makedonija nastoji da poveže glavne centre potražnje za gasom ili glavne potrošače preko mreže za transport koja može da se uključi u prioritetne transnacionalne gasovode Evrope: TAP, TANAP, IAP i Turski tok. Kao rezultat toga, Nacionalni energetske resursi (NER) sprovodi nekoliko projekata gasovoda u zemlji, uključujući gasnu vezu sa Grčkom. *Studija izvodljivosti za interkonektor prirodnog gasa Grčka-Severna Makedonija (2019.)* bavi se procenom tehničke, ekološke i ekonomske izvodljivosti proširenja sistema za transport gasa Grčke do granice između Grčke i Severne Makedonije, i dalje do Negotina u Severnoj Makedoniji. Gasovod prečnika 30" sa projektovanim pritiskom od 68 bara ima dužinu od približno 55 km u Grčkoj, dok gasovod prečnika 28" sa projektovanim pritiskom od 68 bara ima dužinu od približno 68 km u Severnoj Makedoniji.

Uzimajući u obzir prognozu potražnje i maksimalan kapacitet (0,8 bcm) postojećeg gasovoda od 20" kojim se ruski gas prenosi za Severnu Makedoniju preko Bugarske, razvoj gasnog interkonektora Grčka-Severna Makedonija je neophodan za pokrivanje buduće potražnje za gasom, kako za Severnu Makedoniju, tako i za Kosovo.

SLIKA 21 – POSTOJEĆA I PLANIRANA GASNA INFRASTRUKTURA



Izvor: ENTSO-G & Gas Infrastructure Europe

Transjadranski gasovod (TAP), koji je deo takozvanog Južnog gasnog koridora, pušten je u rad u novembru 2020. kako bi omogućio pristup azerbejdžanskim izvorima gasa. TAP počinje na granici Turske i Grčke, gde se povezuje sa TANAP-om. Ukupna dužina gasovoda je 878 km sa projektovanim pritiskom od 95 i 145 bara (odmorski deo) i prečnikom 48" i 36" (odmorski deo). Gasovod bi trebalo da predstavlja novi vid snabdevanja gasom iz Azerbejdžana preko Grčke i Albanije, preko Jadranskog mora do Italije. Početni kapacitet je 10 bcm, a prema sadašnjim ugovorima o snabdevanju, kapacitet je rezervisan za 25 godina, sa 8 bcm za Italiju i 1 bcm za Grčku i Bugarsku. Međutim, postoji mogućnost da se kapacitet proširi do 20 bcm sa dodatnim kompresorskim stanicama, jednom u Grčkoj i jednom u Albaniji.

Okosnica Južnog gasnog koridora je Transanadolski gasovod (TANAP), pušten u rad 2018. godine. Njegov trenutni tehnički kapacitet iznosi 16 bcm godišnje, a planirano je da se poveća na 24 bcm u 2023. i na 31 bcm u 2026. (od kojih je većina rezervisana za Evropu).

SLIKA 22 – RUTA TANAP



Tokovi gasa iz Azerbejdžana u Italiju mogli bi da dovedu do smanjenja cena italijanskog gasnog čvorišta PSV (*Punto di Scambio Virtuale*). Važnost TAP-a za jugoistočnu Evropu će se povećati kada interkonektor između Bugarske i Grčke bude okončan (očekuje se sredinom 2022. godine), omogućavajući isporuku azerbejdžanskog gasa u regionu koja još uvek u velikoj meri zavisi isključivo od uvoza iz Rusije.

Gasovod Turski tok, pušten u rad u januaru 2020, direktno povezuje velike rezerve gasa u Rusiji sa turskom mrežom za transport gasa.

SLIKA 23 – TRASA GASOVODA TURSKI TOK



Ovaj gasovod je dvocevni sistem (oba cevovoda prečnika 32"), od kojih je jedan niz rezervisan za Tursku, a drugi za Evropu. Tehnički kapacitet je 31,5 mlrd bcm (15,75 bcm za Evropu, 15,75 bcm za Tursku). Ovaj gasovod zamenjuje tranzit gasa kroz Ukrajinu i na taj način donosi diversifikaciju u pogledu puteva snabdevanja regiona, ali ne obezbeđuje diversifikaciju izvora gasa u regionu s obzirom da je u pitanju ruski gas. Kosovo bi ovim

gasom moglo da se snabdeva preko Bugarske i Severne Makedonije. Međutim, kao što je ranije pomenuto, postoji usko grlo u vezi sa postojećom infrastrukturom i tačkom interkonekcije u Židilovu.

4.2.2.1 Potencijalni izvori snabdevanja UPG

Što se tiče snabdevanja UPG, postojeći UPG terminal u Grčkoj, u blizini Atine na ostrvu Revituza, ima godišnji kapacitet regasifikacije od 7 bcm. Planirani kapacitet novog UPG terminala Aleksandropolis u Grčkoj iznosi 6,1 bcm/g. Očekuje se da će biti u funkciji do kraja 2023. godine.

UPG terminal Krk u Hrvatskoj počeo je sa radom u januaru 2021.godine. Njegov godišnji kapacitet regasifikacije je 2,6 bcm/g. Povećanje kapaciteta regasifikacije planirano je za dodatnih 4,4 milijarde bcm, čime će se dostići ukupan kapacitet regasifikacije od 7 milijardi bcm/god. Ovaj terminal bi mogao da posluži kao izvor snabdevanja gasom za Kosovo ukoliko bi se izgradio IAP.

Planirano je da se Eagle terminal UPG (FSRU) u Albaniji nalazi u blizini Levana, u okrugu Fjer. Čini se da je ovaj projekat otkazan, međutim, 2021. godine, Ministarstvo infrastrukture i energetike Albanije i Exxcelerate energy zajedno sa ExxonMobil, potpisali su memorandum o razumevanju za sprovođenje studije izvodljivosti za potencijalnu izgradnju terminala za uvoz UPG u luci Valona, Albanija. Ukoliko bude realizovan, ovaj terminal bi takođe mogao da služi kao izvor snabdevanja gasom za Kosovo preko ALKOGAP-a, ili praktično preko gasne interkonekcije Severna Makedonija-Kosovo. Međutim, trenutno nisu dostupni detalji o ovom projektu.

SLIKA 24 – UPG INFRASTRUKTURA



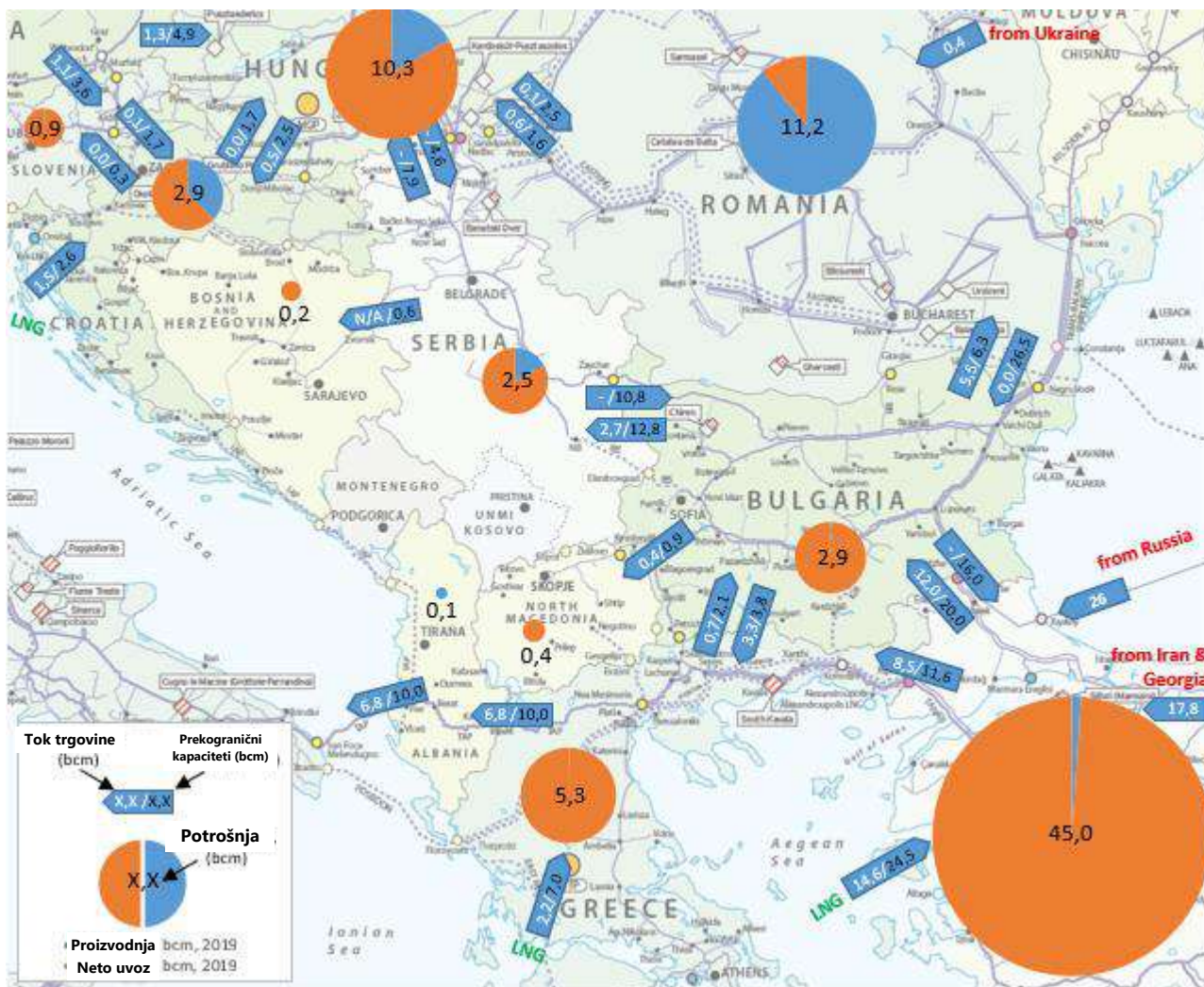
Izvor: Gas Infrastructure Europe

4.2.3 Trgovina prirodnim gasom i rezerve

Što se tiče trgovinskih tokova gasa u JIE i širem regionu, otprilike 50% količina prirodnog gasa u 2021. godini dolazilo je iz Rusije preko gasovoda Turski tok, dok je ostatak gasa kojim se snabdeva region dolazio od UPG

(~33%) i iz Bliskog istoka (~17%). Grafički prikaz trgovinskih tokova gasa u regionu u 2021. godini prikazan je na **Slika 25**. Slika takođe daje informacije o trenutno instaliranim prekograničnim kapacitetima, nacionalnoj potrošnji gasa i njihovoj strukturi (neto uvoz i domaća proizvodnja). Instalirani prekogranični kapaciteti u regionu dovoljni su za isporuku dodatnih količina gasa za Kosovo.

SLIKA 25 – TRGOVINSKI TOKOVI PRIRODNOG GASA, PREKOGRANIČNI KAPACITETI, DOMAĆA POTROŠNJA I PROIZVODNJA U REGIONU 2021. GODINE¹⁶ (MCM)



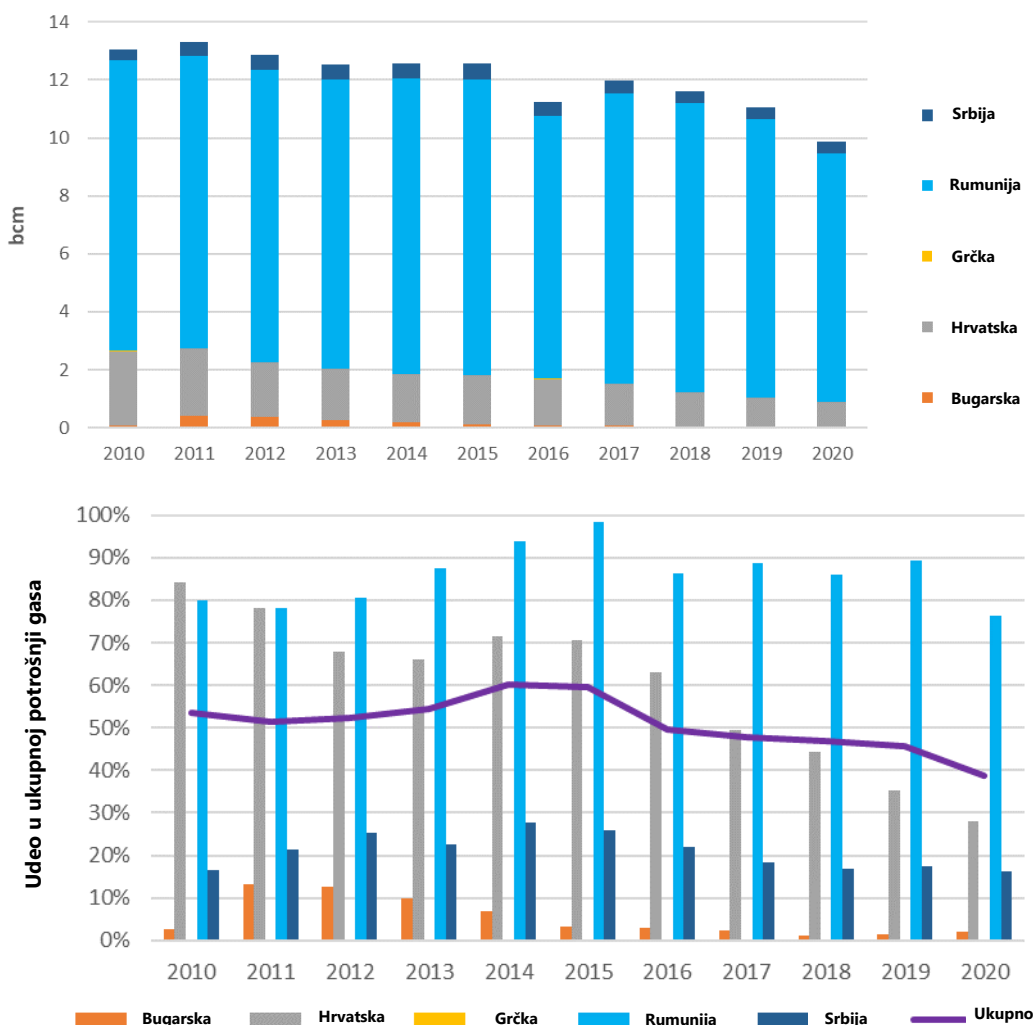
Izvor: Gas Infrastructure Europe, ENTSO-G, Eurostat, usluga podataka o tokovima trgovine gasom, IEA, februar 2022.

Što se tiče rezervi prirodnog gasa u Evropi, najveće rezerve prirodnog gasa su u Norveškoj (~1400 bcm na kraju 2020.godine). U regionu JIE najveće rezerve prirodnog gasa nalaze se u Rumuniji. Dokazane rezerve prirodnog gasa u Rumuniji na kraju 2020. godine iznosile su 100 bcm (~2,5% ukupne Evrope), što daje odnos rezerve i proizvodnje¹⁷ od 9,1. Manje rezerve prirodnog gasa postoje i u Hrvatskoj, Srbiji, Bugarskoj i Grčkoj. Proizvodnja prirodnog gasa u zemljama JIE i učešće proizvodnje gasa u ukupnoj potrošnji prirodnog gasa prikazani su na **Slika 26**.

¹⁶ Podaci o proizvodnji i potrošnji su iz 2019. (godina pre COVID-a)

¹⁷ Odnos rezervi i proizvodnje je odnos rezervi preostalih na kraju godine podeljen sa proizvodnjom u toj godini.

SLIKA 26 – PROIZVODNJA PRIRODNOG GASA I UČEŠĆE U POTROŠNJI U REGIONU JIE



Izvor: Eurostat, Energetski bilanci, izdanje za januar 2022

S obzirom na dokazane rezerve prirodnog gasa u regionu i širom sveta, dostupnost prirodnog gasa nije pitanje za gasifikaciju Kosova, pa čak ni regiona. Ključno pitanje je da li će biti dovoljno investicija u infrastrukturu da se gas dovede na tržište Kosova, uključujući prenosne i distributivne gasovode, i ekonomičnost tih investicija.

Analiza trenutnog bilansa snabdevanja prirodnim gasom za region JIE (**Slika 25**) pokazuje da je oko $\frac{3}{4}$ količina prirodnog gasa koje ulaze u region ruskog porekla. Tačnije, Bugarska i Grčka, zemlje iz kojih je predviđeno da gas stigne na Kosovo, 2021. godine su obezbeđivale 75% i 38% svojih potreba prirodnim gasom ruskog porekla¹⁸. Postojeća gasna infrastruktura je omogućila da se do 70% ruskog gasa zameni povećanjem uvoza gasa iz kaspiskog regiona i preko postojećih UPG terminala. Sa dodatnim kapacitetima za uvoz UPG koji će biti dostupni nakon puštanja u rad UPG terminala Aleksandrupolis u Grčkoj (**Slika 24**), planiranog 2023. godine, biće moguće kompenzovati potpuni prekid isporuke gasa iz Rusije u region. Osim toga, ako uključimo planove za povećanje kapaciteta Transanadolskog gasovoda (TANAP) sa 16 na 24 bcm u 2023. i na 31 bcm u 2026. godini, kao i mogućnost proširenja kapaciteta Transjadranskog gasovoda (TAP) do 20 bcm, potpuni prekid isporuke prirodnog gasa iz Rusije u region JIE ne bi trebalo da predstavlja problem.

¹⁸ Eurostat

4.3 Cene gasa – razmatranja u pogledu tarifa

U ovom odeljku rezimiramo ključna razmatranja koja treba uzeti u obzir prilikom kreiranja tarifa za gas. Razmatranja su data odvojeno za aktivnosti prenosa i distribucije. Više detalja možete pronaći u Tarifnoj studiji dostavljenoj u okviru ovog zadatka. Odgovornost za merenje, fakturisanje i naplatu jeste na OPS ili ODS.

4.3.1 Tarife prenosa gasa

Tarifna studija daje detaljnu analizu tarifa za transport gasa. U ovom poglavlju sumiramo glavne sugestije u vezi sa strukturom usluga prenosa gasa i tarifama.

Tarife za korisnike mreže treba da budu nediskriminatorne i da se utvrđuju posebno za svaku ulaznu tačku u ili izlaznu tačku iz sistema prenosa (mrežne naknade se ne mogu obračunavati na osnovu ugovorenih putanja). U jednoj krajnosti, ovo implicira da svaka ulazna tačka u sistem i svaka izlazna tačka mogu imati različitu tarifu prenosa gasa. Nasuprot tome, moguće je grupisati sličnu ulaznu i izlaznu tačku što rezultira jedinstvenom tarifom za transport gasa (model poštanske marke).

Što se tiče usluga, operator prenosnog sistema treba da obezbedi korisnicima sistema:

kako **neprekidne** i **prekidne** usluge pristupa treće strane Cena prekidajućeg kapaciteta treba da odražava verovatnoću prekida.

tako i **dugoročne** i **kratkoročne** usluge.

Troškove usluga prenosa treba prvenstveno nadoknaditi iz tarifa za prenos zasnovanih na **kapacitetu**. Pored tarifa zasnovanih na kapacitetu, deo prihoda od usluga prenosa može se nadoknaditi tarifama **zasnovanim na robu**. Tarifa zasnovana na robu je tarifa zasnovana na protoku. Namera je da pokrije troškove uglavnom izazvane količinom gasa koji se transportuje kroz mrežu (na primer, troškovi goriva za kompresor).

4.3.2 Tarife distribucije gasa

Regulacija u pogledu tarifa za distribuciju gasa je manje propisana od regulacije mreže za transport. Principi koji se koriste za određivanje dozvoljenog prihoda treba da budu isti kao u slučaju mreže za transport gasa, a Konsultant predlaže da Regulatorna kancelarija za energetiku Kosova koristi pristup ograničenja prihoda.

U pogledu strukture tarifa, važi isti princip kao i za transport gasa: potrebno je definisati fiksnu i varijabilnu naknadu. Iako je uobičajena praksa među ODS za gas da se veći udeo prihoda ubira od varijabilne naknade, prikladnije bi bilo da se veći deo prihoda ubira od fiksne naknade: Obrazloženje je da su troškovi distribucije gasa, kao i u slučaju transporta gasa, uglavnom fiksni. Stoga, Konsultant predlaže sledeću tarifnu strukturu distribucije gasa:

Komponenta zasnovana na kapacitetu potrošača.

Komponenta zasnovana na stvarnom povlačenju potrošača, tj. na osnovu utrošene energije. Uobičajena je praksa među ODS je da se ova komponenta zasniva na godišnjoj količini potrošenog gasa.

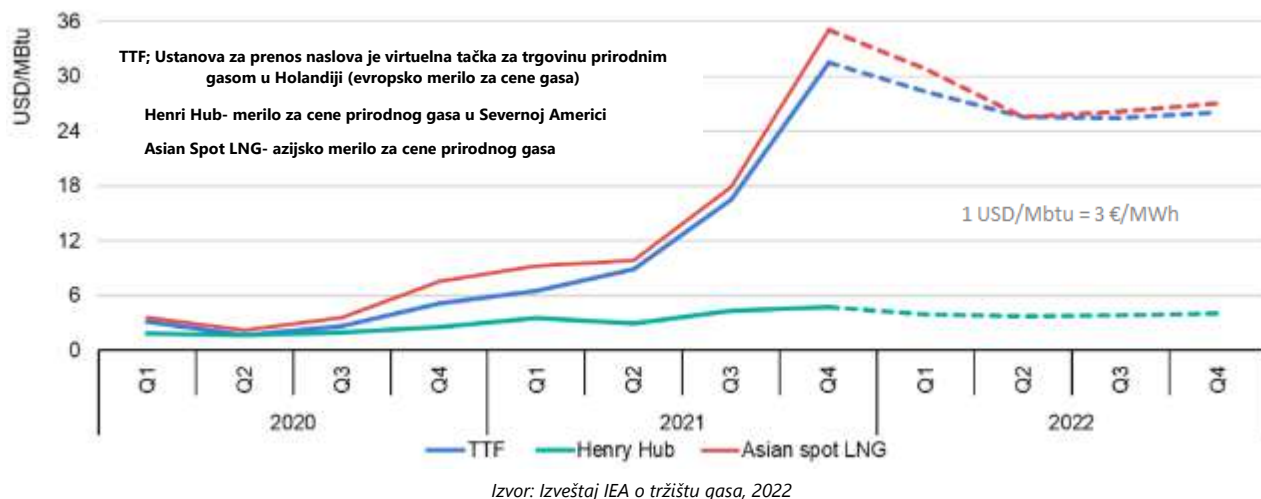
Administrativna taksa koja odražava administrativne troškove i troškove merenja

Troškovi priključivanja odražavaju troškove povezivanja novih potrošača na mrežu. Troškovi priključivanja mogu biti duboki, plitki ili neka kombinacija između njih. Dok troškovi dubokog povezivanja podrazumevaju da potrošač plaća veće iznose za povezivanje, plitki troškovi podrazumevaju da se potrošačima naplaćuje samo deo ukupnih troškova dok se preostali iznos socijalizuje. Da bi se potrošači gasa podstakli da pređu na gas, Konsultant predlaže da se na Kosovo primeni mehanizam plitke naknade za priključenje. Da bi se smanjila nesigurnost, za male i srednje potrošače treba primeniti fiksnu, unapred određenu i relativno skromnu naknadu za priključivanje.

4.3.3 Cene gasa

U 2021. na evropske veleprodajne cene gasa uticali su poremećaji na tržištu gasa, što je dovelo do značajnog povećanja cena prirodnog gasa. Prema najnovijim dostupnim kratkoročnim prognozama (IEA), evropske i azijske cene prirodnog gasa će ostati na relativno visokim nivoima 2022. godine (**Slika 27**).

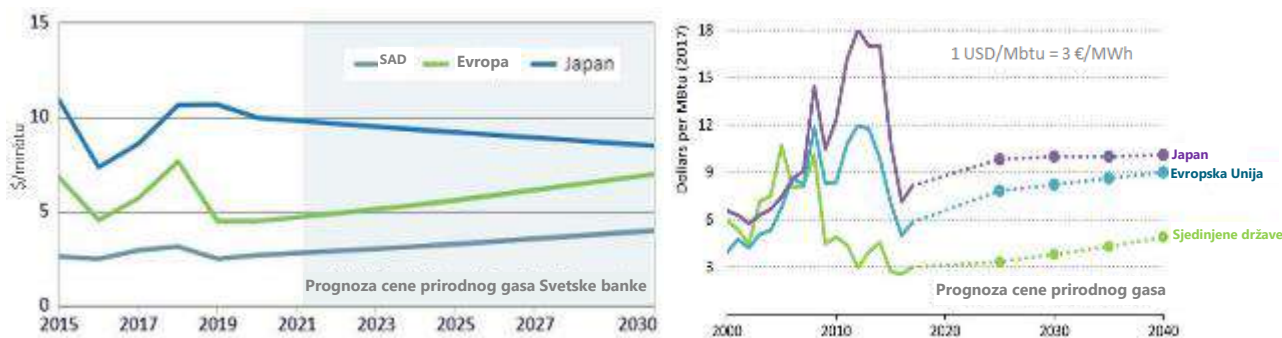
SLIKA 27 – KRATKOROČNE PROGNOZE CENA PRIRODNOG GASA



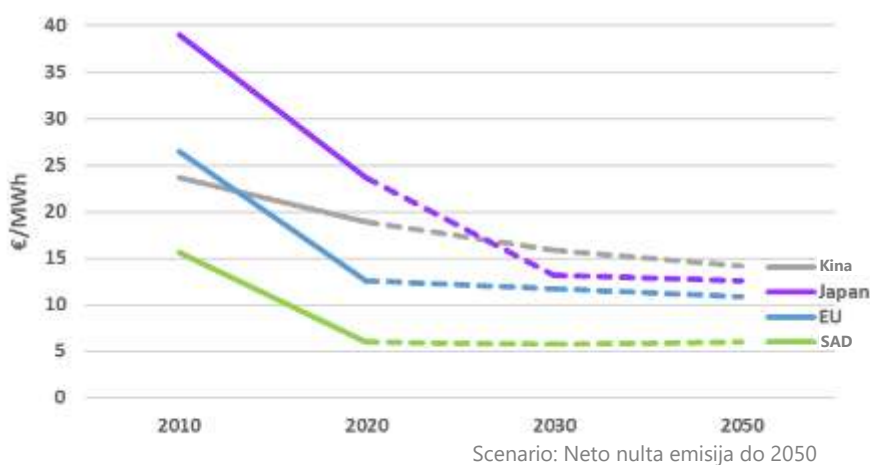
Napominjemo da su gornje prognoze objavljene pre rusko-ukrajinskog sukoba, što je dodatno povećalo cene gasa.

Prema IEA Svetskim energetske izglede 2021, budući rast globalne trgovine gasom poticaće uglavnom od UPG (do 70% obima trgovine do 2050. godine), što olakšava konvergenciju cena prirodnog gasa u ključnim regionima. Kao što je prikazano na **Slika 28**, prognozirane cene prirodnog gasa na globalnim tržištima konvergiraju i dugoročno se očekuje da će se vratiti na nivoe pre 2021/2022 i postepeno rasti ili ostati stabilne u narednim decenijama. U slučaju ostvarenja ciljeva sa nultim emisijama ugljenika, očekuje se pad cena gasa (napominjemo da grafikoni ne uočavaju skok cena u zimu 2021/2022).

SLIKA 28 – DUGOROČNE PROGNOZE CENA PRIRODNOG GASA



Izvor: Svetska banka 2021 & IEA Svetski energetske izgledi 2018



Scenario: Neto nulta emisija do 2050

Izvor: IEA Svetski energetske izgledi 2021

Dugoročne prognoze cena prirodnog gasa prema različitim scenarijima iz Svetskih energetske izgleda, prikazane su u **Tabela 10**. Iako je imajući u vidu nedavne i aktuelne poremećaje na globalnom tržištu gasa, prilično izazovno davati dugoročne prognoze. Može se videti da su prognozirane cene prirodnog gasa niže prema scenarijima *neto nulte emisije* i *održivog razvoja*. Ovakvi scenariji su dizajnirani tako da do 2050. godine postignu neto nultu emisiju CO₂ i da ispune ciljeve Pariskog sporazuma o klimatskim promenama i značajno smanje zagađenje vazduha. Suprotno tome, scenario *Najavljenih obećanja* naglašava „nedostatak ambicija” koji treba pokriti da bi se postigli ciljevi Pariskog sporazuma, dok scenario *Navedene politike* pruža konzervativniji pristup i ne uzima zdravo za gotovo da će sve vlade postići sve najavljene ciljeve.

TABELA 10 – DUGOROČNE PROGNOZE CENA PRIRODNOG GASA

Prirodni gas			Neto nulta emisija do 2050		Održivi razvoj		Najavljena obećanja		Navedene politike	
€/MWh	2010	2020	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
United States	15,6	6,0	5,7	6,0	5,7	6,0	9,3	6,0	10,8	12,9
European Union	26,4	12,6	11,7	10,8	12,6	13,5	19,5	19,5	23,1	24,9
China	23,7	18,9	15,9	14,1	18,9	18,9	25,5	24,3	25,8	26,7
Japan	39,0	23,7	13,2	12,6	16,2	15,9	22,8	20,4	25,5	26,7

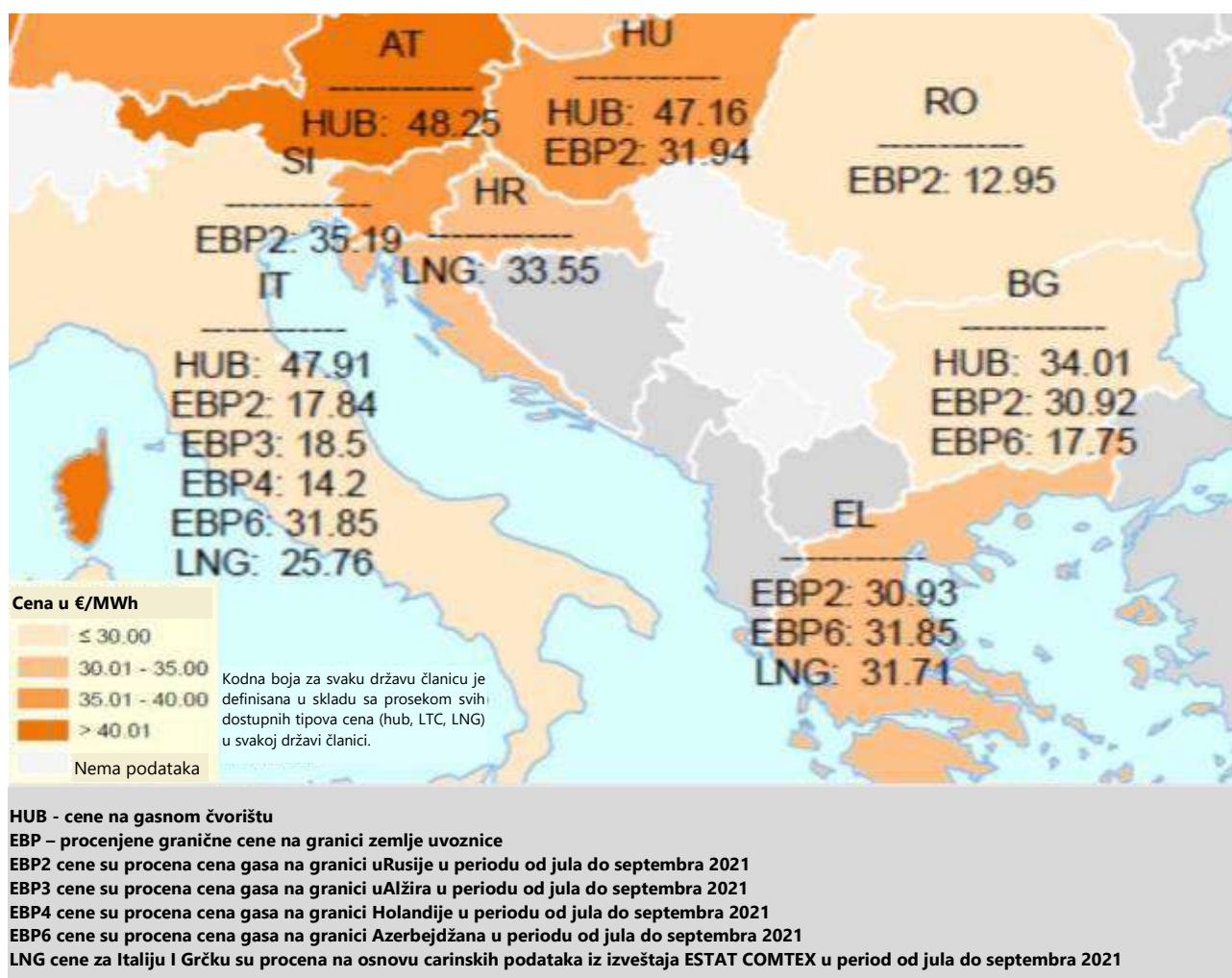
Izvor: IEA Svetski energetske izgledi 2021

Na regionalnom nivou, prema poređenju veleprodajnih cena gasa datim u Kvartalnom izveštaju o evropskim tržištima gasa za treći kvartal 2021. godine (**Slika 29**), možemo videti da se cene gasa u regionu razlikuju od zemlje do zemlje. Međutim, čini se da je to posledica gore navedenih okolnosti povezanih sa aktuelnim poremećajima na globalnom tržištu gasa. U normalnim okolnostima, prema istorijskim podacima iz prethodnih

izveštaja o tržištu gasa, cene gasa u regionu su slične, a nema dramatičnih razlika u cenama gasa među susednim zemljama. Takođe, može se primetiti da su cene UPG konkurentne u odnosu na gas iz gasovoda. Kao što je navedeno u izveštaju, granične cene su procene cena uvoza gasa iz gasovoda koje se plaćaju na granici zemlje uvoznice, na osnovu informacija prikupljenih od strane carinskih službi, i smatraju se reprezentativnim za dugoročne ugovore o gasu.

Uzimajući u obzir potencijalne izvore snabdevanja gasom, trenutno bi relevantne cene gasa za Kosovo bile cene u Bugarskoj i Grčkoj. Pored cena gasa u Bugarskoj, odnosno Grčkoj, kako je predviđeno na **Slika 29**, veleprodajne cene prirodnog gasa na granici Kosova bile bi povećane za troškove prenosa preko Bugarske i Severne Makedonije, odnosno Grčke i Severne Makedonije. U drugom scenariju, ako bi se izgradili IAP i ALKOGAP i Kosovo bi se snabdevalo iz Albanije (preko TAP i IAP) ili Hrvatske (preko IAP), veleprodajne cene prirodnog gasa na granici Kosova bile bi cene kao u Grčkoj i Hrvatskoj, uvećane za troškove transporta kroz Albaniju.

SLIKA 29 – POREĐENJE VELEPRODAJNIH CENA PRIRODNOG GASA U TREĆEM KVARTALU 2021. GODINE



Izvor: Kvartalni izveštaj o evropskim tržištima gasa, Q3 2021, Generalni direktorat za energetiku, Evropska komisija, 2022.

Cene gasa koje će se koristiti za dalje analize u okviru ovog projekta treba da budu u skladu sa raspoloživim dugoročnim prognozama cena prirodnog gasa.

Uzimajući u obzir klimatske ciljeve koje je postavila EU, Konsultant veruje da su prognoze koje najbolje odražavaju iznose cena gasa za Evropu one date u IEA Svetskim energetskim izgledima prema scenarijima neto nulte emisije i održivog razvoja prikazanim u **Tabela 10**; 11,7 €/MWh 2030. i 10,8 €/MWh 2050. godine. Naime,

ovi scenariji su osmišljeni da do 2050. godine postignu neto nultu emisiju CO₂ i da ispune ciljeve Pariskog sporazuma o klimatskim promjenama i značajno smanje zagađenje vazduha.

Iako trenutno Kosovo ne koristi nikakav mehanizam za određivanje cena ugljenika, efekat određivanja cena ugljenika će se razmotriti. Cene će biti u skladu sa dostupnim prognozama iz relevantnih izvora, kao što su ENTSO-G i ENTSO-E.

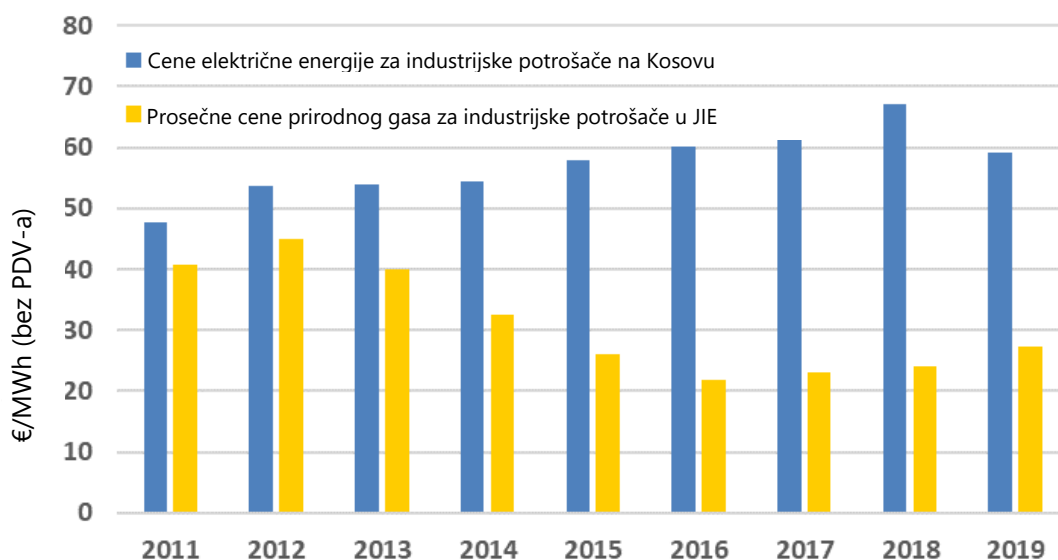
4.4 Razmatranja izvodljivosti gasifikacije

4.4.1 Konkurentnost gasa

Kada prirodni gas bude dostupan kosovskim potrošačima, nivo prodora prirodnog gasa na kosovsko energetske tržište zavisice od njegove atraktivnosti u poređenju sa dostupnim opcijama alternativnih goriva. U sektoru proizvodnje električne energije, prirodni gas bi mogao da obezbedi diversifikaciju proizvodnje električne energije osnovnog opterećenja, kao i balansiranje sistema i rezerve. To bi takođe moglo da omogući fleksibilniju proizvodnju i na taj način pruži podršku primeni obnovljivih izvora energije.

U sektoru industrije, očekuje se da se prirodni gas koristi prvenstveno u tehnološke i termičke svrhe. Očekuje se da će prirodni gas prvenstveno zameniti naftne derivate u tehnološkim procesima i električnu energiju za termičke svrhe. Dakle, prirodni gas će biti konkurentno gorivo za industriju ako je njegova cena konkurentna ceni naftnih derivata i električne energije. Poređenje¹⁹ cena gasa i električne energije za industrijske potrošače u zemljama JIE pokazuje da su cene gasa u proseku bile 4,1 puta niže od cene električne energije. Štaviše, pošto je snabdevanje električnom energijom na Kosovu nedovoljno i nepouzdan, prirodni gas bi mogao da obezbedi sigurno i pouzdano snabdevanje energijom za industrijske potrošače. **Slika 30** prikazuje evoluciju cena električne energije (bez PDV-a) za industrijske potrošače na Kosovu u poređenju sa prosečnim cenama prirodnog gasa za industrijske potrošače u zemljama JIE.

SLIKA 30 – ISTORIJSKE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA INDUSTRIJSKE POTROŠAČE NA KOSOVU U POREĐENJU SA CENAMA PRIRODNOG GASA ZA INDUSTRIJSKE POTROŠAČE U JIE



Izvor: Regulatorna kancelarija za energetiku Kosova i Kvartalni izveštaji Evropske komisije o evropskim tržištima gasa

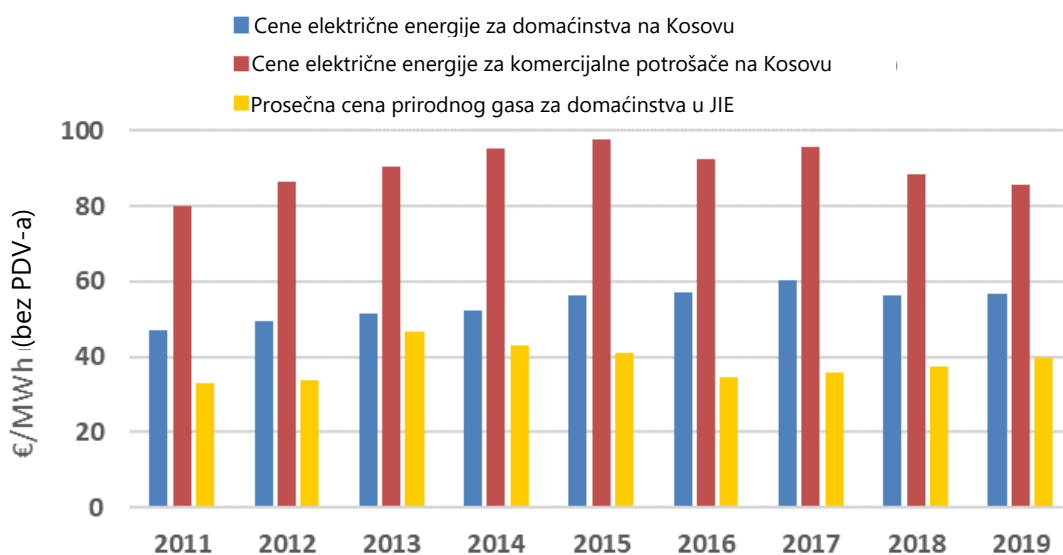
U pogledu konkurentnosti prirodnog gasa u odnosu na druga goriva, prirodni gas se prikazuje kao konkurentna opcija, posebno ako su potrošači prinuđeni da plaćaju emisiju ugljenika. U tom slučaju, prirodni gas se pokazuje kao najjeftinije gorivo za industrijske potrošače.

¹⁹Kvartalni izveštaj o evropskim tržištima gasa, Q3 2021, Generalni direktorat za energetiku, Evropska komisija, 2022.

Za sektor usluga i domaćinstva se očekuje da će se prirodni gas koristiti za grejanje, kuvanje i pripremu tople vode. U oba sektora će zameniti određeni deo potrošnje električne energije. Osim toga, zamenio bi određeni deo potrošnje biomase (ogrevnog drveta) u domaćinstvima, i određeni udeo potrošnje naftnih derivata u sektoru usluga. Da bi bile konkurentne, konačne cene gasa će morati da budu u skladu sa cenama električne energije. Poređenje ¹⁹cena gasa i električne energije za domaćinstva pokazuje da su cene gasa za domaćinstva u zemljama JIE bile u proseku 3,2 puta niže od cena električne energije.

Slika 31 pokazuje evoluciju cena električne energije (bez PDV-a) za domaćinstva i komercijalne potrošače na Kosovu u poređenju sa prosečnim cenama prirodnog gasa za domaćinstva u zemljama JIE.

SLIKA 31 – ISTORIJSKE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA DOMAĆINSTVA I KOMERCIJALNE POTROŠAČE NA KOSOVU U POREĐENJU SA CENAMA PRIRODNOG GASA ZA DOMAĆINSTVA U JIE



Izvor: Regulatorna kancelarija za energetiku Kosova i Kvartalni izveštaji Evropske komisije o evropskim tržištima gasa

U slučaju Kosova, imajući u vidu efikasnost (COP²⁰) električnih toplotnih pumpi, grejanje prostora prirodnim gasom bi moglo biti skuplja opcija. Međutim, grejanje toplotnim pumpama na Kosovu bi moglo da bude opcija samo za objekte sa dobrom izolacijom, koji su retki na Kosovu. Dakle, postoji mogućnost za prodor prirodnog gasa. S druge strane, konkurentnost prirodnog gasa za grejanje objekata niske energetske efikasnosti je niska zbog većih investicionih troškova.

U poređenju sa biomasom (ogrevnim drvetom), prirodni gas je skuplja opcija za grejanje prostora, ali donosi viši nivo udobnosti (nema potrebe za pripremom, skladištenjem ili potpalom). Osim toga, prirodni gas donosi prednosti kao što su zaustavljanje krčenja šuma i zagađenja vazduha i na taj način smanjuje štetu po zdravlje i životnu sredinu.

Da nastavimo, pored udobnosti koju pruža grejanje na prirodni gas u poređenju sa grejanjem na lož ulje i ogrev, primarni faktor koji doprinosi konkurentnosti gasa je njegova konačna cena. Konačnu cenu prirodnog gasa čine troškovi energije (troškovi goriva, tj. cena gasa), troškovi mreže i porezi. U 2021. godini prosečno učešće troškova energije u ukupnoj ceni gasa koju plaćaju tipični potrošači u domaćinstvu u EU iznosilo je oko 50%. Troškovi mreže (prenos i distribucija) su u proseku iznosili 25%, dok preostalih 25% otpada na poreze na energiju i PDV. Dok troškove goriva određuju tržišne sile, neophodno je da troškovi mreže (tarife za prenos i distribuciju gasa) budu konkurentni u poređenju sa troškovima mreže u susjednim zemljama.

²⁰COP - Koeficijent korisnosti toplotne pumpe je odnos date korisne grejne snage i utrošene električne energije.

4.4.2 Razmatranja u vezi sa Zelenim dogovorom

Trenutno je opšteprihvaćeno mišljenje da će vodonik biti jedan od glavnih nosilaca energije u konverziji primarnog snabdevanja energijom iz obnovljivih izvora energije. Potrošači u sektorima kao što su transport, grejanje i industrija mogli bi u određenim primenama i u određenom stepenu da se prilagode tehnologiji čistog vodonika. Fosilni prirodni gas i metan iz metanizacije uskladištenog ugljen monoksida/dioksida i prirodni gas/vodonik ili mešavine metan/vodonik se vide kao tehnologije premošćavanja za naredne decenije. Pošto su gasovodi najekonomičnije i ekološko rešenje za transport velikih količina vodonika, trenutna istraživanja u sektoru transporta i skladištenja gasa imaju za cilj konverziju i ponovnu upotrebu postojećih cevovodnih mreža, kao i optimizaciju savremenih čeličnih materijala za nove instalacije. Fokus je na mešavini vodonik/gas i, naravno, čistom vodoniku (100% H₂).

Evropska komisija je u decembru 2019. predstavila Evropski zeleni dogovor, ambiciozni paket mera koji bi trebalo da osigura da EU ispuní svoje klimatske ciljeve, istovremeno joj omogućavajući da ubira koristi od održive zelene tranzicije. U ovoj tranziciji, sistem transporta gasa bi morao da se razvija na način koji je u skladu sa ciljevima Energetske unije za dekarbonizaciju i klimatsku neutralnost.

Cilj Evropskog zelenog dogovora je dekarbonizacija evropskih ekonomija do 2050. godine. Ipak, izuzeci u pogledu vremena dekarbonizacije su dozvoljeni u određenim slučajevima. Za potrebe ovog zadatka, Konsultant je pretpostavio da će Kosovo morati da sprovede dekarbonizaciju svoje privrede do 2060. godine.

Dekarbonizacija će obuhvatiti zamenu fosilnih goriva alternativnim izvorima energije, pre svega električnom energijom. Što se tiče gasa, Evropski zeleni dogovor predviđa neke principe o tome kako treba da se razvijaju tržišta gasa u energetske tranziciji. On određuje kako se mora razvijati energetski sektor koji se uglavnom zasniva na obnovljivim izvorima, dopunjen brzim prelaskom sa uglja i gasa za dekarbonizaciju. Dekarbonizaciju sektora gasa treba pojednostaviti kroz jačanje podrške razvoju dekarbonizovanih gasova, kroz napredni dizajn za konkurentno tržište dekarbonizovanog gasa i rešavanje pitanja emisija metana u vezi sa energijom. Sigurnost snabdevanja je i dalje među ključnim principima kada je u pitanju razvoj evropskih tržišta gasa u svetlu dekarbonizacije. Sigurnost snabdevanja, kao koncept iz člana 194. Ugovora o funkcionisanju Evropske unije, može biti pokretač državne pomoći za razvoj infrastrukture u državama članicama sa manje diverzifikovanim tržištima gasa. To znači priliku za zemlje istočne i jugoistočne Evrope da dekarbonizuju svoje sisteme usvajanjem tehnologije elektrana kombinovanog ciklusa umesto uglja koji je veliki zagađivač za koji je razvoj gasnih mreža preduslov, ili da razvijaju kogeneraciju visoke efikasnosti umesto uglja, što je već omogućeno u skladu sa Direktivom o energetske efikasnosti.

Da sumiramo, Evropski zeleni dogovor ne predviđa tačnu ulogu evropskih gasnih mreža u energetske tranziciji, ali pod okriljem evropskog zakonodavstva na putu ka Energetskoj uniji određuje dekarbonizaciju gasnih mreža, pa čak i predviđa korišćenje dekarbonizovanih gasova poput zelenog vodonika.

Da bi se ispunili klimatski i energetski ciljevi EU i postigli ciljevi Evropskog zelenog dogovora, potrebna je jasna definicija šta je „održivo”. Zbog toga je akcioni plan za finansiranje održivog rasta zahtevao stvaranje „taksonomije EU”. Taksonomija EU je zajednički sistem klasifikacije koji uspostavlja spisak ekološki održivih delatnosti. Trebalo bi da igra važnu ulogu i pomoć EU u povećanju održivih investicija i implementaciji Evropskog zelenog dogovora.

Evropska komisija je u aprilu 2021. objavila pravila koja utvrđuju koje se delatnosti mogu definisati kao zelene prema taksonomiji, ali je odložila odluku da li će njima priključiti prirodni gas i nuklearnu energiju. U februaru 2022. Komisija je predstavila Komplementarni klimatski delegirani akt o taksonomiji za ublažavanje klimatskih promena i prilagođavanje koji obuhvata određene gasne i nuklearne delatnosti. Ovaj dokument postavlja jasne i stroge uslove, prema članu 10(2) Uredbe o taksonomiji, prema kojima se određene nuklearne i gasne aktivnosti mogu dodati kao prelazne aktivnosti onima koje su već obuhvaćene prvim Delegiranim aktom o ublažavanju klimatskih uticaja i prilagođavanju, koji je primenljiv od 1. januara 2022. Ovi strogi uslovi i za gas i za nuklearnu energiju su: da doprinose prelasku na klimatsku neutralnost; za nuklearnu, da ispunjava zahteve nuklearne i ekološke bezbednosti; a za gas da doprinosi prelasku sa uglja na obnovljive izvore energije. Kada

je reč o prirodnom gasu, aktivnosti u vezi sa gasom obuhvaćene Komplementarnim klimatskim delegiranim aktom o taksonomiji za ublažavanje klimatskih promena pokrivaju (i) proizvodnju električne energije iz fosilnih gasovitih goriva, (ii) visokoeфикаsnu kogeneraciju toplote/hlađenja i električne energije iz fosilnih gasovitih goriva i (iii) proizvodnju toplote/hlađenja iz fosilnih gasovitih goriva u efikasnom sistemu daljinskog grejanja i hlađenja.

Svaka aktivnost u vezi sa gasom treba da ispuni bilo koji od sledećih pragova emisije:

Emisije životnog ciklusa su ispod 100g CO₂e/kWh, ili

do 2030. godine (datum izdavanja građevinske dozvole), a tamo gde obnovljivi izvori nisu dostupni u dovoljnom obimu, direktne emisije su ispod 270g CO₂e/kWh ili, za delatnost proizvodnje električne energije, njihove godišnje direktne emisije GHG ne smeju da pređu prosek od 550 kg CO₂e/kW kapaciteta objekta tokom 20 godina. U ovom slučaju, aktivnost mora da ispuni skup kumulativnih uslova: na primer, zamenjuje objekat koji koristi čvrsta ili tečna fosilna goriva, aktivnost obezbeđuje potpuni prelazak na obnovljive ili niskougljenične gasove do 2035. godine i sprovođenje redovne nezavisne provere usklađenosti sa kriterijumima.

U slučaju Kosova, prirodni gas se posmatra kao prelazno gorivo iz njegove trenutne zavisnosti od uglja. S druge strane, cilj dekarbonizacije do 2060. godine ostavlja relativno kratko vreme za adekvatnu nadoknadu ulaganja u infrastrukturu prirodnog gasa, ali i za nadoknadu ulaganja u opremu potencijalnih korisnika prirodnog gasa.

Jedan od načina na koji bi postojeće gasne mreže mogle da doprinesu ovoj energetskej tranziciji je adaptacija ili prenamena postojeće infrastrukture kako bi mogle da podnesu smeše vodonika i prirodnog gasa ili ubrizgavanje čistog vodonika. Prema Projektnom zadatku za ovaj zadatak, svi gasovodi treba da budu izgrađeni tako da mogu da transportuju 100% vodonik.

Značajan deo H₂ će se verovatno koristiti van mreže prirodnog gasa. Očekuje se da će uloga H₂ biti dvostruka:

Skladištenje energije u elektroenergetskim sistemima; vodonik koji se proizvodi u vreme viška proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i skladišti za ponovnu konverziju u električnu energiju u vreme nedovoljne proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora. Tako bi vodonik pojednostavio balansiranje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora. Očekuje se da će vodonik proizveden iz viška obnovljive električne energije biti proizveden lokalno na Kosovu i potencijalno uvezen iz susednih zemalja. Lokalno proizveden vodonik možda neće koristiti interkonekcije prirodnog gasa, već samo delimično koristiti mrežu prirodnog gasa.

Za specifične primene gde zamena fosilnih goriva električnom energijom ne bi bila izvodljiva; u specifičnim industrijskim procesima i za teretni transport. Industrijska upotreba može da koristi mrežu za prenos prirodnog gasa ili namenske mreže H₂, dok se očekuje da će teretni transport koristiti UPG koji se isporučuje sa regionalnih UPG terminala.

Kao što je objašnjeno kasnije u Poglavlju 6.2, trenutna tehnologija i infrastruktura nisu pogodni za sadržaj vodonika u gasu veći od cca 20%. Mešavine vodonik-prirodni gas sa većim procentom vodonika su moguće, ali zahtevaju posebna prilagođavanja infrastrukture i objekata. Velike varijacije u sastavu mešavine se generalno ne tolerišu dobro. Ovo pitanje će postati relevantnije kako će se sadržaj vodonika povećava, međutim, očekuju se i tehnološka poboljšanja.

4.4.2.1 Namenske mreže za 100% H₂

Industrijske mreže gasovoda za 100% H₂ već su u funkciji u Belgiji, Francuskoj, Nemačkoj i Holandiji, odnosno mreže koje povezuju nekoliko industrijskih lokacija. Ovim H₂ gasovodnim mrežama ne upravlja OPS ili ODS i uglavnom se koriste za snabdevanje vodonikom rafinerija, fabrika đubriva i drugih industrija [4].

U Belgiji postoji visoko razvijena mreža gasovoda H₂, dužine preko 600 km, sa prekograničnim vezama sa Holandijom, kao i sa Francuskom. Mreža gasovoda H₂ služi za snabdevanje H₂ za industrijske procese (npr. rafinerije nafte) i njome upravljaju kompanije za proizvodnju H₂ (npr. Air Liquide). Mreža radi pod pritiskom



između 10 i 20 bara. Prema tome, dosadašnje iskustvo sa gasovodima 100% vodonika je ograničeno i na manji kapacitet i na niže pritiske od očekivanih u transmisionim cevovodima.

U 19 zemalja EU trenutno ne postoje planovi za izgradnju gasovodna ili mreža za 100% H₂. Samo Nemačka, Francuska, Poljska i Holandija planiraju da razviju 100% H₂ gasovode/mreže, ali još nije utvrđeno ko će promovisati ove projekte (OPS ili strane koje nisu OPS). U Nemačkoj još nije odlučeno da li će novim mrežama gasovoda za 100% H₂ upravljati regulisani OPS. Ova odluka zavisi od aktuelnog političkog procesa [4].

Nekoliko zemalja EU, poput Austrije, Belgije, Nemačke, Letonije, Portugala, Španije, Francuske, Rumunije, Poljske, Holandije i Švedske nedavno je izradilo nacionalne vodonične strategije. Francuska, Nemačka i Holandija objavile su namensku vodoničnu strategiju ili viziju, dok nekoliko drugih nacionalnih regulatornih organa (NRA) izveštava o aktuelnim diskusijama u vezi sa ulogom H₂, naročito u kontekstu nacionalnih energetske i klimatskih planova (NECP), ali i planova oporavka nakon pandemije COVID-19 i ambicioznijih ciljeva dekarbonizacije o kojima se trenutno razgovara [4].

5 INSTITUCIONALNI, ZAKONODAVNI I POLITIČKI OKVIR

5.1 Institucionalni aspekti

Odgovarajući i efikasan institucionalni okvir je ključan za uspešno uvođenje prirodnog gasa na teritoriju Kosova. To podrazumeva odgovarajuću koordinaciju između kosovskih institucija odgovornih za kreiranje energetske politike i njeno sprovođenje, regulisanje energetskog sektora kao i odgovarajuću međunarodnu saradnju.

Pretpostavlja se da Republika Kosovo namerava da zadrži ključnu stratešku ulogu kreatora energetske politike, vlasnika strateškog udela u gasnoj infrastrukturi i kreatora pravnog i regulatornog okvira gasnog sektora.

Sadašnji institucionalni okvir energetskog sektora potiče od pozicije Kosova kao člana Energetske zajednice i ustavnog poretka zemlje.

Dakle, uz pribegavanje hijerarhiji zakona prema kojoj su ratifikovani međunarodni sporazumi iznad nacionalnih zakona, energetski sektor zauzima značajno mesto u Sporazumu o stabilizaciji i pridruživanju (SSP) koji je stupio na snagu 2016. godine. Prema SSP (član 114), Kosovo je u obavezi da ispuni obaveze u vezi sa integracijom regionalnog zajedničkog tržišta, koje obuhvata ugovorne strane Energetske zajednice. Štaviše, Ugovor o Energetskoj zajednici (ECT) postavlja temelje za institucionalni i organizacioni dizajn energetskog sektora na Kosovu kao člana Energetske zajednice i na taj način određuje nacionalne strateške ciljeve za energetski sektor: 1) vodeću ulogu države u stvaranju jedinstvenog regulatornog prostora za trgovinu energijom, 2) razvoj konkurencije na energetskom tržištu u širem obimu kako bi svim građanima obezbedila energiju u skladu sa obavezom pružanja javnih usluga, 3) mogućnost organizovanja vlasništva energetske infrastrukture na način posedovanja strateških objekata i ključnih energetskih subjekata.

U kontekstu širokih nadležnosti državnih institucija, odgovornost za različite aspekte energetskog sektora je podeljena na nekoliko različitih javnih institucija/agencija sa direktnim i indirektnim uticajem na razvoj gasnog sektora. Njihove nadležnosti su uopšteno utvrđene ustavnim odredbama, propisima državne uprave, i zakonima kojima se uređuju posebne administrativne oblasti kao što su energetika, prostorno planiranje, građevinarstvo, zaštita životne sredine i dr.

Zakon o energetici iz 2016. godine je usvojen kao osnovni domaći zakon u određivanju regulatornog okvira za razvoj politika i strategija, kao i uloge zainteresovanih strana u njihovoj implementaciji, kako bi se obezbedilo održivo i efikasno snabdevanje energijom. Zakon o energetici utvrđuje Ministarstvo privrede kao glavni državni organ nadležan za energetiku. Pravni status, prava i obaveze učesnika u sektoru gasa propisani su Zakonom o prirodnom gasu.

Zakonodavnu vlast vrši Skupština Republike Kosovo. Kao takva, Skupština je najviša predstavnička i zakonodavna institucija u Republici Kosovo odgovorna, između ostalog, za usvajanje zakona i rezolucija u oblastima odgovornosti privremenih institucija i razmatra i ratifikuje predložene međunarodne sporazume, u okviru svojih nadležnosti. U vezi sa aspektom kreiranja energetske politike, Skupština usvaja Energetsku strategiju nakon njenog usvajanja od strane Vlade. Skupština takođe imenuje članove odbora RUE i nadgleda rad RUE prihvatanjem godišnjih izveštaja RUE.

Predsednik Republike Kosovo je šef države i predstavlja jedinstvo naroda Republike Kosovo. Predsednik pored ostalih nadležnosti definisanih Ustavom, predstavlja Republiku Kosovo u zemlji i u svetu i proglašava zakon koji usvoji Skupština.

Vlada Republike Kosovo vrši izvršnu vlast u skladu sa Ustavom i zakonom. Vlada sprovodi zakone i akte koje je ratifikovala Skupština Kosova i obavlja druge poslove u okviru nadležnosti utvrđenih Ustavom i zakonom. Kada je reč o energetskom sektoru, Vlada razmatra i usvaja Energetsku strategiju pre nego što je uputi Skupštini na usvajanje. Pored toga, Vlada usvaja Program implementacije strategije, trogodišnji operativni dokument za sprovođenje energetske politike. U pogledu vlasništva i razvoja gasa i gasne infrastrukture, Vlada kroz postupak izbora imenuje operatore prenosnih i distributivnih sistema i na taj način kontroliše rad i razvoj gasne mreže.

Prema institucionalnoj nadležnosti na Kosovu, Ministarstvo ekonomije je trenutno nadležno za poslove energetike. U okviru Ministarstva, formirano je posebno Odeljenje za energetiku čiji su glavni zadaci i odgovornosti predlaganje i sprovođenje politike/strateškog dokumenta energetskeg sektora i zakonodavstva i sprovođenje zadataka koji proizilaze iz Ugovora o Energetskoj zajednici. Odeljenje za energetiku se sastoji od Sektora za energetske sisteme, Sektora za obnovljive izvore energije, Sektora za efikasnost i kogeneraciju, Sektora za energetske politike i konačno Sektora za tehničke standarde i propise. Ministarstvo privrede izrađuje Energetsku strategiju (desetogodišnji period) koja uključuje razvojne ciljeve za transformaciju energetskeg sektora u održiv i finansijski održiv sektor, kao i identifikuje ključne energetske politike koje treba preduzeti radi privlačenja privatnih investicija, zaštite životne sredine i integracije Energetski sektor Kosova u regionalne i evropske sisteme. Ministarstvo takođe priprema stavove i smernice i gore pomenuti Program implementacije Energetske strategije. Operativno, Ministarstvo propisuje i nadzire sve administrativne postupke koji se odnose na procedure ovlašćivanja, sertifikacije i licenciranja koje se primenjuju na učesnike u mreži i donosi podzakonske akte utvrđene zakonodavstvom o energetici.

Energetski inspektorat pod okriljem Ministarstva privrede vrši administrativni nadzor nad sprovođenjem zakona koji se odnose na energetski sektor i svih drugih podzakonskih akata kojima se ovi zakoni primenjuju.

Regulatorna kancelarija za energetiku (ERO) je osnovana u junu 2004. godine kao nacionalno regulatorno telo, u skladu sa Zakonom o energetskom regulatoru kao osnovnom zakonodavstvu kojim se utvrđuju njena nadležnosti, ovlašćenja i funkcije. odbor od 5 članova koji imenuje Skupština Kosova upravlja Regulatornom kancelarijom za energetiku. Sedište je u Prištini. ERO je, između ostalog, član Regulatornog odbora Energetske zajednice (ECRB) i Saveta evropskih energetskih regulatora (CEER). ERO je autonoman, funkcionalno nezavistan subjekt koji se finansira od naknada koje se prikupljaju za izdavanje ovlašćenja i licenciranja energetskih aktivnosti. Ona izdaje, menja i oduzima dozvole za obavljanje delatnosti u vezi sa prirodnim gasom i vodi registre izdatih, izmenjenih i oduzetih dozvola. Važna odgovornost je sertifikacija OPS-a u skladu sa zakonskim obavezama koje se odnose na kriterijume nezavisnosti za razdvajanje i donošenje odluka. ERO ima nadležnost da pre svega utvrdi principe i metode određivanja tarifa za gas, a zatim i da odobri tarife za aktivnosti regulisanog tržišta gasa. Ova funkcija takođe uključuje praćenje tarifa, rešavanje sporova, kvalitet usluga i standarde za obavljanje aktivnosti tržišta gasa. ERO će imati ključnu ulogu u usvajanju podzakonskih akata za tržište gasa koji obuhvataju tarifne metodologije za pristup gasnom sistemu, pravila prenosne i distributivne mreže, pravila za alokaciju kapaciteta, pravila balansiranja itd. Iako je nezavisna od državnih organa i gasnih preduzeća, saradnja sa Ministarstvom privrede u sprovođenju politike je ključ za efikasan razvoj infrastrukture koji bi u konačnici trebalo da rezultira funkcionalnim tržištem gasa.

Sekretarijat Energetske zajednice (ECS) učestvuje kao nadzorni organ u aktivnostima ERO i ima pravo provere i uvida u informacije i dokumentaciju u vezi sa licenciranjem obaveza javnih usluga. Može da zatraži sertifikaciju kako bi osigurala usklađenost mrežnih operatera i učestvuje u sertifikaciji koja se tiče trećih zemalja. Pored navedenog, obavlja i funkciju praćenja izveštaja iz oblasti sigurnosti snabdevanja.

Organi lokalne samouprave u svojim razvojnim dokumentima planiraju da sagledaju potrebu i način snabdevanja energijom i te dokumente usaglase sa Programom realizacije strategije i energetskim bilansima. Takođe, organi lokalne samouprave sarađuju i sa učesnicima na tržištu i državnim organima po pitanjima prava pristupa zemljištu za postavljanje energetske opreme i energetskih objekata.

U organizaciji i razvoju tržišta prirodnog gasa učestvuju i druga ministarstva i državne agencije, posebno u okviru Ministarstva životne sredine i prostornog planiranja i infrastrukture (MESPI). Tako, u izgradnji mreže, Odeljenje za građevinarstvo MESPI vrši izdavanje dozvola i nadzor izgradnje. Izdavanje ekoloških dozvola i posebnih dozvola za korišćenje javnih dobara u nadležnosti je Odeljenja za životnu sredinu, Odeljenja za prostorno planiranje ili Odeljenja za vode.

Administriranje pitanjima zaštite životne sredine je podeljeno između Vlade, MESPI i opština. Za praćenje kvaliteta i atributa životne sredine, MESPI je osnovao Kosovsku agenciju za zaštitu životne sredine (KEPA).

Razvoj gasne infrastrukture kroz implementaciju modela javno-privatnog partnerstva (JPP) treba organizovati u koordinaciji sa Ministarstvom finansija i njegovim Centralnim odeljenjem za JPP, u skladu sa Zakonom o javno-privatnom partnerstvu.

Pored Regulatorne kancelarije za energetiku, druge državne agencije treba da budu identifikovane kao deo kosovskog pravnog okvira. Njihovo osnivanje i nezavisno delovanje zasniva se na članu 142. Ustava Kosova koji reguliše nezavisne agencije kao institucije koje osniva Skupština na osnovu odgovarajućih zakona koji regulišu njihovo osnivanje, rad i nadležnosti. Nezavisne agencije vrše svoje funkcije, nezavisno od bilo kog drugog organa ili tela u Republici Kosovo. Nezavisne agencije imaju svoj budžet kojim se upravlja nezavisno u skladu sa zakonom.

Kosovo još uvek nije uspostavilo instituciju koja bi nadgledala istraživanje i proizvodnju ugljovodonika u istraživanju i razvoju i organizovala ih konkurentno, po uzoru na Direktivu o ugljovodonicima 94/22/EC EU. Pravni osnov za upravljanje ugljovodonicima može se naći u članu 122. Ustava Kosova, a zakonodavac tek treba da uspostavi posebnu agenciju. Drugo moguće rešenje trebalo bi da bude proširenje nadležnosti Nezavisne komisije za rudnike i minerale (NKRM). NKRM reguliše rudarske aktivnosti na Kosovu u skladu sa važećim zakonom, podzakonskim aktima donetim u skladu sa Zakonom o rudnicima i mineralima i Strategijom rudarstva.

Imajući u vidu ulogu potrošača na unutrašnjem energetsom tržištu, važna uloga u zaštiti i osnaživanju potrošača je data agencijama za zaštitu konkurencije. Na Kosovu, ova uloga je data Kosovskoj komisiji za konkurenciju (KCC) kao nezavisnom telu koje je nadležno za promovisanje konkurencije među preduzetnicima i zaštitu kupaca na Kosovu.

Organ nadležan za sprovođenje Zakona o državnoj pomoći sastoji se od Odeljenja za državnu pomoć (SAD), u okviru Ministarstva finansija koje prima, analizira i prati obaveštenja, i Komisije za državnu pomoć (SAC), organa za donošenje odluka.

Kosovska agencija za privredne registre (KBRA) radi u okviru Ministarstva trgovine i industrije. KBRA vrši registraciju svih privrednih društava i stranih privrednih društava prema Zakonu o privrednim društvima.

Kosovska agencija za ulaganja i podršku privrednim subjektima (KIESA) je državna agencija sa mandatom da promoviše i podržava investicije, uključujući i one koje se odnose na energetske sektor.

Godišnji energetske bilans za prethodnu godinu priprema, usvaja i objavljuje Agencija za statistiku Kosova (ASK). Od januara 2022, ASK je počela da objavljuje mesečnu energetske statistiku.

Trenutno ne postoje operateri sistema za prenos i distribuciju gasa na Kosovu. Prema Zakonu o prirodnom gasu, Vlada Kosova bira i imenuje, na osnovu raspisanog konkursa, pravna lica kao kandidate za operatere sistema prenosa i skladištenja. Pošto je Kosovo implementiralo Treći energetske paket, subjekt koji obavlja dužnosti operatora sistema mora biti nezavisan od delatnosti proizvodnje i snabdevanja prirodnim gasom i povezanih komercijalnih interesa. To se može regulisati kroz potpuno razdvajanje vlasništva jer Zakon o prirodnom gasu do sada ne poznaje ISO ili ITO modele, što je moguće prema Direktivi o gasu. Kada je reč o nezavisnosti operatora, nezavisnost zaposlenih i upravljanja radom OPS-a odobrava Nadzorni organ koji ex-ante potvrđuje usklađenost sa regulatornim zahtevima. Upravni odbor je organ koji će upravljati OPS-om, a u slučaju da se subjekt osniva kao javno preduzeće, članovi Odbora direktora u svom izboru i mandatu moraju poštovati Zakon o javnim preduzećima. Iako zakon ne precizira pravnu formu u kojoj će se OPS jednom uspostaviti, ostavio je mogućnost da se to učini kroz javno-privatne modele uz garantovanje vlasništva, funkcionalnog i operativnog odvajanja od ostalih učesnika na tržištu, verovatno da bi se uspešno privukao kapital potreban za ulaganje. U ovom delu, ERO će igrati ključnu ulogu u procesu sertifikacije operatora. U procesu razvoja mreže, OPS će nastaviti da radi sa ERO kroz 10-godišnje razvojne planove procenjene na osnovu predviđanja ponude i potražnje, nakon konsultacija sa svim relevantnim zainteresovanim stranama. Ministarstvo privrede će, u skladu sa važećom zakonskom regulativom, proceniti potrebu proširenja postojeće infrastrukture gasne mreže, kako bi se omogućila integracija gasa iz obnovljivih izvora energije. U slučaju da

OPS neme imati kapacitet ili neće izvršiti neophodna ulaganja, ERO ima korektivnu funkciju kao drugostepeni supervizor. Sve navedeno za operatora prenosnog sistema, važi i za operatora(e) distributivnog sistema i za operatere skladišta gasa.

Na Kosovu trenutno nema preduzeća u sektoru prirodnog gasa, zbog nerazvijenog tržišta. Ovo uključuje preduzeća koja se bave istraživanjem i proizvodnjom, trgovce, dobavljače i druge. Kada je reč o sistemskim preduzećima, šira definicija bi obuhvatala distribuciju (osnivanje lokalnih distributivnih preduzeća) i operatore prenosnog sistema, UTG postrojenja i operatere skladišta gasa, za koje vlasnik nije ograničen samo na državu.

Dakle, iako na Kosovu nema gasa, energetske zakoni, posebno Zakon o prirodnom gasu su definisali zadatke i odgovornosti državnih institucija, a operateri sistema gasa tek treba da budu uspostavljeni i organizovani u skladu sa zakonskim odredbama.

Dalji razvoj institucionalnih okvira podrazumeva jačanje institucionalnih kapaciteta (Ministarstvo privrede, ERO i OPS/ODS) za rad na gasnom sistemu, kroz dodatnu obuku i edukaciju u okviru programa tehničke pomoći.

5.2 Zakonodavni aspekti

Pravni aspekti koji utiču na uvođenje gasa na kosovsku teritoriju Kosova određeni su zakonima iz nekoliko pravnih oblasti itd.).

Iako Ustav Kosova ne sadrži posebne odredbe o energetici, imajući u vidu hijerarhiju pravnih izvora, neophodno je razmotriti ustavne odredbe koje se odnose na opšta načela za obavljanje privredne delatnosti, raspolaganje prirodnim resursima, organizaciju i odgovornosti državne i lokalne samouprave i ulogu nezavisnih agencija u razmatranju pravnih aspekata razvoja gasnog sektora Kosova.

Kao što je prethodno rečeno, sastavni deo kosovskog pravnog sistema su ratifikovani međunarodni sporazumi, Ugovor o energetske zajednici (ECT, 2006) i Sporazum o stabilizaciji i pridruživanju (SSP, 2016). ECT i SSP nalažu harmonizaciju nacionalnog pravnog okvira sa *acquis*-em za energetiku i postepenu integraciju Kosova u evropska energetska tržišta.

Uprkos nedostatku gasne infrastrukture i gasnih preduzeća, shodno obavezama ECT-a, Kosovo je trebalo da transponuje *acquis* o gasu (Direktiva o gasu 2009/73/EU i Regulativa o gasu 715/2009/EU), Direktivu o sigurnosti snabdevanja 2004/67/EU takođe kao i *acquis* u oblasti konkurencije (članovi 81, 82 i 87 Aneksa III ECT). To je urađeno energetskim zakonodavnim paketom iz 2016. godine, Zakonom o energetici, Zakonom o energetskom regulatoru i Zakonom o prirodnom gasu kao *lex specialis* za sektor gasa. Ovi zakoni definišu glavne principe funkcionisanja energetskog sektora i daju ERO ovlašćenje da reguliše i kontroliše tržište gasa. Zakoni transponuju formalne zahteve odgovarajućih direktiva i propisa i postavljaju osnove za planiranje i razvoj sektora gasa, obavljanje delatnosti gasa, rad sistema i tržišta prirodnog gasa i snabdevanje krajnjih kupaca prirodnim gasom uključujući zaštitu socijalno osetljivih kategorija.

ERO je pratio normative aktivnosti koje se odnose na sektor gasa kroz usvajanje propisa uključujući pravila o licenciranju, pravila za sertifikaciju OPS-a i REMIT.

Za kompletiranje zakonskog i regulatornog okvira za prirodni gas, potrebno je izraditi i usvojiti predviđenu sekundarnu regulativu definisanu Zakonom o energetskom regulatoru i Zakonom o prirodnom gasu, prvo za rad gasnog sistema, a drugo za funkciju tržišta gasa. To podrazumeva usvajanje specifičnih pravila kao što su pravila mreže za gas (pravila mreže za prenos/distribuciju, pravila o alokaciji kapaciteta, pravila upravljanja zagušenjem, pravila balansiranja), pravila tržišta gasa, pravila prebacivanja, opšti uslovi za snabdevanje gasom, pravila o kvalitetu usluga itd. (videti Aneks 1 Izveštaja o pregledu institucija i tržišta, mart 2022). Izrada ovih propisa zahtevaće specijalizovanu ekspertizu i jačanje administrativnih kapaciteta nadležnih institucija i gasnih preduzeća.

Razvoj gasne infrastrukture biće organizovan u skladu sa odredbama Zakona o prirodnom gasu i Zakona o JPP koji se primenjuje na svu energetske infrastrukturu (osim novih kapaciteta za proizvodnju električne energije)

uključujući i gasovode. Zakon o JPP uspostavlja pravni okvir za javno-privatna partnerstva, uključujući proceduru dodele ugovora, sadržaj i strukturu ugovora o JPP, i institucionalni okvir odgovoran za upravljanje i razvoj JPP na Kosovu. Kada je reč o gasnim infrastrukturnim projektima, JPP se odnosi na oblike saradnje između javnih vlasti i privatnog sektora koji imaju za cilj da obezbede finansiranje, izgradnju, upravljanje, rad i/ili održavanje gasne infrastrukture i/ili pružanje usluga prenosa gasa i distribucija.

Izgradnja gasovoda se mora planirati i izvoditi prema propisima o uređenju prostora i izgradnji, kao i o zaštiti životne sredine i prirode (Zakon o uređenju prostora, Zakon o građenju, Zakon o zaštiti životne sredine, Zakon o zaštiti prirode, Zakon o proceni uticaja na životnu sredinu, itd.). Podrazumeva ugrađivanje gasne infrastrukture u relevantne prostorno-planske dokumente, učešće javnosti u postupcima izdavanja odobrenja, poštovanje bezbednosno-tehničkih uslova i propisa i sprovođenje mera za izbegavanje ili ublažavanje negativnih uticaja na životnu sredinu.

Razvoj gasne infrastrukture takođe zahteva rešavanje imovinsko-pravnih odnosa na zemljištu kroz eksproprijaciju zemljišta, kupovinu zemljišta, sticanje koncesije ili dugoročni zakup za komercijalnu eksploataciju imovine. Dakle, u najranijoj fazi svakog projekta, investitori će morati da sarađuju sa državom kako bi odabrali odgovarajući model za sticanje prava nad imovinom obuhvaćenom projektom gasifikacije, kako bi na vreme izdvojili dovoljna sredstva za njihovo sticanje. Važno je napomenuti da Ustav Kosova garantuje imovinska prava i ne pravi razliku između stranih i domaćih investitora. Navedeni modeli uređenja prava svojine imaju pravni osnov u odredbama Ustava, Zakona o svojini i drugim stvarnim pravima, Zakona o osnivanju registra prava nad nepokretnostima, Zakona o javno-privatnom partnerstvu, Zakona o prirodnom gasu i Zakona o eksproprijaciji nepokretnosti.

Pravni okvir za osnivanje novih gasnih preduzeća na Kosovu sastoji se od Zakona o privrednim društvima i Zakona o javnim preduzećima. Kosovo predviđa registrovana poslovna društva, osnovana za dozvoljene svrhe i registrovana u Registru, sa obaveznim javnim pristupom evidenciji. Što se tiče vrste preduzeća koja su pogodna za gasna preduzeća, Zakon o privrednim društvima nudi društvo sa ograničenom odgovornošću i akcionarsko društvo. Ostvarivanje prava svojine u preduzećima u javnoj svojini koja obavljaju infrastrukturnu delatnost od opšteg interesa i njihovo korporativno upravljanje regulisano je Zakonom o javnim preduzećima po kome se javna preduzeća (koja obavljaju privrednu delatnost od opšteg interesa i u vlasništvu države) osnivaju kao akcionarska društva i posluju u skladu sa Zakonom o privrednim društvima.

Zakon o privrednim društvima omogućava registraciju stranih privrednih društava ili osnivanje privrednog društva stranom kapitalu. U tom smislu, važno je istaći da Kosovo po Zakonu o stranim ulaganjima garantuje pravičan i jednak tretman svim stranim investitorima po međunarodnim standardima. Zakonom o strateškim ulaganjima uređuju se postupci za privlačenje i odabir stranih investicija kategorisanih kao strateška investicija/projekat, domaćih ili stranih, u cilju poboljšanja i olakšavanja poslovnog okruženja i investicione klime.

Konačno, trenutni pravni okvir Kosova pruža dovoljan pravni osnov za dalji regulatorni i institucionalni razvoj gasnog sektora. Budući napredak u pravnom i regulatornom okviru, odnosno usvajanje predviđenih podzakonskih akata u skladu sa Direktivom o gasu i Uredbom o gasu (tarife, mrežna pravila, tržišna pravila, uslovi za snabdevanje gasom, pravila prebacivanja, itd.), zahtevaće uspostavljanje funkcionalnih operatera sistema i izgradnju i puštanje u rad gasne infrastrukture.

5.3 Politički aspekti

Razvoj institucija i infrastrukture gasne mreže za upotpunjavanje tržišta gasa na Kosovu zavisi od snažnog političkog opredeljenja Vlade, za šta su temelji postavljeni još 2017. godine usvajanjem Energetske strategije Republike Kosovo za period 2017-2026. Pored ciljeva koji se odnose na instrumente zelene tranzicije kao što su uvođenje obnovljivih izvora, održivi razvoj i energetska efikasnost, sama Energetska strategija postavlja specifičan cilj za izgradnju gasne infrastrukture. Izgradnja gasne infrastrukture kao cilj, zajedno sa principima sigurnosti snabdevanja energijom i integracijom u regionalna energetska tržišta u okviru Energetske zajednice, stvaraju jasnu posvećenost Kosova ka prirodnom gasu i obavezu sprovođenja sledećih koraka da se to

postigne. Pored svojih političkih strategija, Kosovo je takođe obavezano međunarodnim ugovorima koje je ratifikovalo.

Paralelno sa naporima Kosova pod okriljem Energetske zajednice koji se uglavnom odnose na liberalizovana tržišta energije, druga dimenzija u pogledu energetske politike je održivi razvoj koji se tiče suočavanja sa klimatskim promenama. U ovom trenutku, u skladu sa obavezama Kosova prema međunarodnom pravu, obaveze u vezi sa klimatskim politikama proizilaze iz Uredbe o upravljanju 2018/1999, koja je deo *acquis*-a EnC, koja postavlja zajednička pravila za planiranje, izveštavanje i praćenje energetske i klimatske politike i ciljeva. Konkretno, Ugovorne strane su u obavezi da podnesu nacionalne energetske i klimatske planove. Štaviše, iako Kosovo nije ratifikovalo Okvirnu konvenciju Ujedinjenih nacija o klimatskim promenama iz 1992. godine, Kjoto protokol iz 1997. i Pariski sporazum iz 2015. godine, ono bi trebalo da razmotri usvajanje politika koje odražavaju ciljeve za smanjenje emisije Co2 iz ovih sporazuma. Time bi se omogućilo usvajanje prekograničnih klimatskih politika i olakšao put ka održivoj ekonomiji.

Štaviše, iako nije država članica Evropske unije, Kosovo bi kroz Zelenu agendu Zapadnog Balkana trebalo da prati politike razvijene u okviru Evropskog zelenog dogovora, koji postavlja dugoročni pravac delovanja za postizanje cilja klimatske neutralnosti do 2050. godine kroz sve politike, na društveno pravičan i isplativ način i osigura da je prelazak na klimatsku neutralnost nepovratan. Evropski zeleni dogovor i Zelena agenda EU za zapadni Balkan ne isključuju prirodni gas iz svoje mape puta, već naglašavaju da gasna infrastruktura treba da bude kompatibilna sa dekarbonizovanim gasovima u budućnosti. Nakon toga, uloga prirodnog gasa kao prelaznog goriva je prepoznata prema Direktivi o infrastrukturi za alternativna goriva iz 2014. god koja predviđa UTG kao ključno tranziciono gorivo za zelenu ekonomiju. Ipak, izgradnja gasnog sistema i uspostavljanje pravilno liberalizovanog tržišta gasa moraju biti prvi strateški koraci za Kosovo u pridruživanju energetskim tržištima EU.

Obaveza stvaranja i integrisanja energetske tržišta rezultirala je usvajanjem tri zakona koji su postavili osnovu za izgradnju tržišta i dalju implementaciju politike razvoja sektora gasa, a to su Zakon o energetici, Zakon o regulatoru energetike i Zakon o prirodnom gasu. Ovim aktivnostima, Kosovo je u dovoljnoj meri uskladilo svoje zakonodavstvo sa *acquis communautaire* Energetske zajednice, tako da će dalji razvoj pravnog okvira, posebno sekundarnog zakonodavstva koje pokriva mrežne kodekse i pravila tržišta zavisiti od izgradnje mreže. S obzirom da je prethodni uslov za izgradnju mreže uspostavljanje operatera gasnog sistema, napore Kosova treba usmeriti na izgradnju institucija i uspostavljanje sposobnog operatera prenosnog sistema. U skladu sa Zakonom o prirodnom gasu, imenovanje OPS-a trebalo bi da se vrši kroz oblik javno-privatnog partnerstva, ali je potrebno prethodno formirati adekvatno privredno društvo koje će biti nosilac tih aktivnosti.

Stoga, ključna politička akcija Vlade Kosova u izgradnji tržišta gasa treba da bude odluka o osnivanju privrednog društva koje će biti imenovano za operatora prenosnog sistema. Ovo preduzeće mora biti strateški osmišljeno, po mogućnosti u državnom vlasništvu, treba da ima strukturu kapitala koja bi omogućila finansiranje izgradnje mreže bilo kroz kapital stranih partnera, mogućnost pristupa tržištima kapitala ili institucionalne kredite. Uspostavljanje gasnog OPS-a je preduslov za razvoj mreže jer samo OPS planira razvoj gasne mreže i kroz saradnju sa susednim OPS-om obezbeđuje integraciju nacionalnog gasnog sistema u regionalna tržišta. Planovi razvoja gasne mreže i interkonekcije podležu prethodnom regulatornom usvajanju i takođe su osnova za projektno finansiranje izgradnje mreže. Jednom uspostavljeni operator prenosnog sistema bi tada trebalo da se angažuje u različitim oblicima međunarodne saradnje sa svim zainteresovanim stranama u sektoru gasa, kako institucionalnog tako i gasnog poslovanja, kako bi ojačao svoje kapacitete za operativnu fazu nakon izgradnje mreže.

Štaviše, osnova operatora sistema za transport gasa treba da bude strateški cilj energetske i gasne politike Kosova. Sama mapa puta za kompletiranje tržišta gasa uz poštovanje obaveza iz Energetske strategije u pogledu održivosti obuhvata sledeće aktivnosti:

1. Nastavak aktivnosti politike u pravcu klimatske neutralnosti i integracije u unutrašnje energetsko tržište EU i EnC;

2. Neophodnost izmene/dopuna zakona u vezi sa uspostavljanjem OPS-a za gas - usvajanje standarda za zaštitu stranih investicija i izmena zakona kako bi se omogućilo budućem OPS-u da poseduje gasnu mrežu (imovinska prava). Pored toga, kao što je podvučeno u Izveštaju o pregledu institucija i tržišta, revidirati Pravila ERO o sertifikaciji za operatore prenosnog sistema;
3. Osnivanje operatora prenosnog sistema gasa;
4. Projektovanje i sertifikacija OPS-a gasa i sertifikacija OPS-a gasa u odnosu na treće zemlje;
5. Jačanje kapaciteta OPS-a za gas, Ministarstva privrede i Regulatorne kancelarije za energetiku, izdvajanje dovoljnih sredstava za njihovo osnaživanje i stvaranje tržišta prirodnog gasa u saradnji sa stranim institucijama, gasnim preduzećima i akterima na tržištu gasa. Osim toga, potrebno je sprovesti marketinške kampanje po meri kako bi se građani edukovali o njihovoj ulozi budućih kupaca;
6. Imajući u vidu ostale pravne aspekte koji dopunjuju razvoj gasne infrastrukture, uključujući projektovanje ugovornih aranžmana transporta i snabdevanja, pripremu podzakonskih akata, pravno upravljanje eksproprijacijama itd.

Na kraju, usvajanje gore pomenute mape puta bi obezbedilo da Kosovo ostvaruje kredibilan i merljiv napredak ka širokom uvođenju prirodnog gasa u zemlju, kao i prema svojim obavezama koje proističu iz članstva u Energetskoj zajednici.

5.4 Tržišni modeli OPS/ODS

Kao što je već navedeno, osnivanje operatora gasnog sistema trebalo bi da bude strateški cilj energetske i gasne politike Kosova kako bi se obezbedila gasifikacija zemlje i razvoj tržišta prirodnog gasa. Ovaj postupak treba da se sprovede u skladu sa Zakonom o prirodnom gasu koji se direktno poziva na Zakon o energetskom regulatoru i Zakon o javno-privatnom partnerstvu. Zakon o energetskom regulatoru utvrđuje proceduralni okvir za sertifikaciju operatora sistema, dok Zakon o javno-privatnom partnerstvu daje pravila o dodeli prava na izgradnju i/ili upravljanje infrastrukturom gasne mreže.

Važno je naglasiti da će u skladu sa Zakonom o prirodnom gasu Vlada Kosova izabrati privredno društvo za usluge OPS-a na javnom tenderu koji se sprovodi u skladu sa Zakonom o JPP. Odabrano društvo mora zatim da bude licencirano i sertifikovano od strane ERO u skladu sa pravilima ERO. Kada ERO potvrdi da je izabrano društvo u skladu sa pravilima o razdvajanju vlasništva, Vlada Kosova će konačno odobriti i imenovati OPS-a za gas, poštujući zvanično mišljenje Energetske zajednice.

Kako je ulazak u proceduru osnivanja OPS-a politička odluka, takva posvećenost Vlade može se vršiti uporedo sa širim zakonodavnim aktivnostima koje bi unapredile druge važeće zakone koji se tiču razvoja tržišta gasa na Kosovu. Ova pravna pitanja uključuju imovinska prava, zaštitu stranih investicija, korporativno upravljanje itd.

Ono što Kosovo razlikuje od ostalih članica EnC-a je nedostatak bilo kakvih gasnih aktivnosti i gasnih preduzeća ili tačnije nikakve vertikalno integrisane gasne kompanije, tako da na Kosovu nema potrebe za izdvajanjem delatnosti iz postojeće gasne kompanije. To je razlog zašto je kosovski zakonodavac kroz Zakon o prirodnom gasu prihvatio model jedinstvenog tržišta za OPS gasa, potpuno razdvajanje vlasništva operatora prenosnog sistema. Dakle, Zakon o prirodnom gasu nalaže da se OPS gasa potpuno razdvoji u vlasništvu od funkcija proizvodnje i snabdevanja gasom. Usklađenost sa razdvajanjem vlasništva znači da preduzeće koje je vlasnik prenosnog sistema takođe deluje kao OPS gasa i shodno tome odgovorno je za izgradnju gasne mreže, odobravanje i upravljanje pristupom trećih strana na nediskriminatornoj osnovi korisnicima sistema, prikupljanje naknade za pristup, naknade za zagušenje i plaćanja u okviru kompenzacionog mehanizma između OPS-a, kao i održavanje i razvoj gasne mreže. Kada je reč o investicijama, vlasnik prenosnog sistema je odgovoran da obezbedi dugoročnu sposobnost sistema za transport gasa da zadovolji razumnu potražnju kroz planiranje investicija. Sam Zakon o prirodnom gasu ne postavlja nikakva ograničenja u pogledu vlasništva ili kapitala za predmetna privredna društva.

Što se tiče ODS-a, zakonski zahtevi su manje strogi. Ovo je zbog činjenice o ulozi javnih usluga kojima distributivne mreže mogu služiti. Dakle, Zakon o prirodnom gasu za ODS zahteva samo pravnu formu, organizaciju i odluke odvajanje od ostalih delatnosti koje se ne odnose na distribuciju gasa. Isto važi i za operatere sistema za skladištenje gasa.

Što se tiče postupka izbora ODS-a, Vlada Kosova će izabrati i odrediti, na osnovu konkurentnog postupka nabavke, jedno ili više pravnih lica kao kandidate za ODS, a kandidati će se prijaviti za licencu RUE. Nadalje, razvoj distributivne gasne mreže i određivanje ODS-a treba da se odvija kroz primenu Zakona o javno-privatnom partnerstvu i modela JPP kao što je koncesija.

Zakon o prirodnom gasu u čl. 31. uvodi mogućnost kombinovanog operatera gasa kao preduzeća koje se sastoji od operatora prenosnog, skladišnog i distributivnog sistema ako kombinovani operater ispunjava uslove za razdvajanje i nezavisnost OPS-a. Ovu mogućnost je potrebno razvijati u saradnji sa nadležnim državnim institucijama (Ministarstvo, ERO) i kroz dalje jačanje institucionalnih kapaciteta operatora sistema i podršku razvoju tarifnih metodologija i mrežnih kodeksa.

Zakon daje mogućnost izbora i uspostavljanja jednog ili više OPS-a i ODS-a. Konsultant napominje da ove opcije treba razmotriti uzimajući u obzir državne ciljeve gasifikacije zemlje, odnosno, u funkciji i) podsticanja ekonomskog razvoja, ii) diversifikacije izvora energije iii) optimizacije troškova održavanja mreže, iv) obezbeđivanja sigurnosti snabdevanja prirodnim gasom i njegovu cenovnu pristupačnost za potrošače i v) energetske tranzicije sa dekarbonizacijom. Pored toga, treba uzeti u obzir i druge parametre kao što su rastojanje mreže, tehničke karakteristike, broj potrošača itd.

U ovom kontekstu, predlaže se jedinstveni OPS za gas (jedna od opcija je da je to KOSTT, OPS električne energije, poštujući zahteve razdvajanja u sektoru električne energije i gasa) koji će upravljati razvojem i izgradnjom infrastrukture za transport gasa kroz adekvatan investicioni plan i pristup finansijskim izvorima.

U ovom trenutku, nijedno određeno gasno preduzeće nije prepoznato kao potencijalni kandidat za ulogu ODS-a za gas koji bi razvijao distributivnu mrežu(e) prirodnog gasa na Kosovu.

Razvoj kosovskog sistema distribucije gasa odviće se primenom modela JPP, koncesije za rad i usluge, pri čemu organ vlasti (Vlada Kosova), kroz definisanje kriterijuma koncesije može izabrati opciju i) u kojoj će jedan nacionalni ODS razviti distributivnu gasnu mrežu kroz zemlju ili ii) gde će sektor distribucije gasa biti podeljen na nekoliko koncesionih oblasti kojima upravljaju različiti koncesionari-ODS.

U oba slučaja, izabrani kandidati za ODS moraju ispuniti postavljene regulatorne uslove i kriterijume tehničkog i finansijskog kapaciteta. Takođe, u oba slučaja, koncesiju za određenu oblast može dobiti samo jedan subjekat, tako da je to vrsta prirodnog monopola i trebalo bi da ga reguliše država legalnim sredstvima, koncesijom i regulatornom licencom.

Takođe, sadašnji pravni okvir (Zakon o prirodnom gasu i Zakon o JPP) kao organ vlasti priznaje centralnu vlast, ali, u većini zemalja EU, distribuciju su razvile ili zajedno sa lokalnim ili regionalnim vlastima, uglavnom u obliku lokalnih distributivnih monopola.

Stoga je moguće razmotriti opciju uključivanja lokalne samouprave (opština) u tendersku proceduru, kroz izmene zakonskog okvira, ili kroz uspostavljanje ugovorne saradnje imajući u vidu njihove razvojne potrebe i dodelu sredstava (koncesione naknade i dr. porezi) u lokalne budžete.

Uspostavljanje jedinstvenog ODS-a na državnom nivou značilo bi njegovu bolju pregovaračku poziciju prema dobavljačima uključujući niže investicione troškove, (troškovi izgradnje, nabavku opreme i mernih uređaja,



jedinstvene tehničke standarde, jedinstveno ugovaranje itd.). čime se doprinosi bržoj izgradnji distributivne gasne mreže, nižim tarifama, boljem kvalitetu usluga i stabilnosti poslovanja.

Takođe, s obzirom na veličinu koncesionog područja, dužinu mreže i broj korisnika mreže, ova opcija bi verovatno privukla renomiranu „veliku“ kompaniju koja bi imala sve potrebne tehničke, finansijske i ljudske kapacitete za realizaciju projekta.

Međutim, jedan ODS kao monopolista za celu državu može predstavljati pretnju konkurenciji i važno je da država kroz transparentan i stabilan regulatorni okvir, s jedne strane, daje podsticaj za izgradnju mreže i garantuje siguran povraćaj ulaganja, a sa druge strane garantuje pristupačan i siguran pristup distributivnoj gasnoj mreži.

Druga opcija bi uključivala više "manjih" distributera u nekoliko različitih distributivnih područja, vezanih za grad ili nekoliko opština. Ova opcija može da ima za posledicu kvalifikovanje kandidate sa sposobnošću da i) prikupe kapital potreban za početnu investiciju u sistem distribucije i buduće proširenje, ii) identifikuju specifične potrebe lokalne uprave i ojačaju lokalnu poslovnu infrastrukturu i stvore lokalna radna mesta. Glavni nedostatak su potencijalno veći troškovi izgradnje mreže i usluga distribucije tokom perioda koncesije i složeni zahtevi za državnu administraciju.



6 TEHNIČKO-EKONOMSKA PROCENA PRENOSNOG SISTEMA

6.1 Osnovne informacije

U sklopu početnog projektovanja plana za gasifikaciju, projektovana je privremena mreža za transport gasa širom Kosova sa ciljem da se do svih glavnih centara potrošnje dođe na najekonomičniji način i sa minimalnim uticajem na životnu sredinu. Predloženi koncept se oslanja na priključenje na sistem za transport gasa Severne Makedonije.

Za postavljanje trasa gasovoda korišćene su zvanične nacionalne topografske karte u razmeri 1:25000 zajedno sa javno dostupnim softverom za mape Google Earth. Za gasovode se biraju odgovarajući koridori/putevi kojima se minimizira dužina, troškovi i uticaji na životnu sredinu predloženog sistema cevovoda. Izvršena je osnovna hidraulička optimizacija.

Generalno, privremene trase gasovoda će biti procenjene sa tehničkog, ekonomskog i ekološkog stanovišta i utvrđena njihova izvodljivost za izgradnju. Gasovodi treba da se grade korišćenjem dobro uspostavljenih praksi izgradnje gasovoda, na način opisan u ovom izveštaju.

Trase gasovoda prolaze kroz različite krajolike, od ravnih i obradivih površina do planinskih i stenovitih regija. Trase gasovoda prelaze nekoliko reka, železnica, autoputeva i manjih puteva. Pogodnost svake lokacije prelaza i predložena tehnika prelaza biće predmet procene i potvrđeni za trase izabrane u portfelju prioriternih projekata.

6.1.1 Trase gasovoda

Preliminarni plan sistema prenosa gasa Kosova sastoji se od gasne interkonekcije Severna Makedonija - Kosovo, gasnog prstena Kosova koji dopire do većih potencijalnih potrošača i grana za transport gasa kao što je prikazano na **Slika 32**. Detaljna mapa je data u **Aneksu 2**.

SLIKA 32 – PRELIMINARNO REŠENJE PLANIRANIH KOSOVSKIH GASOVODA



6.1.1.1 Gasovod MKD/KOS granica do Prištine

Očekuje se da će planirana interkonekcija Severna Makedonija - Kosovo (SKOPRI) biti okosnica kosovskog sistema za transport gasa. Na teritoriji Kosova, ovaj magistralni gasovod je dug 75,3 km, na nadmorskim visinama od 535 m do 965 m (mnm).

Početna tačka gasne interkonekcije na Kosovu je granični prelaz KOS/MKD koji se nalazi na severnoj strani makedonskog sela Blace. Krajnja tačka je nadzemni objekat PTS/PRMS Priština 2.

Ovaj gasovod je detaljnije razrađen u *Studiji izvodljivosti (FS) za gasnu interkonekciju Severna Makedonija – Kosovo*. [5].

Kada je reč o potencijalu potrošnje, hidraulička optimizacija celokupnog sistema prenosa gasa Kosova izdvaja 6 deonica ovog magistralnog gasovoda Skoplje-Priština koje su predstavljene i opisane u **Tabela 11**.

TABELA 11 – DEONICE GASNE INTERKONEKCIJE MKD-KOS

Početak deonice- kraj deonice, dužina (km)	Tehnički, geološki, hidrogeološki i geotehnički opis
KOS/MKD granica do BS/PRMS Smira; 17,5	Na km 0,314 gasne interkonekcije MKD-KOS BS Đeneral Janković je planirana kao polazna tačka prenosnog kraka do fabrike Šarcem. Prvih 17 km trasa prelazi planinski deo Kačanika, protežući se na sever duž grebena istočne strane Kačaničke klisure. Nakon prolaska oblasti Drenova Glava, ruta se polako spušta u severnom pravcu prema Smiru. Na km 17,42 planiran je BS Smira sa prostorom rezervisanim za budući PRMS. Sa geološko-geotehničkog aspekta teren je sastavljen od stenskih materijala predstavljenih škriljcima, gnajsom, mermerom, krečnjakom, flišnim sedimentima i dr. Generalno, teren duž trase je stabilan. Iskopi u fazi izgradnje uglavnom će se raditi u V i VI kategoriji, dok će se u manjem procentu raditi u IV kategoriji (GN-200). Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Pretežno planinska područja; nadmorske visine 550-965 m; Koridor je planinski, ali je skoro celom dužinom dostupan automobilom planinskim i neasfaltiranim putevima. Jugozapadno od Smira počinje ravno poljoprivredno područje.
BS/PRMS Smira do PTS/PRMS Uroševac; 14,2	Trasa nastavlja prolazeći zapadno od Vitine, prelazi glavni asfaltni put R122; zavija istočno od Uroševca, zatim se proteže dalje na sever prelazeći brojne manje puteve i kanale. Trasa prelazi put M25-3 i uglavnom prolazi između urbanih područja Lipljana i autoputa R6. PTS/PRMS Uroševac je planiran u blizini Uroševca, na km 31,62 gde je rezervisan prostor za budući PRMS, kao i za stanice za prihvatanje inteligentnog čistača: PTS (jedna linija) do Gnjilana, PTS (jedna linija) do Prizrena. Teren je uglavnom ravan, sastavljen od neograničenih sedimenata peska, gline, na pojedinim delovima i šljunka, koji imaju malu gustinu i lošu diagenezu. Povoljni su za iskop u fazi izgradnje i očekuje se da budu u III i IV kategoriji, a na veoma malom delu u V kategoriji (GN-200). Na nekim delovima terena postoje noviji geološki procesi kao što su jaruge i erozija površinskog materijala. Zbog toga se preporučuje da temelj bude dublji nego obično. Zbog visokog nivoa podzemnih voda, na pojedinim mestima na 1-2 m ispod kote tla, i dubinama temelja ispod nivoa podzemnih voda, potrebno je obratiti pažnju na efekte korozije. Generalno, teren se može oceniti kao povoljan za izgradnju cevovoda. Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Brdske, zatim pretežno ravničarske poljoprivredne površine; nadmorske visine 500-600 m; putni prelazi.
PTS/PRMS Uroševac do BS Bandulić	Deonica Uroševac – Babuš – Bandulić, karakteriše se sa nekoliko većih putnih prelaza. U Babušu trasa prelazi autoput R6, zatim put M2. Videti prethodni odeljak.

Početak deonice- kraj deonice, dužina (km)	Tehnički, geološki, hidrogeološki i geotehnički opis
16,2	Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Pretežno ravničarske poljoprivredne površine; nadmorske visine 550-600 m; putni prelazi.
BS Bandulić do BS/PRMS Lipljan; 8,0	Posle BS Bandulić sledi raskrsnica puta R102. Nastavljajući ka severu, trasa prelazi put M25, skrećući blago na zapad ka području prištinskog aerodroma. Posle jednog železničkog prelaza nalazi se BS Lipljan koji ima rezervisan prostor za budući PRMS. Videti pod BS/PRMS Smira - PTS/PRMS Uroševac. Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Uglavnom ravničarsko područje; nadmorske visine 540-565 m; ukrštanja glavnih puteva i železničke pruge.
BS/PRMS Lipljan do PTS/PRMS Priština 1; 6,7	Ova deonica se prostire na poljoprivrednom i naseljenom zemljištu u području oko reke Sitnice. PTS/PRMS Priština 1 za snabdevanje grada, a priključak za budući krak gasovoda do Glogovaca (Feronikl) se nalazi posle ukrštanja reke Sitnice i železničke pruge. Videti pod BS/PRMS Smira - PTS/PRMS Uroševac. Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Ravničarska poljoprivredna i naseljena područja; nadmorske visine 535-560 m; neki glavni prelazi.
PTS/PRMS Priština 1 do PTS/PRMS Priština 2; 12,7	Nastavljajući ka severu, trasa prelazi glavni asfaltni put M9, a zatim menja pravac ka severoistoku prema Kosovu Polju, dok prelazi dve železničke pruge. Trasa se proteže dalje na sever paralelno sa rekom Sitnica do prelaza reke Drenice, zavija na zapad oko Lismirija i nastavlja prateći reku Sitnicu ka severu, zatim ponovo prelazi reku Sitnicu i završava se kod nadzemnog objekta PRMS Priština 2. Videti pod BS/PRMS Smira - PTS/PRMS Uroševac. Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Ravnica; nadmorske visine 530-550 m; Kraj rute prema PTS/PRMS Priština 2, paralelno sa rekom Sitnicom, HDD prelazima preko Drenice i reke Sitnice.
Ukupna dužina: 75,3 km	

Drugi razmatrani delovi preliminarog plana kosovskog sistema za transport gasa dati su u odeljcima u nastavku.

6.1.1.2 Gasovod Uroševac - Prizren

Ovaj gasovod za transport je dužine 54,9 km, prostire se u pravcu istok-zapad, na nadmorskoj visini od 350 m do 1290 m. (mnm)

Polazna tačka gasovoda je PTS/PRMS Uroševac. Krajnja tačka cevovoda je PTS/PRMS Prizren.

Kada je reč o potencijalu potrošnje, hidraulička optimizacija celokupnog sistema prenosa gasa Kosova izdvaja 2 deonice ovog magistralnog gasovoda koje su predstavljene i opisane u **Tabela 12**.

TABELA 12 – DEONICE GASOVODA UROŠEVAC – PRIZREN

Početak deonice- kraj deonice, dužina (km)	Tehnički, geološki, hidrogeološki i geotehnički opis
PTS/PRMS Uroševac do PRMS Suva Reka; 39,6	Prvi deo od PTS/PRMS Uroševac ka istoku u dužini od cca. 12,9 km se završava severozapadno od naselja Balaj i uglavnom se nalazi u ravničarskim poljoprivrednim zemljištima, ulazeći u naseljena mesta samo u blizini putnih prelaza, kao što su prelaz magistralnog puta R6 (kod Sojeva), magistralni put Uroševac - Lipljan (M2) i prelaz M25-3. Zatim, koridor prelazi brdsko, zatim planinsko područje u dužini od 18,8 km prolazeći Jezerce, dostižući visinu od 1290 m. Od Bukošija do PRMS Suve Reke koridor prolazi ravničarskim poljoprivrednim zemljištem i nekim većim objektima u Suvoj Reci, nadmorske visine do 400 m, dužine 7,9 km. Sa geomorfološkog aspekta teren na km 0+000-14+400 je uglavnom ravan (450-600m mnm), sa tektonskog aspekta teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura (raseda, kraljušta, sinklinala itd.). Na više delova trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje vodotoke. Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. U fazi izgradnje mogući su inženjersko-geološki procesi i pojave kao što su spiranje, potočići, odroni kamenja, talus itd. Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Ravničarsko poljoprivredno zemljište u kombinaciji sa planinskim predelima; nadmorske visine od 420 m do 1290 m
PRMS Suva Reka; do PTS/PRMS Prizren; 15,3	Preostala deonica nastavlja do PTS/PRMS Prizren. Prati magistralni put R7 (Dr. Ibrahim Rugova) celom dužinom prelazeći nekoliko lokalnih puteva (kao što je jedan u Trnju/Lešane). Sa geomorfološkog aspekta teren je po celoj dužini trase, uglavnom ravan (320-400 mnm), sa tektonskog, teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura (raseda, kraljušta, sinklinala itd.). Na nekoliko lokacija trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje i veće vodotoke, sa brojnim naseljima i uglavnom poljoprivrednim zemljištem. Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave poput fluvijalne erozije mogu biti česta pojava duž korita, dok pojave kao što su spiranje, potočići i sl. mogu biti retke u fazi izgradnje. Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Pretežno ravničarske poljoprivredne površine, retko naseljene; nadmorske visine 345 m do 420 m
Ukupna dužina: 54,9 km	

6.1.1.3 Gasovod Prizren - Đakovica

Ovaj gasovod za transport je dužine 28,8 km, prostire se u pravcu severozapada, prateći koridor puta R107 (put Prizren – Đakovica – Peć), na nadmorskoj visini od 300 m do 370 m (mnm).

Polazna tačka gasovoda je PTS/PRMS Prizren. Krajnja tačka gasovoda je PRMS Đakovica.

Kada je reč o potencijalu potrošnje, hidraulička optimizacija celokupnog sistema prenosa gasa Kosova izdvaja 2 deonice ovog magistralnog gasovoda koje su predstavljene i opisane u **Tabela 13**.

TABELA 13 – DEONICE GASOVODA PRIZREN – ĐAKOVICA

Početak deonice- kraj deonice, dužina (km)	Tehnički, geološki, hidrogeološki i geotehnički opis
PTS/PRMS Prizren do BS Velika Kruša; 13,3	Ova deonica polazeći od PTS/PRMS Prizren ka SZ u dužini od cca. 13,3 km završava se severozapadno od Velike Kruše i prati put R107 i periferije naseljenih mesta u blizini puta. Trasa dva puta prelazi put R107 i potok Topluga, Sa geomorfološkog aspekta teren je po celoj dužini trase, uglavnom ravan (350-410 mnm), sa tektonskog, teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura (raseda, kraljušta, sinklinala itd.). Procesi poput formiranja potočića, spiranja, erozija itd. Slabo su razvijeni sa izuzetkom fluvijalne erozije. Na nekoliko lokacija trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje i veće vodotoke (reka Topluga, Koriška reka, Jaglenica itd.), sa brojnim naseljima i uglavnom poljoprivrednim zemljištem. Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave poput fluvijalne erozije mogu biti česta pojava duž korita, dok pojave kao što su spiranje, potočići i sl. mogu biti retke u fazi izgradnje. Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Pretežno ravničarske poljoprivredne površine, koje ulaze u naseljena područja samo u blizini putnih prelaza; nadmorske visine 300-400 m
BS Velika Kruša do PRMS Đakovica; 15,5	Ova deonica se nastavlja preko ravničarskih poljoprivrednih zemljišta u dužini od 15,5 km, ponovo prelazeći put R107 i reku Beli Drim. Nastavljajući dolinom reke ka SZ, trasa stiže do grada Fšati, ponovo prelazi put R107, zatim potok Ereniku, nakon čega, ostajući u opštem koridoru R107, stiže do istočnog dela Đakovice kod nadzemnog gasovodnog postrojenja PRMS Đakovica. U celoj svojoj dužini ima 15,5 km. Sa geomorfološkog aspekta, teren je po celoj dužini trase uglavnom ravan (340-400m n.v.), sa tektonskog aspekta teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura (raseda, kraljušta i sl.). Procesi poput formiranja potočića, spiranja, erozija itd. Slabo su razvijeni sa izuzetkom fluvijalne erozije. Na nekoliko lokacija, trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje i veće vodene tokove (reka Beli Drim, Erenik i drugi manji vodeni tokovi), sa brojnim naseljima i pretežno poljoprivrednim zemljištem. Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave poput fluvijalne erozije mogu biti česta pojava duž korita, dok pojave kao što su spiranje, potočići i sl. mogu biti retke u fazi izgradnje. Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Uglavnom ravničarske poljoprivredne površine prelaze dva puta glavni put R107; nadmorske visine 300-370 m
Ukupna dužina: 28,8 km	

6.1.1.4 Gasovod Đakovica- Peć

Ovaj gasovod za transport je dužine 36,0 km, prostire se u pravcu severa uglavnom preko ravničarskih poljoprivrednih površina, na nadmorskoj visini od 370 m do 600 m (mnm).

Početna tačka gasovoda je PRMS Đakovica. Krajnja tačka gasovoda je PTS/PRMS Peć.

Kada je reč o potencijalu potrošnje, hidraulička optimizacija celokupnog sistema prenosa gasa Kosova izdvaja 2 deonice ovog magistralnog gasovoda koje su predstavljene i opisane u **Tabela 14**.

TABELA 14 – DEONICE GASOVODA ĐAKOVICA – PEĆ

Početak deonice- kraj deonice, dužina (km)	Tehnički, geološki, hidrogeološki i geotehnički opis
PRMS Đakovica; do PRMS Dečani; 24,0	Ova deonica koja počinje od PRMS Đakovica ka Dečanima i Peći, proteže se oko istočne strane grada duž državnog puta M9-1, zatim prelazi M9-1 severno od Cerima, a ubrzo zatim i potok Osek. Nastavljajući ka zapadu, trasa prelazi nekoliko lokalnih puteva. Na svom putu ka severozapadu, prema Skivjane i dalje prema Pljančoru, trasa prelazi put R107 skrećući na zapad, nastavljajući njegovom zapadnom stranom do Rastovica gde prelazi put R202. Južno od Dečana u Prilepu, trasa se vraća na istočnu stranu puta R107 i stiže do objekta PRMS Dečani koji je planiran u blizini puta R201. Sa geomorfološkog aspekta, teren je po celoj dužini trase uglavnom ravan (420-570m mnm), sa tektonskog aspekta teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura. Procesi poput formiranja potočića, spiranja, erozija itd. Slabo su razvijeni sa izuzetkom fluvijalne erozije. Na više lokacija trasa ukršta regionalne i lokalne puteve, kao i manje i veće vodotoke (reka Trakanić, Proni mol i dr.), sa brojnim naseljima i uglavnom poljoprivrednim zemljištem. Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave poput fluvijalne erozije mogu biti česta pojava duž korita, dok pojave kao što su spiranje, potočići i sl. mogu biti retke u fazi izgradnje. Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Uglavnom ravničarske poljoprivredne površine; nadmorske visine 370 m do 600 m. Deonica ide koridorom puta R107 u pravcu severa; nekoliko većih putnih prelaza
PRMS Dečani do PTS/PRMS Peć; 12,0	Ova deonica se nastavlja u pravcu severa. Nakon ukrštanja R201, ruta nastavlja koridorom R107, prolazeći istočno od Gornjeg Streoca. Severno odatle, zavijajući oko Starog Rausica, trasa prelazi put R121, idući na istok gde stiže do jugoistočne oblasti Peći kod objekta PTS/PRMS Peć. Sa geomorfološkog aspekta, teren je po celoj dužini trase uglavnom ravan (500-540 m mnm), sa tektonskog aspekta teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura. Procesi poput formiranja potočića, spiranja, erozija itd. su dobro razvijeni. Na više lokacija trasa ukršta regionalne i lokalne puteve, kao i manje i veće vodotoke (reka Dečani, i dr.), sa brojnim naseljima i uglavnom poljoprivrednim zemljištem. Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Uz korita se mogu očekivati inženjersko-geološki procesi i pojave kao što je fluvijalna erozija koja je česta pojava, dok su pojave kao što su formiranje potočića i spiranje veoma dobro razvijene sa čestim pojavama dubokih jaruga. Komentari koji se odnose na tipove oblasti preko kojih prelazi: Uglavnom ravničarske poljoprivredne površine, neka naseljena područja; dva veća putna prelaza, nadmorske visine 500 m do 600 m.
Ukupna dužina: 36,0 km	

6.1.1.5 Gasovod Peć - Istok

Ovaj gasovod za transport je dužine 24,0 km, prostire se u pravcu severoistoka uglavnom preko ravničarskih poljoprivrednih površina a povremeno i po naseljenim mestima na nadmorskoj visini od 440 m do 520 m (mnm).

Polazna tačka gasovoda je PTS/PRMS Peć. Krajnja tačka cevovoda je PRMS Istok.

Polazeći jugoistočno od Peći, trasa prolazi kroz ravnu poljoprivrednu oblast Kosova Polja, prelazi rečicu Pečku Bistricu, zatim glavni put M9 u uskom koridoru između naseljenih objekata. U nastavku, trasa prolazi u blizini naselja Blagaja i prelazi rečicu Beli Drim, zatim put R101 koji zavija zapadno i severno od naselja Banja (Peć).

Severno od Ljubova, trasa prelazi put R103 nastavljajući na istok i stiže do planiranog nadzemnog objekta PRMS Istok odmah nakon ukrštanja puta R104.

TABELA 15 – GASOVOD PEĆ – ISTOK	
Početak deonice- kraj deonice, dužina (km)	Geološki, hidrogeološki i geotehnički opis
PTS/PRMS Peć do PRMS Istok; 24,0	Sa geomorfološkog aspekta, teren je po celoj dužini trase uglavnom ravničarski sa niskim brašcima (420-600 m mnm), dok je sa tektonskog aspekta teren stabilan bez pojave tektonskih struktura. Procesi poput formiranja potočića, spiranja, erozija itd. Slabo su razvijeni sa izuzetkom fluvijalne erozije. Na nekoliko lokacija, trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje i veće vodene tokove (reka Beli Drim, reka Istok, itd.), sa brojnim naseljima i pretežno poljoprivrednim zemljištem. Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave poput fluvijalne erozije mogu biti česta pojava duž korita, dok pojave kao što su spiranje, potočići i sl. mogu biti retke.

6.1.1.6 Gasovod Istok - Srbica

Ovaj gasovod za transport je dužine 28,0 km, prostire se u pravcu istoka uglavnom preko ravničarskih poljoprivrednih površina i povremeno brdskih područja, na nadmorskoj visini od 450 m do 710 m (mnm).

Početna tačka gasovoda je PRMS Istok. Krajnja tačka gasovoda je PTS/PRMS Srbica

Polazeći od PRMS Istok, trasa prelazi put R103, zatim kreće ka brdu Lumbreg, nastavlja na istok gde prelazi put R221, i na nadmorskoj visini od 700 m stiže do naseljenih mesta Rudnik gde prelazi put R101. Nakon toga, ruta se nastavlja jugoistočno i stiže do PRMS/PTS Srbica.

TABELA 16 – GASOVOD ISTOK-SRBICA	
Početak deonice- kraj deonice, dužina (km)	Geološki, hidrogeološki i geotehnički opis
PRMS Istok - PTS/PRMS Srbica; 28,0	Sa geomorfološkog aspekta teren je od ravničarskog do brdsko-planinskog (470-780 mnm), sa tektonskog aspekta, teren je uglavnom stabilan sa pojavom tektonskih struktura (raseda koji presecaju trasu). Na nekoliko lokacija, trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i više većih vodenih tokova (reka Istok), kao i druge manje vodene tokove. Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave kao što su spiranje, potočići i sl. su česte. Klizišta su dosta izražena na delu v. Čitak do Rudnika. Ovom delu trase u fazi detaljnih istraživanja treba posvetiti više pažnje.

6.1.1.7 Gasovod Priština 1 - Glogovac

Ovaj magistralni gasovod dužine 14,7 km, prostire se na nadmorskim visinama od 555 m do 686 m (mnm).

Početna tačka gasovoda je PRMS Priština 1, koji se nalazi na interkonektivnom cevovodu MKD-KOS. Krajnja tačka gasovoda je PRMS Glogovac (Feronikl) u blizini fabrike Feronikl.

Na početku trasa ide u pravcu zapada, prolazeći preko ravničarskog poljoprivrednog terena. Trasa prelazi prilazni put Prištinskom aerodromu i lokalni put. Sledeći deo cevovoda prolazi kroz nisku hrastovu šumu na

brdovitom terenu, prelazi magistralni put M9 (R7). U nastavku, trasa uglavnom prati novoizgrađeni put za Glogovac, a neposredno pre njegove krajnje tačke (kod fabrike Feronikla) reku Drenicu, na dva mesta.

TABELA 17 – GASOVOD PRIŠTINA 1 – GLOGOVAC

Početak deonice- kraj deonice, dužina (km)	Geološki, hidrogeološki i geotehnički opis
PTS/PRMS Priština 1 do PRMS Glogovac (Feronikl); 14,7	Sa geomorfološkog aspekta teren je od ravničarskog do brdsko-planinskog (550-700 mnm), sa tektonskog aspekta, teren je stabilan sa pojavom tektonskih struktura (raseda, kraljušta, sinklinala itd.). Na više delova trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje vodotoke. Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave kao što su spiranje, potočići, odroni kamenja itd. su slabije izraženi.

6.1.1.8 Gasovod Glogovac - Srbica

Ovaj gasovod za transport je dužine 17,7 km, prostire se u pravcu severozapada uglavnom preko ravničarskih poljoprivrednih površina, uglavnom preko brdsko-poljoprivrednog zemljišta između naselja, na nadmorskoj visini od 600 m do 690 m (mnm).

Početna tačka gasovoda je PRMS Glogovac. Krajnja tačka gasovoda je PTS/PRMS Srbica

Počev od PRMS Glogovac u blizini fabrike Feronikl, trasa prelazi nekoliko lokalnih puteva i put R102, zatim u pravcu severozapada stiže do južne periferije Srbije, ide preko naseljenih i brdovitih područja istočno od grada do kraja kod objekta PTS/PRMS Srbica.

TABELA 18 – GASOVOD GLOGOVAC -SRBICA

Početak deonice- kraj deonice, dužina (km)	Geološki, hidrogeološki i geotehnički opis
PRMS Glogovac (Feronikl) do PTS/PRMS Srbica; 17,7	Sa geomorfološkog aspekta teren je od ravničarskog do brdsko-planinskog (550-730 mnm), sa tektonskog aspekta, teren je stabilan sa pojavom tektonskih struktura (raseda, kraljušta, sinklinala itd.). Na više delova trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje vodotoke. Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave kao što su spiranje, potočići, odroni kamenja itd. su slabije izraženi.

6.1.1.9 Gasovod Srbica - Mitrovica

Ovaj gasovod za transport dužine 16,5 km, prostire se u pravcu severoistoka uglavnom preko brdsko-poljoprivrednog zemljišta između naselja, nadmorske visine od 500 m do 780 m (n.v.).

Polazna tačka gasovoda je PTS/PRMS Srbica. Krajnja tačka gasovoda je PRMS Mitrovica.

Polazeći od PRMS/PTS Srbica, trasa prelazi put R102 u Klini, zatim severoistočnim pravcem između naselja stiže do Verbnice i Leskove, prolazi brdsko šumovito područje, zatim ravničarsko poljoprivredno područje prelazeći preko nekoliko lokalnih puteva, stiže do južne periferije Kosovske Mitrovice gde je odmah iza ukrštanja sa putem R220 planiran objekat gasovoda PRMS Mitrovica.

6.1.1.10 Gasovod Mitrovica - Vučitrn

Ovaj gasovod za transport dužine 7,2 km, proteže se u pravcu jugoistoka preko veoma ravničarskih poljoprivrednih površina između doline reke Sitnice i zajedničkog koridora železničke pruge i puta R220. Ruta počinje kod PRMS Mitrovica i završava se kod PTS/PRMS Vučitrn, prelazeći puteve 511 i R220 neposredno pre toga. Visine od 500 m do 513 m (mnm)

6.1.1.11 Gasovod Uroševac - Gnjilane

Ovaj gasovod za transport je dužine 24,9 km, nadmorske visine od 495 m do 655 m (mnm).

Početna tačka gasovoda je PTS/PRMS Uroševac, koji se nalazi na interkonektivnom gasovodu MKD-KOS. Krajnja tačka cevovoda je PTS/PRMS Gnjilane.

Ova trasa na svom početku ide u pravcu jugoistoka paralelno sa interkonektivnim gasovodom MKD-KOS, ali neposredno pre ukrštanja puta M25-3 skreće na istok, na severnoj strani zaobilazi grad Tankosić, zatim Novo Selo. Skrećući na jugoistok, trasa takođe zaobilazi Požaranje na njenoj severnoj strani, nakon čega naglo skreće na severoistok, nastavljajući opštim koridorom puta M25-3 stiže do Parteša i jugozapadnog dela Gnjilana. Ova trasa ne prelazi nijedan državni i regionalni put, već samo lokalne puteve i nekoliko potoka.

6.1.1.12 Gasovod Gnjilane - Kamenica

Ovaj magistralni gasovod je dug 26 km, prostire se na nadmorskim visinama od 468 m do 800 m (mnm).

Polazna tačka gasovoda je PTS/PRMS Gnjilane. Krajnja tačka gasovoda je PRMS Kamenica.

Na svom početku ova trasa ide u pravcu juga prolazeći istočno od naselja Livoč i Ulte, preseca put M25-3, zavija oko južnog Gnjilana preko ravničarskih poljoprivrednih površina i prelazi put B35. Nakon skretanja na sever ka Kamenici, trasa ponovo prelazi M25-3, prolazi istočno od Prilepnice ulazeći u brdsko-planinsko područje. Preko Rajanovce trasa stiže do Berivojce gde je planiran nadzemni objekat PRMS Kamenica.

6.1.1.13 Gasovod Velika Kruša - Orahovac

Ovaj gasovod za transport je dužine 8,0 km, prostire se u pravcu severa uglavnom preko ravničarskih poljoprivrednih površina, na nadmorskoj visini od 300 m do 436 m (mnm).

Polazna tačka gasovoda je BS Velika Kruša, koji se nalazi u blizini puta R107 na gasovodu Prizren - Đakovica. Krajnja tačka gasovoda je PRMS Orahovac.

Na svom putu, ova trasa prolazi istočno od Čeline prelazeći nekoliko lokalnih puteva, pre nego što preseče put 110 i stiže do planirane lokacije PRMS Orahovac na zapadnoj strani grada.

6.1.1.14 Gasovod Orahovac - Mališevo

Ovaj gasovod za transport dužine 12,0 km, prostire se u pravcu severoistoka, na nadmorskoj visini od 390 m do 800 m. (mnm).

Polazna tačka gasovoda je BS Orahovac, koji se nalazi u blizini puta R107 na gasovodu Prizren - Đakovica. Krajnja tačka gasovoda je PRMS Mališevo.

Na svom putu, ova trasa prolazi pretežno brdovitim predelima u širem koridoru puta 110, koji se prelazi dva puta pre nego što ovaj krak transportnog gasovoda stigne do PRMS Mališevo.

6.1.1.15 Gasovod Uroševac - Štimlje

Ovaj gasovod za transport dužine 15,0 km, prostire se u pravcu severoistoka, preko ravničarskih poljoprivrednih površina, na nadmorskoj visini od 550 m do 583 m (mnm).

Početna tačka gasovoda je PTS/PRMS Uroševac, koji se nalazi na interkonektivnom gasovodu MKD-KOS. Krajnja tačka cevovoda je PTS/PRMS Štimlje.

Na svom putu, ova trasa najpre prolazi uglavnom ravničarskim poljoprivrednim površinama koje dele zajednički koridor sa gasovodom Uroševac – Prizren. Ubrzo nakon prelaska autoputa M2, trasa stiže do Bublica, skreće u pravcu severozapada prateći širi koridor M25-3 istočno od Slivova i zatim Košare gde prelazi put R207. Odatle severno, ruta skreće na zapad da bi stigla do istočne periferije Štimlja.

6.1.1.16 Gasovod Peć - Klina

Ovaj gasovod za transport dužine 25,0 km, prostire se u pravcu istok/jugoistok uglavnom preko ravničarskih poljoprivrednih površina, na nadmorskoj visini od 364 m do 516 m (mnm).

Polazna tačka gasovoda je PTS/PRMS Peć. Krajnja tačka gasovoda je PRMS Klina.

Od jugoistočnih delova Peci ova trasa ide na istok prema Jablanici, a zatim na jugoistok prateći širi koridor autoputa M2, prelazeći R121 u Grabanici, zavija na sever oko Zajmova prelazeći reku Beli Drim, železničku prugu i autoput M2, da bi stigla do južne periferije Kline.

6.1.1.17 Gasovod do Kačanika

Ovaj gasovod za transport dužine 3,4 km, prostire se u pravcu zapada uglavnom preko ravničarskih poljoprivrednih površina, na nadmorskoj visini od 570 m do 915 m (mnm). Za realizaciju ovog kraka potrebno je planirati novi objekat (kao polaznu tačku) na gasnoj interkonekciji MKD-KOS a to je BS Kačanik. Krajnja tačka kraka bila bi PRMS Kačanik.

Od novoplanirane lokacije BVS Kačanik ova trasa se spušta zapadno ka Laništu nastavljajući ka severozapadu prateći lokalne puteve duž grebena, da bi stigla do istočne periferije Kačanika bez značajnijih prelaza.

6.1.1.18 Gasovod Prizren-Dragaš

Ovaj gasovod za transport dužine 26,0 km, prostire se u pravcu juga delom preko brdsko-planinskih, a delom preko ravničarskih poljoprivrednih površina, na nadmorskoj visini od 322 m do 1058 m (mnm).

Polazna tačka je PTS/PRMS Prizren a krajnja tačka ogranka bi bila PTS/PRMS Dragaš.

Od naseljenih mesta severozapadnog Prizrena, trasa prolazi ravničarskim predelima ka Vlačnju prateći širi koridor autoputa E851 (Dr Ibrahim Rugova). Skrećući na jug, trasa stiže do brdskih i ubrzo planinskih predela prelazeći dva puta R113 i prateći svoj koridor duž planinskih grebena do Dragaša.

6.1.1.19 Gasovod Priština - Podujevo

Ovaj gasovod za transport dužine 33,0 km, prostire se u pravcu severoistok uglavnom preko ravničarskih poljoprivrednih površina, na nadmorskoj visini od 322 m do 1058 m (mnm). Polazna tačka je PTS/PRMS Priština 2, a krajnja tačka ogranka je PTS/PRMS Podujevo.

Ovaj krak prelazi sa planirane lokacije PTS/PRMS Priština 2 na zapadnu obalu reke Sitnice da bi zaobišao industrijski kompleks TE Kosovo B i skreće u pravcu istoka. Na svom putu prema Miloševu trasa prelazi R220. U nastavku, trasa prolazi južno od Miloševa prelazeći put M2, zatim prati put za Prugovac, skrećući na severoistok, prelazi taj put i ulazi u širi koridor regionalnog autoputa M25 i železničke pruge gde prolazi pored ravničarskih poljoprivrednih površina u dolini reke Lab između naselja. U Šakovici trasa prelazi M25 i nastavlja

da je prati na istočnoj strani. U okolini Sibovca trasa prelazi preko pruge i nazad, nastavljajući da ulazi u južnu periferiju Podujeva.

6.1.1.20 Gasovod Suva reka - Mamuša

Ovaj gasovod za transport je dužine 8,0 km, prostire se u pravcu zapada uglavnom preko ravničarskih poljoprivrednih površina, na nadmorskoj visini od 330 m do 420 m (mnm). Početna tačka je PRMS Suva reka, dok je krajnja tačka kraka PRMS Mamuša.

Prvih 4,0 km ove trase deli isti koridor sa cevovodom Uroševac – Prizren duž autoputa R7 koji prolazi preko veoma ravničarskih poljoprivrednih površina. Prolazeći severno od Ternja, trasa u narednih 4,0 km nastavlja lokalnim putem i stiže do istočne periferije Mamuše.

6.1.1.21 Gasovod BS Đeneral Janković do Šarcema

Ovaj gasovod za transport će snabdevati fabriku cementa Šarcem, jedan od glavnih verovatnih potrošača gasa na Kosovu, dužine je oko 2,72 km, dok nadmorske visine variraju od 390 m do 675 m.

Ovaj gasovod počinje od BS Đeneral Janković koji je planiran na km 0,314 gasne interkonekcije MKD-KOS. Krajnja tačka ogranka bi bila PRMS Đeneral Janković (Šarcem).

Cela trasa se nalazi blizu granice sa MKD. Počinje u šumskom području i na brdovitom terenu kod sela Dimce, spušta se u pravcu jugozapada ka naselju Đeneral Janković i prolazi između kamenoloma i potoka Konop, uzdižući se preko strme padine na kraju do vrh brda i predložene lokacije za PRMS Đeneral Janković (Šarcem).

6.1.1.22 Gasovod Prizren – granica ALB/KOS

Ovaj gasovod za transport dužine približno 20,0 km, a od granične priključne tačke ALB/KOS ide uglavnom u severoistočnom pravcu preko naseljenih mesta u koridoru glavnog autoputa Kukeš-Priština, E851 (R7). Nadmorske visine variraju od 310 m do 530 m (mnm)

Polazna tačka je granična tačka veze ALB/KOS a krajnja tačka deonice je PTS/PRMS Prizren. Uporediva trasa ove deonice je planirana u okviru prethodne studije izvodljivosti za gasnu interkonekciju ALKOGAP i kao takva se smatra delom Plana razvoja gasnog transportnog sistema Kosova.

Koridor tri puta prelazi autoput Kukeš-Priština E851 (R7), na različitim lokacijama. Od svog početka, na graničnoj tački interkonekcije, gasovod ide ka Vrbnici, nastavlja se preko brda u blizini sela Žur, a zatim nastavlja niz ravnice južno od Vlačnje. Koridor prelazi glavni magistralni put Kukeš – Priština između Žura i sela Vlačnje i ostaje na severnoj strani dok ne stigne do PTS/PRMS Prizren.

6.2 Tehnički aspekti infrastrukture pogodne za transport vodonika (H₂).

Trenutno ne postoje ni magistralni gasovodi visokog pritiska i velikog prečnika koji su izgrađeni za transport prirodnog gasa a koji su prenamenjeni za transport čistog vodonika, niti postoje odgovarajući novi magistralni gasovodi za transport čistog vodonika kojima upravljaju OPS. Trenutna industrijska praksa je transport mešavina u različitim razmerama prirodnog gasa i vodonika.

6.2.1.1 Trenutne granice mešanja H₂ u EU

Agencija za saradnju energetskih regulatora (ACER) dobila je odgovore od 23 nacionalna regulatorna organa ²¹(NRA) u vezi sa nacionalnom regulativom za sadržaj vodonika (H₂) u cevovodima prirodnog gasa (ACER Izveštaj o istraživanju NRA – vodonik, biometan i srodne mrežne adaptacije; 7.10.2020.).

²¹Austrija, Belgija, Hrvatska, Kipar, Češka, Danska, Estonija, Francuska, Nemačka, Mađarska, Irska, Italija, Letonija, Litvanija, Luksemburg, Holandija, Poljska, Portugal, Rumunija, Slovačka, Slovenija, Španija i Švedska

Rezultati pokazuju da je u većini država članica (MS) prihvatanje H₂ od strane operatora prenosnog sistema (TSO) u fazi „istraživanja“. Tamo gde postoje slučajevi ubrizgavanja H₂ u mrežu za transport gasa, to su uglavnom inovativni pilot projekti koji se sprovode u cilju sticanja iskustva, znanja i uvida.

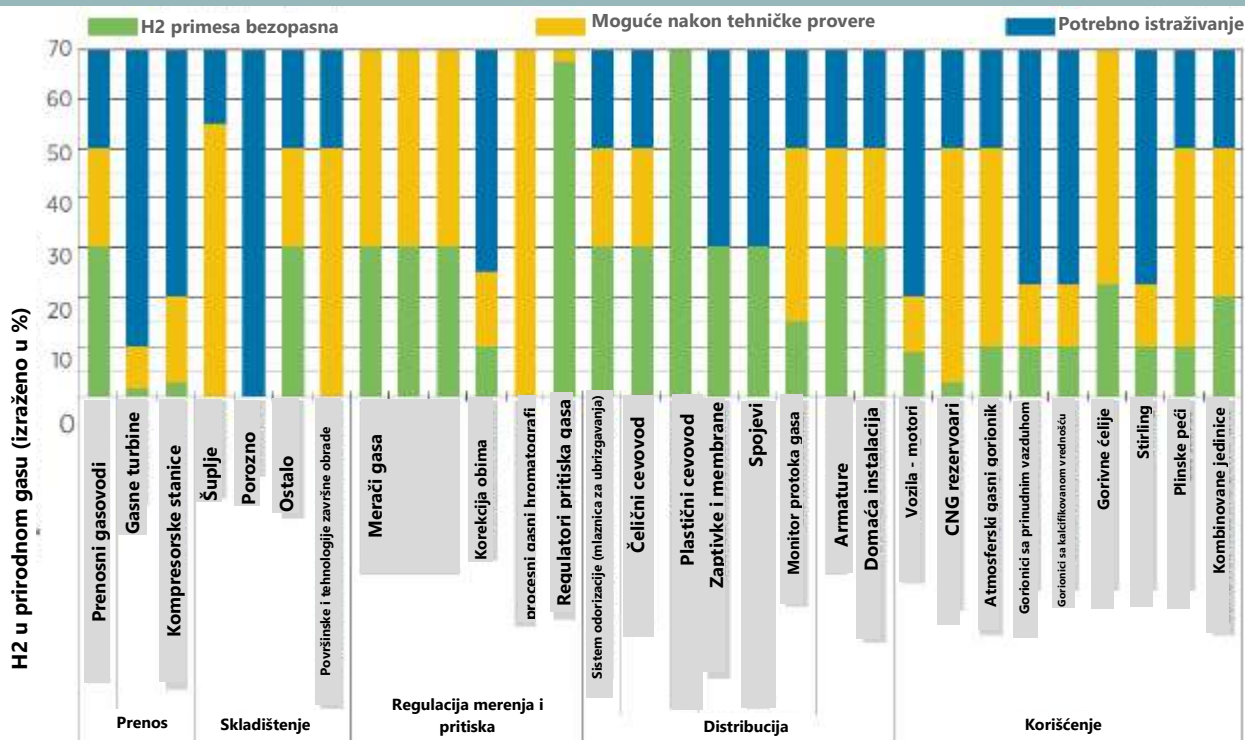
Rezultati projekata industrijskog obima u kojima je ubrizgavan H₂ u mreže za transport gasa još nisu dostupni u Evropskoj uniji, što ukazuje na relativno ranu fazu razvoja ovih tehnologija. Ovaj status kvo je važan za razumevanje odgovora dobijenih od NRA. Odgovori takođe pružaju neke informacije o tekućim projektima koji se odnose na mešanje H₂ i 100% H₂ namenske mreže.

Trenutno, 15 od 23 NRA izveštavaju da OPS u svom domenu ne prihvataju ubrizgavanje ili dozvoljavaju²² unos određene količine H₂ u mrežu za transport gasa. Tamo gde je H₂ izričito prihvaćen (Austrija, Nemačka, Letonija, Slovačka, Španija i Švedska), ovo je moguće samo pri veoma niskoj koncentraciji po zapremini [4].

U mnogim državama članicama, OPS procenjuju tehnička ograničenja i neophodne mere za suočavanje sa različitim količinama H₂ u mreži za transport gasa. Nivo trenutnih aktivnosti u smislu studija i analiza razlikuje se širom Evropske unije. Da bi se omogućilo mešanje H₂, potrebna su ulaganja, posebno u pogledu sistema merenja kvaliteta gasa. U većini MS trenutni standardi kvaliteta gasa ne pominju količine H₂ [4].

Studija IRENA iz 2018. godine o vodoniku iz obnovljivih izvora zaključuje da generalno do 10-20% vodonika u zapremini verovatno ne zahteva velika ulaganja. **Slika 33** ilustruje toleranciju na vodonik različitih komponenti gasne infrastrukture [6]. Trenutne instalacije i oprema krajnjih korisnika gasa generalno ne tolerišu značajne varijacije u mešavinama H₂/NG.

SLIKA 33– TOLERANCIJA NA VODONIK KOMONENTI GASNE INFRASTRUKTURE



Izvor: Adaptirano iz DVGW (2012)

Nemačka je prijavila najvišu granicu koncentracije H₂ na nivou prenosa gasa (10%), a slede Francuska (6%), Španija (5%) i Austrija (4%). Još četiri zemlje dozvoljavaju skromniju koncentraciju H₂ u svojim mrežama za

²² H₂ može biti prisutan u uvoznom gasu, iako se ne ubrizgava direktno

prenos prirodnog gasa: Litvanija (2%), Italija (1%), Letonija (0,1%), Irska (0,1%) i Holandija (0,02%). U Slovačkoj ne postoji eksplicitno definisana granica H_2 ; međutim, H_2 može biti prisutan u uvoznom gasu (maksimalno do 2%), ali ne i direktno ubrizgan u mrežu. U preko 60% država članica, trenutna granica koncentracije H_2 je nula (0%) [4].

Što se tiče glavnih razloga za postavljanje određene granice koncentracije H_2 , obično se navode zahtevi za kvalitet gasa, bezbednost i tolerancije opreme za krajnju upotrebu. Najčešći razlozi za ograničavanje koncentracije H_2 u mreži za transport gasa su:

regulatorni okvir je trenutno zasnovan na 0% prihvata H_2 ,
osetljivost specifičnih industrijskih procesa na prisustvo H_2 ,
specifikacije motora i turbine (neke od njih dozvoljavaju koncentraciju do 1% H_2),
ograničenja stanica za punjenje vozila na prirodni gas (NGV) (dozvoljeno 2% H_2),
tehničke tolerancije komponenti mreže u gasnim mrežama,
razmatranja u vezi sa bezbednim radom podzemnih skladišta gasa,
problemi u vezi sa bezbednošću

U većini država članica trenutno ne postoje ciljani odnosi mešanja H_2 za njihove OPS, iako u nekim državama članicama (Austrija, Belgija, Francuska, Irska i Luksemburg) postoje studije i diskusije o mogućim ciljanim odnosima mešanja. Neki OPS promovišu specifične ciljeve mešanja H_2 (npr. francuski OPS kao cilj mešanja promovišu od 10% do 2030. godine, dok se u Austriji se razmatra cilj od 10% zapremine).

Većina NRA se slaže da bi se o granicama mešanja H_2 trebalo odlučivati na nivou EU, a ne na regionalnom ili bilateralnom nivou, s obzirom na to da prekogranični tokovi gasa ne bi trebalo da budu ometani različitim ograničenjima mešanja H_2 na nivou prenosa, što potencijalno narušava interoperabilnost gasnih mreža. Postoji 9 NRA koji se izgleda slažu oko postavljanja granice mešanja H_2 od najmanje 2% koncentracije. Međutim, 3 NRA (Austrija, Nemačka i Francuska), pored mešanja, naglašavaju i važnost stvaranja namenskih 100% H_2 mreža za optimizaciju ekonomske vrednosti H_2 . Prioritet treba dati direktnom korišćenju 100% H_2 u namenskim mrežama, istovremeno omogućavajući razvoj smeša H_2 za dodavanje u postojeće mreže prirodnog gasa.

6.2.1.2 Energija se prenosi u gasovodima 100% vodonika

Vodonik ima malu molarnu masu i posledično nisku gustinu. Zbog toga je za njegov proces kompresije potrebna veća količina energije. S druge strane, niski pad pritiska omogućava manji broj kompresorskih stanica koje se koriste za transport vodonika, odnosno transport vodonika većim brzinama uz održavanje niski pada pritiska. Vodonik, kao aditiv prirodnom gasu, ima pozitivan uticaj na gasovodni transport prirodnog gasa koji se može transportovati na veće udaljenosti. Važno pitanje za transport vodonika je njegova energetska vrednost. Iako je toplota sagorevanja vodonika po jedinici mase mnogo veća (141,9 MJ/kg) od metana (54 MJ/kg), manja gustina vodonika rezultira manjom toplotom sagorevanja po jedinici zapremine (12,67 MJ/Nm³) u normalnim uslovima od metana (38,55 MJ/ Nm³). Količina energije koja se prenosi gasovodom smanjuje se sa povećanjem sadržaja vodonika (molarne frakcije) u smeši. Dakle, i pored boljih uslova za gasovodni transport, povećan sadržaj vodonika smanjuje energetska efikasnost prenosa prirodnog gasa. I pored niskih padova pritiska, transport čistog vodonika je energetski manje efikasan od prenosnog metana ili prirodnog gasa.

Iako sadržaj energije po zapremini, MJ/m³, vodonika iznosi 1/3 energetskog sadržaja prirodnog gasa, njegov protok energije, MJ/s, iznosi približno 70-75% protoka energije prirodnog gasa (ili 87-91% na osnovu veće toplotne vrednosti) [7]. U gasovodu jednakih karakteristika i veličine, vodonik manje energetske gustine (MJ/m³) mogao bi da teče većom brzinom od prirodnog gasa i mogao bi da isporuči 70-75% energije prirodnog gasa. I pored toga, dimenzionisanje gasovoda u okviru ovog zadatka vrši se u skladu sa količinama prirodnog gasa potrebnih za transport neophodne energije. To je zbog toga što se očekuje da će se određeni deo

vodonika proizvoditi lokalno i da se neće transportovati kroz gasovode prenosnog sistema, već kroz namenske gasovode za vodonik ili železničkim ili drumskim transportom.

6.2.1.3 Tehnička pitanja smeša vodonika i metana - u transportu gasovodom

Vodonik se obično smatra gasom sličnim metanu, koji je glavna komponenta prirodnog gasa. Stoga je većina tehnoloških zahteva za gasovode za prenos vodonika identična onima za gasovode prirodnog gasa, sa određenim modifikacijama u pogledu bezbednosti, infrastrukture i materijala. Ovi uslovi moraju biti ispunjeni pre nego što se pokrene prenos vodonika kroz gasovodnu mrežu. H₂ ima svoj specifičan skup fizičkih i hemijskih svojstava što čini transport gasovodom zahtevnijim od prenosa prirodnog gasa.

Industrijska praksa i naučne publikacije ukazuju da maksimalni dozvoljeni molarni udeo vodonika u smeši sa prirodnim gasom ne bi trebalo da pređe 15%, iz bezbednosnih razloga, s obzirom na stanje postojećih gasovoda kao i trenutno stanje razvoja tehnologije H₂. Maksimalni sadržaj vodonika u sistemu prenosa prirodnog gasa koji je predložen u Sjedinjenim Državama trebalo bi da bude u rasponu od 5%-15%.

Vodonik značajno utiče na uslove prenosa prirodnog gasa. Osnovna prednost je smanjenje pada pritiska prirodnog gasa koji se prenosi sa dodatkom vodonika i mogućnost prenosa prirodnog gasa na veće udaljenosti bez dodatnih gasnih kompresorskih stanica. Analiza molarne frakcije vodonika u smeši vodonik/metan potvrđuje efekat pada pritiska u analiziranom gasovodu. Potreban ulazni pritisak u gasovodu, za 15% sadržaja vodonika u gasnoj smeši, je približno 10% niži u poređenju sa čistim metanom, tako da se mešavine vodonik-metan mogu transportovati većim protokom i održavati isti pad pritiska kao čisti metan. Međutim, sadržaj vodonika iznad 15%-20% u smeši gasa značajno utiče na kalorijsku vrednost prirodnog gasa [8]. Promena termodinamičkih uslova sa povećanim sadržajem vodonika takođe može uticati na sistem prenosa prirodnog gasa (tj. gasne kompresorske stanice ili stanice za redukciju gasa).

6.2.1.4 Cevi i materijali pogodni za vodonik

Ugljenični čelik je porodica legura koja se najčešće koristi u gasovodima za transport vodonika. Izbor specifične klase zavisiće od mnogih faktora, uključujući zahtevnost usluge, dostupnost i relativnu cenu.

Generalno, uobičajeni tipovi ugljeničnog čelika za cevovode kao što je API 5L X52 (i niži razredi čvrstoće) i ASTM A 106 razreda B su u opštoj upotrebi i služi za prenos vodoničnog gasa sa vrlo malo prijavljenih problema. Dobre performanse u upotrebi se pripisuje relativno maloj čvrstoći ovih legura, što daje otpornost na krtost vodonikom i druge mehanizme krtog loma.

Primenljivi američki ASME standard za dizajn postavlja ograničenja za upotrebu čelika visoke čvrstoće za gasovode vodonika i ograničava dozvoljena naprezanja obruča na zidovima cevi²³. Ovo ima za posledicu veću debljinu zida i samim tim veće troškove izgradnje.

Novija istraživanja su pokazala da širenje prsline izazvane vodonikom usled zamora ne zavisi od čvrstoće materijala. Iz ovoga se zaključuje da je ograničenje projektovanja za čelike veće čvrstoće preterano konzervativno i neopravdano. Kao rezultat ovih studija, nova verzija ASME B31.12 više neće sadržati ograničenja koja se odnose na čelike veće čvrstoće.

Čak i u skladu sa trenutnim ASME B31.12, ne očekuje se da cevovodi manjeg prečnika pogodnih za vodonik budu značajnije skuplji u poređenju sa gasovodima za prirodni gas, jer su pri pritisku (50 bara) i prečniku (do DN 300, 12") čelici nižih razreda čvrstoće bi bili materijali izbora za gasovode PG i H₂. Iz tog razloga, važeći standard neće imati uticaja na izbor materijala samo manji uticaj na debljinu zida. Za gasovode većeg prečnika, čelik visokog razreda postaje povoljniji materijal za gasovode PG, dok su gasovodi H₂ projektovani od čelika niskih razreda, ali debljeg zida.

²³Konsultant se oslanja na američke ASME standarde jer evropski standardi ne daju jasne zahteve za izbor materijala za gasovode pogodne za vodonik.

Očekuje se da će vodonik spreman u opremi za vodove (ventili, filteri, brojila) biti i do 50% skuplji nego u opremi za vodove za prirodni gas. Ipak, pošto ova oprema učestvuje u ukupnoj ceni izgradnje cevovoda sa manje od 1%, ova razlika u ceni nije presudna. Predloženi pristup za ovaj projekat je da se instalira oprema za prirodni gas, a kada koncentracija vodonika u cevovodu pređe unapred definisane granične vrednosti (trenutno se procenjuje na 20%), da se razmotri da li je oprema još uvek odgovarajuća i po potrebi zameniti zaptivke i zaptivke ventila.

U nedavnoj gasnoj interkonekciji Severna Makedonija – Kosovo, gasovoda prečnika DN500 (20"), urađena je procena investicionih troškova za različite kvalitete materijala cevi u odnosu na to da li će gasovod transportovati prirodni gas ili će biti 100% za vodonik. Za gasovod prirodnog gasa birani su materijal cevi API 5L X60, dok su za gasovod za vodonik projektovane cevi materijala API 5L X56, što kao rezultat ima nešto veću debljinu zida. Imajući u vidu CAPEX, zaključeno je da materijal API 5L X56 ima nešto nižu cenu (€/kg) od API 5L X60 (cca. 2,5%), ali je težina cevi veća zbog veće debljine zida (cca 10. %) za date uslove. Uzimajući u obzir ostale troškove koji ostaju isti (građevinski radovi, oprema cevovoda, projektovanje, itd.), gasovodi za vodonik imaju kao posledicu približno 3% veće troškove u ukupnom CAPEX.

To ne uključuje dodatne troškove prilagođavanja nadzemnih objekata do nivoa „100% pogodan za vodonik“. Uzimajući u obzir ograničeni radni vek nadzemnih objekata (u proseku 20 godina), preporučljivo je razmotriti naknadno prilagođavanje ovih objekata kada koncentracija vodonika u cevovodu pređe 20%. Kao što je ranije pomenuto, transport 100% vodonika kroz predviđene gasovode smanjio bi ukupnu količinu energije koja se prenosi na cca. 75% energije koja bi se prenosila prirodnim gasom.

6.3 Preliminarni hidraulički proračuni

6.3.1 Metodologija

Da bi se odredili preliminarni prečnici gasovoda za sistem prenosa Kosova, izvršeni su početni hidraulički proračuni uključujući sve razmatrane centre potrošnje kao što je prikazano u Poglavlju 7.3 i mrežu za transport gasa predstavljenu u Poglavlju 6.1.1 i **Slika 32**. Potrošnja u ovim centrima potrošnje data je u Poglavlju 4.1 i predstavljena je u osnovnom blok dijagramu toka u **Aneksu 1**.

Osnova za inicijalne hidraulične proračune bio je trenutni nalaz sa *gasne interkonekcije MKD-KOS FS* [5], gde je određen prečnik od DN600 (24") za dati magistralni gasovod za prenos.

6.3.2 Standardni uslovi i kvalitet gasa

6.3.2.1 Standardni uslovi

U hidrauličkom proračunu su predviđeni sledeći standardni uslovi gasa:

Standardni pritisak: 1.01325 bar

Standardna temperatura: 15°C.

6.3.2.2 Svojstva gasa

Sastav gasa koji se obezbeđuje korisnicima je reprezentativan za gas iz sastava prirodnog gasa prikazanog u **Tabela 19** i odgovara sastavu gasa Transjadranskog gasovoda (TAP) prema *Studiji izvodljivosti AE – Kompaktni energetski sektor Kosova 2019/2020* [9]. Sastav TAP gasa se koristi pod pretpostavkom da bi većina prirodnog gasa na Kosovu dolazila iz interkonekcije Grčka – Severna Makedonija. Grčka se snabdeva prirodnim gasom iz TAP/TANAP-a. U svakom slučaju, očekuje se da će i prirodni gas iz drugih izvora imati sličan sastav.

Za potrebe ovog zadatka, TAP gas se smatra podrazumevanim, a njegov sadržaj je dat u tabeli u nastavku. Proračuni procesa su zasnovani na sledećem sastavu gasa.

TABELA 19 – SASTAV PRIRODNOG GASA

Sastav		Mol, %
Metan	C1	87,78
Etan	C2	2,72
Propan	C3	1,54
Izobutan	C4	0,50
Butan	C4	0,51
Izopentan	C5	0,24
Pentan	C5	0,24
Heksan	C6	0,03
Azot	N2	4,43
Ugljen dioksid	CO2	2,01
Ukupno		100

6.3.3 Podaci vezani za gasovod

Ulazni podaci vezani za novoprojektovane gasovode, hidraulični proračuni gasovoda su dati u **Tabela 20**.

TABELA 20 – PODACI VEZANI ZA CEVOVOD

Podaci vezani za gasovod	
Projektovani pritisak	50 bar
Standard materijala	API 5L Gr.B ; (4"-10") API 5L X56; (20")
Hrapavost ⁽¹⁾ :	0,05 mm
Temperatura tla na dubini polaganja ⁽¹⁾ :	10°C
Debljina zida cevi ⁽²⁾ :	ASME B31.12
¹	Pretpostavljena vrednost za hidraulične proračune
²	U hidrauličkim proračunima se koristi prosečna debljina zida

6.3.4 Projektovani pritisak

Hidraulička analiza je uzela u obzir minimalni potreban pritisak za snabdevanje budućeg KKE (zahteva 30 barg) koji će se snabdevati sa krajnje tačke gasovoda (PRMS Priština 2), i minimalni potrebni ulazni pritisak u Severnoj Makedoniji (50 barg) što bi omogućilo transport potrebnih količina gasa.

Ove vrednosti su već utvrđene u sadašnjoj gasnoj interkonekciji *FS MKD-KOS* [5], uključujući i prečnik magistralnog prenosnog gasovoda, koji omogućava transport potrebnih količina gasa.

6.3.5 Proračun debljine zida

Proračun debljine zida cevi izvršen je prema ASME B31.12.

6.4 Preliminarne procene CAPEX i OPEX sistema prenosa

Na osnovu predloženih trasa, njihovih karakteristika, tehnoloških i tehničkih zahteva i načina izgradnje, utvrđeni su troškovi ulaganja. Koristeći iskustvo na sličnim regionalnim projektima u poslednjih pet godina (koncept poređenja), primenjene su grube/preliminarne jedinične cene po metru gasovoda, imajući u vidu karakteristike terena kao i prelaze različitih prepreka (putevi, železničke pruge, vodotokovi, strma područja) i načine izgradnje prelaza. Investicioni troškovi obuhvataju troškove materijala i montaže/izgradnje, pri čemu su uzete u obzir različite stručne discipline: mašinstvo, građevinarstvo sa geodezijom, arhitektonska, katodna zaštita, optički komunikacioni sistem, kao i puštanje u rad, dozvole, menadžment, projektovanje, inženjering i nadzor.

Prevoz do gradilišta, neophodan utovar i istovar, skladištenje materijala na gradilištu, svi potrebni pripremni radovi (čišćenje, popravke, prefabrikacija itd.), zavarivanje, radiografsko ispitivanje zvara, hidrostatička ispitivanja i neophodna dokumentacija su pokriveni u sklopu izgradnje (montaža)

U procenjenoj ceni za svaku deonicu takođe su uzeti u obzir prosečni troškovi služnosti i troškovi različitih naknada za objekte ili useve, privremeni zakup zemljišta potrebnog za radni pojas tokom izgradnje.

Na osnovu iskustva na sličnim regionalnim projektima u poslednjih pet godina, primenjene su procenjene ukupne cene po tipu gasovodnog objekta. Ove kalkulacije obuhvataju troškove materijala i montaže/izgradnje, pri čemu su uzete u obzir različite stručne discipline: mašinstvo, građevinarstvo sa geodezijom, arhitektonska, katodna zaštita, elektrotehnika, kao i puštanje u rad, dozvole, menadžment, projektovanje, inženjering i nadzor. Troškovi montaže/izgradnje pokrivaju transport do gradilišta, neophodan utovar i istovar, skladištenje materijala na gradilištu, sve potrebne pripremne radove (čišćenje, popravke, prefabrikaciju itd.), zavarivanje, radiografsko ispitivanje zvara, hidrostatičko ispitivanje i neophodnu dokumentaciju. Grubo procenjeni troškovi kupovine zemljišta su računati u okviru ukupnih procenjenih troškova za svaki tipičan objekat.

Date su procene za izbor materijala gasovoda koji omogućava transport prirodnog gasa i vodonika. Dodatni troškovi prilagođavanja nadzemnih objekata (ventili, zaptivke, itd.) na nivo „100% spremnosti za vodonik“ nisu uključeni. Konsultant preporučuje da se naknadno u nekom trenutku razmotri prilagođavanje nadzemnih objekata kada koncentracija vodonika u gasovodu pređe 20%. Tada će operater izvršiti analizu da li je oprema još uvek prikladna i po potrebi zameniti zaptivke i ventile.

Očekuje se da će 75,3 km planirane interkonekcije Severna Makedonija – Kosovo (SKOPRI) biti okosnica kosovskog sistema za transport gasa, a procene CAPEX-a iz sadašnje gasne interkonekcije *Severna Makedonija – Kosovo* [5] su uzete u obzir za prvih 6 deonica.

U proceni troškova, Konsultant je koristio trenutne tržišne cene. Poremećaj u lancima snabdevanja izazvan Covid pandemijom prouzrokovao je globalnu nestašicu čelika koja utiče na troškove materijala za gasovod. Rat u Ukrajini dodatno se odrazio na povećanje cena čelika. Stvarni investicioni troškovi mogu se značajno razlikovati od onih koji su ovde procenjeni, u zavisnosti od situacije na tržištu u vreme raspisivanja tendera za gasovod.

Procenjeni godišnji operativni troškovi (OPEX) uključuju troškove rada, održavanja i osiguranja. U ovom trenutku Konsultant procenjuje godišnje OPEX na 1,0 % ukupnih troškova kapitalnih investicija.

Procenjeni CAPEX je dat u **Tabela 21**. Zasnovan je na izračunatim preliminarnim zahtevima za kapacitetom (koji su rezultat privremenog modela blok dijagrama toka sistema, videti **Aneks 1**) i rezultujućih preliminarnih pritisaka (procenjenih iz privremenog hidrauličkog modela, videti **Aneks 1**).

TABELA 21 – PRELIMINARNI CAPEKS ZA SVE INICIJALNO RAZVIJENE PRENOSNE CEVOVODE

	Br.	Opština	Okrug	Deonica	Dužina (km)	Prečn. (inch)	Ukupno (mil.€)
MKD/KOS interkon.	1	Kačanik	Uroševac	Granica MKD/KOS - BVS/PRMS Smira	17,5	24	18,859
	2	Uroševac	Uroševac	BS/PRMS Smira - PTS/PRMS Uroševac	14,2	24	13,212
	3	Štimlje	Uroševac	PTS/RMS Uroševac - BS Bandulić	16,2	24	13,671
	4	Lipljan	Priština	PRMS Bandulić - BS/PRMS Lipljan	8,0	24	7,672
	5	Priština	Priština	BVS/PRMS Lipljan - PTS/PRMS Priština 1	6,7	24	6,636
	6	Obilić	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PTS/PRMS Priština 2	12,7	24	12,228
PODZBIR Interkonekcija MKD/KOS:					75,3		72,278
Gasni prsten	7	Štimlje	Uroševac	PTS/PRMS Uroševac - PRMS Suva Reka	39,6	10	19,623
	8	Suva Reka	Prizren	PRMS Suva Reka - PTS/PRMS Prizren	15,3	10	6,366
	9	Prizren	Prizren	PTS/PRMS Prizren - BS Velika Kruša	13,3	10	6,369
	10	Đakovica	Đakovica	BS Velika Kruša- PRMS Đakovica	15,5	10	6,197
	11	Dečani	Đakovica	PRMS Đakovica - PRMS Dečani	24,0	10	8,800
	12	Peć	Peć	PRMS Dečani - PTS/PRMS Peć	12,0	10	5,535
	13	Istok	Peć	PTS/PRMS Peć - PRMS Istok	24,0	10	10,995
	14	Srbica	Mitrovica	PRMS Istog - PTS/PRMS Srbica	28,0	10	12,598
	15	Glogovac	Priština	PRMS Glogovac - PTS/PRMS Srbica	17,7	10	8,675
	16	Kosovo Polje	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PRMS Glogovac	14,7	10	8,389
PODZBIR Gasni prsten:					204,1		93,544
Transportne grane	17	Mitrovica	Mitrovica	PTS/PRMS Srbica - PRMS Mitrovica	16,5	6	6,545
	18	Vučitrn	Mitrovica	PRMS Mitrovica - PTS/PRMS Vučitrn	7,2	6	2,808
	19	Uroševac	Uroševac	PTS/PRMS Uroševac - PTS / PRMS	24,9	6	8,653
			Gnjilane				
	20	Kamenica	Gnjilane	PTS/PRMS Gnjilane - PRMS Kamenica	26,0	4	7,412
	21	Orahovac	Đakovica	BS Velika Kruša- PRMS Orahovac	8,0	4	2,352
	22	Mališevo	Prizren	PRMS Orahovac- PRMS Mališevo	12,0	4	4,422
	23	Štimlje	Uroševac	PTS/PRMS Uroševac - PTS / PRMS Štimlje	16,7	4	5,161
	24	Klina	Peć	PTS/PRMS Peć - PRMS Klina	25,0	4	8,164
	25	Kačanik	Uroševac	BS Kačanik - PRMS Kačanik	4,0	4	1,980
	26	Dragaš	Prizren	PTS/PRMS Prizren - PTS / PRMS Dragaš	26,0	4	9,924
	27	Podujevo	Priština	PTS/PRMS Priština 2 - PTS/PRMS	33,0	4	9,927
			Podujevo				
	28	Mamuše	Prizren	PRMS Suva Reka - PRMS Mamuše	8,0	4	2,352
	29	Đeneral Janković	Uroševac	BS Đeneral Janković - PRMS Đeneral Janković (Šarcem)	2,7	4	1,989
PODZBIR Transportne grane:					210		71,687
UKUPNO kosovski sistema za transport gasa:					489,4		237,5085

7 TEHNIČKO-EKONOMSKA PROCENA DISTRIBUTIVNOG SISTEMA:

7.1 Osnove sistema za distribuciju gasa

Sistemi distribucije gasa gradova i drugih naselja obično se sastoje od sledećih komponenti (gledajući u pravcu toka gasa):

stanica za odorizaciju sa priključnim gasovodom od PRMS;

distributivni gasovod visokog pritiska (HP).

gasna mreža srednjeg pritiska (MP).

MRS gasne mreže niskog pritiska (LP).

gasna mreža niskog pritiska (LP).

Dozvoljeni opseg radnog pritiska gasa u distributivnom sistemu (ograničen minimalnim i maksimalnim radnim pritiskom) pri kojem se odvija distribucija gasa podeljen je u tri klase:

nizak pritisak (do i uključujući 0,1 bar),

srednji pritisak (0,1 bar do uključujući 5 bara) i

visok pritisak (preko 5 bara)

Distributivni sistem počinje od stanice za smanjenje pritiska i merenja (PRMS), koja je inače vlasništvo operatora prenosnog sistema (OPS).

PRMS u vlasništvu OPS-a generalno ima dva izlaza za sisteme za distribuciju gasa: jedan na kome se pritisak smanjuje na 5 bara (za snabdevanje gasne mreže srednjeg pritiska) i drugi na kome se pritisak smanjuje na 16 bara (za snabdevanje distributivnog cevovoda HP).

Stanica za odorizaciju (OS) koja je inače u vlasništvu distributera gasa (ODS) se gradi na odgovarajućoj lokaciji, često u blizini merno-regulacione stanice (MRS). Svrha postojanja OS je odorizacija gasa jer je prirodni gas bezbojan, bez mirisa i ukusa, pa se dodaje odorant karakterističnog mirisa, kako bi se omogućilo detektovanje prisustva gasa čulom mirisa. Odorizacija gasa se vrši u skladu sa važećim tehničkim propisom „Odorizacija gasa“.

Sistem snabdevanja gasom MP i LP omogućava potpunu gasifikaciju (gas kao gorivo za grejanje, toplu vodu, kuvanje i hlađenje) postojećih i budućih objekata, dok se HP distributivni cevovodi obično koriste za snabdevanje gasom velikih, uglavnom industrijskih potrošača, ili za transport gasa do MRS u udaljenim delovima grada ili sela.

MP i LP gasovodi se prave od polietilenskih cevi proizvedenih i ispitanih u skladu sa važećim standardima kao što je EN 1555 Sistemi cevovoda za snabdevanje gasovitim gorivima — Polietilen (PE) - Deo 2: Cevi (EN 1555-2) Standardne cevi i priključci su kvaliteta PE 100, dok veličine preseka i klase (SDR) odgovaraju uslovima rada i ispitivanja.

Distributivni cevovodi visokog pritiska su napravljeni od čeličnih cevi proizvedenih i ispitanih prema važećim standardima: Čelične cevi za cevovode za zapaljive fluide-Tehnički zahtevi za isporuku - Deo 2: Cevi klase zahteva B (EN 10208-2). Kvalitet i debljina zida odgovaraju uslovima rada i ispitivanja.

Konačne dimenzije distributivnih gasovoda određuju se hidrauličkim proračunima u fazi idejnog ili glavnog projekta.

Distributivni gasovodi se uglavnom postavljaju na javnim putevima, paralelno sa ostalom komunalnom infrastrukturom.

Cevovodi srednjeg i niskog pritiska se obično ukopavaju sa minimalnim pokrivačem zemlje od 0,80 m, dok su gasovodi visokog pritiska ukopani sa minimalnim pokrivačem zemlje od 1,0 m. Širina cevovoda se tipično kreće od 0,40 do 0,70 m. Polietilenske cevi za distribuciju gasa polažu se na peščanu podlogu debljine približno 15 cm.

Nakon polaganja i ispitivanja cevovoda, rov se zatrpava sitnim peskovitim materijalom do određenog nivoa iznad cevi. Iznad peska se vrši zasipanje šljunkom u slojevima do površinske podloge. Površine, kao što su pločnici, trotoari i zelene površine se zatim vraćaju u prvobitno stanje.

Udaljenost cevovoda od zgrada, drugih nadzemnih objekata i paralelnih podzemnih komunalnih instalacija, kao i ukrštanja drugih komunalnih instalacija, u skladu je sa pravilima i standardima za instalaciju cevovoda, kao što su Tehnička pravila Čelični cevovodi za maksimalni radni pritisak preko 16 bara, EN 1594 Gasna infrastruktura — Cevovodi maksimalnog radnog pritiska većeg od 16 bar — Funkcionalni zahtevi (EN 1594), Tehnička pravila: Čelični cevovodi za maksimalni radni pritisak preko 5 bar — Održavanje i EN 12007-1 Gasna infrastruktura — Cevovodi za najveće radne pritiske do i uključujući 16 bar — Deo 1: Opšti funkcionalni zahtevi.

Ukrštanja cevovoda železničkih i magistralnih puteva se najčešće izvode metodama bušenja na potrebnoj dubini, dok tipična tehnička rešenja ukrštanja cevovoda sa vodotokovima obuhvataju metode otvorenog rova, odnosno zakopavanje cevovoda na odgovarajuću dubinu ispod dna vodotoka uz betonsku zaštitu.

Distributivni gasovodi se gotovo isključivo postavljaju podzemno, što dodatno povećava nivo sigurnosti rada.

7.2 Principi razvoja plana projekta

7.2.1 Idejno rešenje sistema

Budući sistemi za distribuciju gasa će se snabdevati iz PRMS-a, koji su planirani u blizini centara velikih potrošačkih područja Kosova. PRMS-ovi su ili planirani kao budući dodaci gasnoj interkonekciji MKD-KOS nadzemnih objekata kao što su blokadne stanice (BS), kao što je predviđeno u sadašnjoj gasnoj interkonekciji *FS Severna Makedonija – Kosovo* [5], ili kao dodatak nadzemnim objektima na planiranim gasovodima (gasni prsten i druge transportne grane). Privremeni plan prenosnog sistema uključujući sve planirane PRMS objekte je predstavljen na **Slika 32**.

Broj i lokacije PRMS-a zadovoljavaju tehničke uslove za snabdevanje gasom naselja/gradova sa potencijalom potrošnje.

Plan distributivnih gasovoda je projektovan sa fokusom na snabdevanje velikih potrošača kao što su industrijski potrošači, veći javni/uslužni objekti i veliki tržišni centri, dok gasovodi nastavljaju da stižu i do drugih potrošača nakon toga. Sistemi za distribuciju mogu biti ili kapilarni ili prstenasti. Distributivne gasne mreže su dalje projektovane tako da omogućavaju izgradnju mreže u pojedinačnim naseljima i okruzima, pa je moguće odvojiti delove mreže korišćenjem ventila za zatvaranje.

Raspored distributivnog sistema visokog pritiska je projektovan da dopre do većih industrijskih potrošača kojima je potreban radni pritisak veći od radnog pritiska koji može da obezbedi gasna mreža srednjeg pritiska. Pored toga, HP distributivni sistem se koristi na periferiji grada gde pritisak MP gasne mreže nije zadovoljavajući.

Izgradnja distributivnog sistema srednjeg pritiska omogućava punu gasifikaciju perifernih delova odabranih gradova i sela u budućnosti obezbeđivanjem zadovoljavajućeg nivoa pritiska sistema. Industrijske zone se takođe napajaju iz sistema srednjeg pritiska kako bi se obezbedilo snabdevanje dovoljnim količinama gasa i zadovoljavajući nivo pritiska potrebnog za rad opreme instalirane kod velikih potrošača.

Gasna mreža niskog pritiska se snabdeva gasom iz PRMS-a koji se nalazi na distributivnoj mreži srednjeg pritiska. Oni mere količine gasa i smanjuju pritisak na radni pritisak gasne mreže niskog pritiska.

7.2.2 Priključivanje potrošača

Priključivanje potrošača počinje na mestu priključka na ulični gasovod.

U gasnoj mreži niskog pritiska, priključak se završava ili sa spoljnim glavnim izolacionim ventilom i ugrađenim fasadnim ormanom (merač i regulator pritiska) ili podrumskim priključnim izolacionim ventilom koji se nalazi odmah po ulasku priključka u podrum.

Mreže LP gasa mogu se postaviti u starim gradskim jezgrima i unutrašnjim delovima gradova kada dominantna građevinska struktura (kao što su stambene zgrade) sprečava gasifikaciju srednjim pritiskom zbog specifične ugradnje fasadnih ormara. Ormari bi mogli da se nađu u neposrednoj blizini trotoara i ivice javnih puteva i postojala bi neposredna opasnost od oštećenja. Osim toga, zahtevi za zaštitu kulturnog nasleđa takođe bi mogli da spreče postavljanje fasadnih ormara.

Za gasnu mrežu srednjeg pritiska, priključivanje potrošača završava se spoljnim glavnim izolacionim ventilom i nadzemnim fasadnim ormanom sa reduktorom pritiska.

7.3 Potencijalne mreže za distribuciju gasa

U cilju optimizacije dometa razvoja gasnog sistema izvršena je tehnička procena distributivnih mreža gasa u odgovarajućim naseljima.

Za procenu troškova distributivnih sistema, neophodna je dužina distributivnog gasovoda u distributivnom sistemu. Identifikacijom potencijalnih područja distribucije prirodnog gasa razmatrani su gušće naseljeni delovi opština, jer razvoj gasne mreže generalno nije isplativ u udaljenim, slabo naseljenim selima. Za odabrane delove opštine napravljena je pretpostavka 100% pokrivenosti²⁴, odnosno obezbeđenje priključka na mrežu svakom domaćinstvu ili drugom potrošaču (usluge, industrija), postavljanjem mreže u svakoj ulici, prema svakom potencijalnom potrošaču. Distributivni sistemi su razvijeni ručno, pomoću softvera Google Earth, Open Street View, relevantnih topografskih karti i druge dostupne dokumentacije. Za ove planirane distributivne mreže izračunata je ukupna dužina mreže po opštini. Uslovni nacrti mreže u procenjenim distributivnim područjima dati su u **Aneksu 3**²⁵.

²⁴ Pokrivenost naselja je realno retko 100%, međutim zbog očekivanog rasta urbanih delova naselja (gde je predviđena gasifikacija), gasna mreža bi se proširila van sadašnjih gradskih naselja, tako da je procena od 100% današnje veličine urbanih naselja razumno.

²⁵ Slike date u Aneksu 3 su isključivo ilustrativnog karaktera. Ovi nacrti distributivnih mreža napravljeni su sa jedinom svrhom procene potencijalne dužine distributivne mreže i ne bi trebalo da se koriste u druge svrhe.

7.4 Preliminarne procene CAPEX i OPEX distributivnih mreža

Urađena je prethodna tehnička analiza kako bi se izračunala potrebna kapitalna ulaganja za svako distributivno područje. Sa tehničkog aspekta, preliminarni jedinični trošak za distributivnu mrežu gasa je definisan kao prosečna cena od 90 €/m'.

Troškovi kapitalnih ulaganja (CAPEX) su dati u **Tabela 22** na osnovu ukupne dužine svake razvijene mreže, prosečne jedinične cene po metru gasovoda i cene potrebnog objekta na distributivnom sistemu koji je tipično merno- redukcijaska stanica (PRMS) uključujući stanicu za odorizaciju (OS).

TABELA 22 – CAPEX ZA SVE PRVOBITNO IZGRAĐENE DISTRIBUTIVNE MREŽE						
Opština	Okrug	Dužina distributivne mreže (km)	CAPEX za MRS (€)	CAPEX za distributivnu mrežu (€)	Ukupno (€)	Ukupno (mil.€)
Priština	Priština	942	2.000.000	84.780.000	86.780.000	86,780
Kosovo Polje	Priština		uključeno gore			0,000
Obilić	Priština		uključeno gore			0,000
Prizren	Prizren	302	1.000.000	27.180.000	28.180.000	28,180
Uroševac	Uroševac	286	1.000.000	25.740.000	26.740.000	26,740
Peć	Peć	157	600.000	14.130.000	14.730.000	14,730
Đakovica	Đakovica	140	600.000	12.600.000	13.200.000	13,200
Gnjilane	Gnjilane	247	600.000	22.230.000	22.830.000	22,830
Podujevo	Priština	111	600.000	9.990.000	10.590.000	10,590
Mitrovica	Mitrovica	258	600.000	23.250.000	23.850.000	23,850
Severna Kosovska Mitrovica	Mitrovica	52	0	4.650.000	4.650.000	4,650
Vučitrn	Mitrovica	113	600.000	10.170.000	10.770.000	10,770
Suva Reka	Prizren	32	500.000	2.880.000	3.380.000	3,380
Glogovac	Priština	46	500.000	4.140.000	4.640.000	4,640
Lipljan	Priština	104	500.000	4.680.000	5.180.000	5,180
Orahovac	Đakovica	66	500.000	5.940.000	6.440.000	6,440
Mališevo	Prizren	30	500.000	2.700.000	3.200.000	3,200
Srbica	Mitrovica	33	500.000	2.970.000	3.470.000	3,470
Vitina	Gnjilane	101	500.000	3.030.000	3.530.000	3,530
Dečani	Đakovica	35	500.000	3.150.000	3.650.000	3,650
Istok	Peć	29	500.000	2.610.000	3.110.000	3,110
Klina	Peć	43	500.000	3.870.000	4.370.000	4,370
Kamenica	Gnjilane	82	500.000	7.380.000	7.880.000	7,880
Dragaš	Prizren	21	500.000	1.890.000	2.390.000	2,390
Kačanik	Uroševac	32	500.000	2.880.000	3.380.000	3,380
Štimlje	Uroševac	50	500.000	4.500.000	5.000.000	5,000
Đeneral Janković	Uroševac	21	0	1.890.000	1.890.000	1,890
Mamuše	Prizren	16	500.000	1.440.000	1.940.000	1,940
Ukupno			15.100.000	290.670.000	305.770.000	305,770

8 EKONOMSKA EVALUACIJA I MOGUĆNOSTI RAZVOJA SISTEMA

8.1 Uvod

U ovom poglavlju opisujemo metodologiju, inpute i rezultate ekonomske procene buduće mreže za transport i distribuciju gasa na Kosovu. Analiza potražnje i ponude gasa rezultirala je preliminarnim izgledom kosovske mreže za transport gasa, prikazanom na **Slika 32**. Na slici su prikazane dve glavne komponente buduće mreže za transport gasa: **gasovod SKOPRI** (plavi) i **gasovod Prsten** (crveni). Žutim tačkama su prikazane opštine (mesta potrošnje) u kojima je predviđeno snabdevanje gasom. Postoji ukupno 28 opština (potrošnih mesta) za koje je obezbeđena potražnja za gasom. Pored toga, linije u magenta boji pokazuju gasovode potrebne za povezivanje nekih distributivnih oblasti na glavnu mrežu za transport gasa.

Kada je reč o strukturi potražnje za gasom, pretpostavljene su sledeće kategorije kupaca:

Sektor domaćinstava

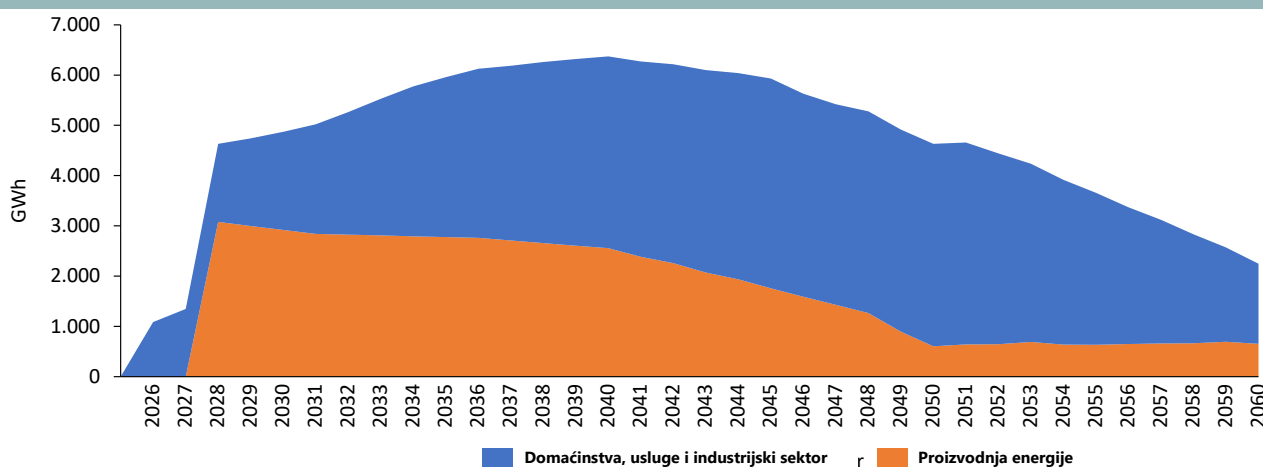
Sektor usluga

Industrijski sektor

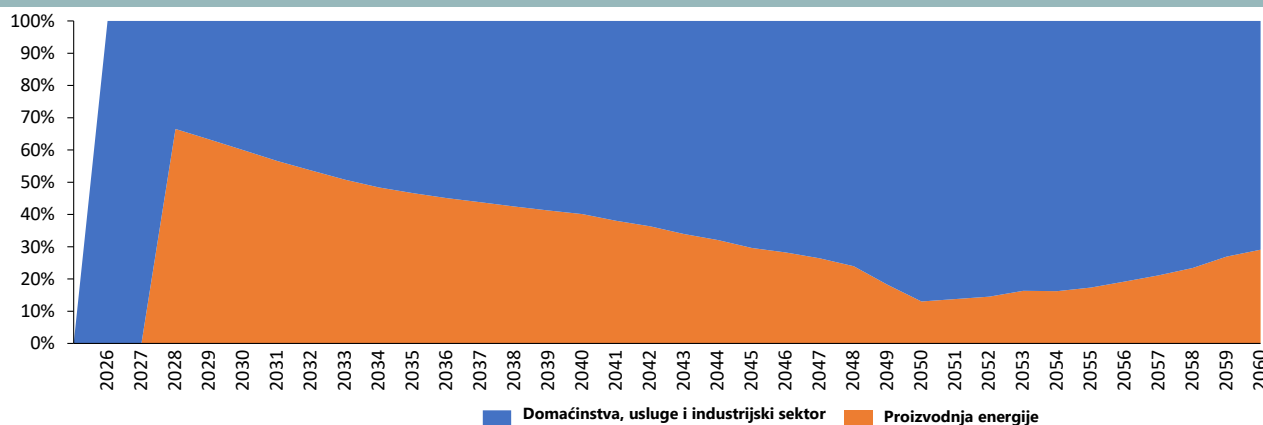
Sektor proizvodnje električne energije.

Konsultant je izradio procene potražnje za gasom za svaki od ovih sektora: detalji su predstavljeni u Poglavlju 4. Za sve sektore, osim za proizvodnju električne energije, pretpostavljeno je da će gas biti uveden 2026. godine, dok se očekuje da će elektrana početi sa radom 2028. godine. Kada je reč o elektrani, pretpostavljeno je da se nova kombinovana elektrana nalazi u opštini Priština. **Slika 34** i **Slika 35** prikazuju apsolutne i relativne udele sektora električne energije i neenergetskih sektora u ukupnoj potražnji za gasom.

SLIKA 34 – APSOLUTNO UČEŠĆE POTROŠNJE GASA U ELEKTROENERGETSKOM I VANENERGETSKOM SEKTORU



SLIKA 35 – RELATIVNO UČEŠĆE POTROŠNJE GASA U ELEKTROENERGETSKOM I VANENERGETSKOM SEKTORU



Da bi se utvrdilo gde će biti izvodljivo razviti gasnu mrežu, važno je razumeti koja se potrošnja gasa očekuje u svakoj opštini. **Slika 36** prikazuje da se većina potrošnje gasa javlja u nekolicini opština. Od 28 opština, sedam opština čini 78% ukupne potrošnje gasa (uključujući potrošnju gasa za proizvodnju električne energije u Prištinskom okrugu). Na **Slika 14** je prikazana prostorna distribucija potražnje.

SLIKA 36 – KUMULATIVNA POTRAŽNJA ZA GASOM PO OPŠTINAMA TOKOM TRAJANJA PROJEKTA (GWH)



8.2 Metodologija

Osnovna pretpostavka na kojoj se zasniva ekonomska procena gasne infrastrukture na Kosovu je da će prenos i distribucija gasa biti **regulisane delatnosti**. Kao što je objašnjeno u Tarifnoj studiji, Konsultant pretpostavlja da će se za određivanje dozvoljenih prihoda za distribuciju i prenos gasa koristiti pristup **limitiranih regulisanih prihoda**. Cilj analize je da odredi prosečne tarife za distribuciju i transport gasa na Kosovu i da proceni konkurentnost tarifa za prenos i distribuciju gasa²⁶.

Troškovi distribucije i prenosa gasa prvenstveno zavise od dva faktora: količine gasa koji se distribuira ili transportuje i troškovima povezanim sa distribucijom i transportom gasa. Ako je sve ostalo konstantno, distribucija i transport većih količina gasa utiče na niže cene gasa, i obrnuto. U isto vreme i pod uslovom da je sve ostalo konstantno, što su veći troškovi povezani sa distribucijom i transportom gasa (kombinovani

²⁶U ovom delu tarife predstavljaju prosečne cene gasa za vreme trajanja celog projekta.

operativni i kapitalni troškovi) to su veće tarife za gas i obrnuto. Ukratko, nivo tarifa za gas je u pozitivnoj korelaciji sa troškovima distribucije i transporta gasa a u negativnoj sa obimom distribuiranog i transportovanog gasa. Štaviše, da bi se procenilo da li je ekonomski izvodljivo snabdevanje određene opštine gasom, potrebno je posebno odrediti troškove prenosa i distribucije gasa.

Za utvrđivanje troškova distribucije i transporta gasa, Konsultant je koristio sledeći pristup:

Utvrđene su tarife za distribuciju za svaku opštinu. Svrha ove analize je bila da se proceni da li postoji dovoljna potražnja za gasom u svakoj opštini da bi se opravdali troškovi ulaganja u razvoj distributivne gasne mreže (**Korak 1**).

S obzirom na to da su neke opštine udaljene od glavne prenosne mreže, potrebni su dodatni troškovi za povezivanje ovih opština na mrežu za transport gasa (troškovi koji se odnose na gasovode označene magentom na **Slika 32**). Ovi troškovi su uključeni u troškove razvoja distributivne gasne mreže. Rezultati ove analize čine da neka distributivna područja nisu ekonomski održiva jer se nalaze daleko od transportne mreže što za rezultat ima značajne povećanje kapitalnih izdataka. Rezultat ove analize je izbor opština koje imaju konkurentne tarife za distribuciju gasa. Nakon ovog koraka, procena potražnje za gasom se revidira naniže. Na osnovu ove potražnje za gasom Konsultant utvrđuje održivost mreže za transport gasa (**Korak 2**). Prva dva koraka odnose se na utvrđivanje liste opština za koje se očekuje da imaju konkurentne tarife za distribuciju gasa.

Analiza troškova transporta gasa se vrši analizom marginalnih troškova za gasovode SKOPRI i Prsten. Analiza graničnih troškova podrazumeva da potrošnja gasa koja se nalazi na određenom segmentu transportne mreže mora da pokrije troškove razvoja tog segmenta gasne transportne mreže. Na primer, potrošači koji se nalaze na SKOPRI gasovodu moraju da pokriju troškove izgradnje SKOPRI gasovoda. Istovremeno, pretpostavlja se da će potrošači na gasovodu Prsten pokrivati samo troškove izgradnje gasovoda Prsten. S obzirom da je gasovod SKOPRI okosnica gasovoda Kosova, a da je gasovod Prsten produžetak gasovoda SKOPRI, u analizi marginalnih troškova pretpostavlja se da će potrošači na gasovodu Prsten plaćati samo korišćenje tog gasovoda. Troškove SKOPRI gasovoda snosiće korisnici SKOPRI. Iako takav aranžman neće preovladati u praksi, on omogućava da se utvrde inkrementalni troškovi izgradnje gasovoda Prsten i da se uporede tarife na Prstenu sa tarifama na gasovodu SKOPRI. Pored obračuna marginalnih tarifa za transport gasa za SKOPRI i gasovod Prsten ponaosob, Konsultant je takođe izračunao i prosečnu tarifu za transport gasa koja bi preovladavala na celoj mreži za transport gasa na Kosovu (SKOPRI + RING) (**Korak 3**).

8.2.1 Tarife distribucije gasa

Za utvrđivanje tarifa za distribuciju gasa, Konsultant je izvršio analizu 25 potencijalnih distributivnih područja²⁷. Investicioni troškovi distributivnog sistema se procenjuju za svako identifikovano distributivno područje. Investicioni troškovi se sastoje od:

Troškova gasovoda za koje se pretpostavlja da su isti za sve opštine i iznose 90 € po metru gasovoda.

Troškove merno-redukcionih stanica (MRS), osim za opštinu Đeneral Janković gde je trošak uključen u cenu transportne mreže.

Operativni troškovi se procenjuju na 2% godišnje od ukupnih investicionih troškova.

²⁷ Napominjemo da Poglavlje 7.3 prepoznaje 28 potencijalnih distributivnih područja. Međutim, zbog blizine, Konsultant je spojio opštine Obilić i Kosovo Polje sa Prištinom. Pored toga, opština Vučitrn je razmatrana zajedno sa Mitrovicom budući da Vučitrn ima prihvatljivi nivo tarife za distribuciju koji se ne može kompletirati bez deonice ka Mitrovici. Ova spajanja dovode do pojave 25 distributivnih područja koje treba analizirati.

Rekapitulacija investicionih troškova u distributivnu mrežu prikazana je u **Tabela 22** u prethodnom poglavlju.

U procesu utvrđivanja tarifa za distribuciju gasa, Konsultant je napravio sledeće pretpostavke:

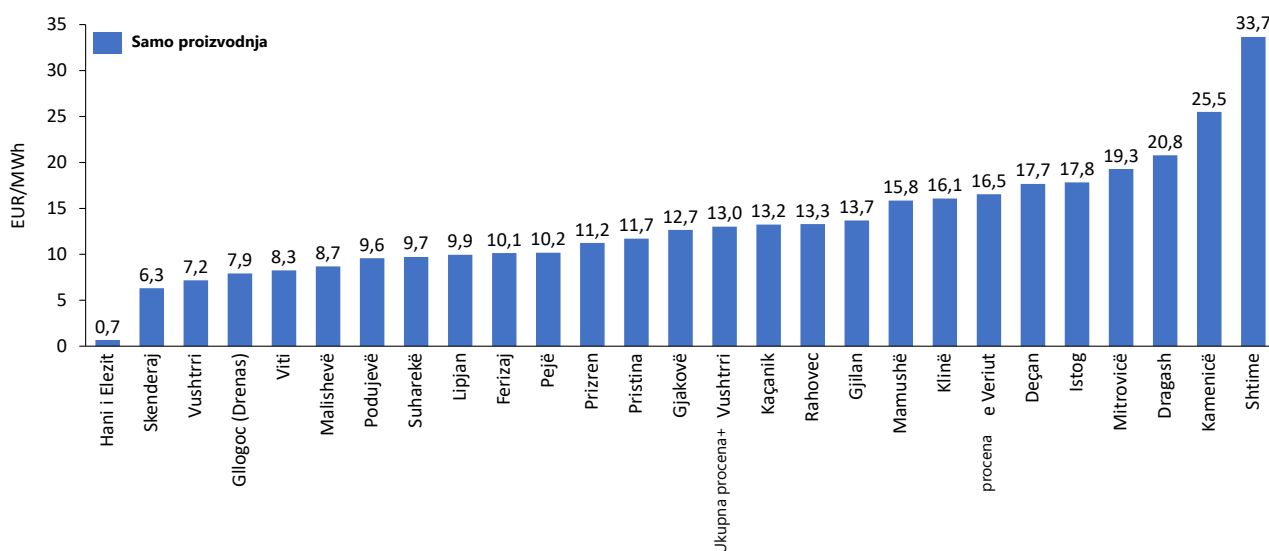
Imajući u vidu da Regulatorna kancelarija za energetiku Kosova (ERO) nije objavila ponderisanu prosečnu cenu kapitala za aktivnosti distribucije i prenosa gasa, Konsultant je koristio vrednost koja se primenjuje za delatnost prenosa i distribucije električne energije. Konkretno, Konsultant je pretpostavio vrednost za realne ponderisane prosečne troškove kapitala u iznosu od 8,3% godišnje, u skladu sa odlukom ERO. V_1018_2018.

S obzirom da se očekuje da će potražnja vremenom rasti, pretpostavlja se da se distributivna gasna mreža postepeno gradi tokom 5 godina.

Razvoj distributivne mreže počće paralelno u svim distributivnim područjima, odnosno izgradnja distributivne mreže počće 2025. godine, a završiće se 2031. godine u svim opštinama.

Na osnovu gore navedenih pretpostavki, **Slika 37** daje pregled vrednosti distributivnih tarifa za analizirane opštine. Ove tarife predstavljaju vrednosti koje odgovaraju samo razvoju distributivne mreže (korak 1). Imajte na umu da se oblast distribucije Cela Mitrovica + Vučitrn sastoji od Vučitrna i obe Mitrovice: Kosovske Mitrovice i Severne Kosovske Mitrovice

SLIKA 37 – PROCENA DISTRIBUTIVNIH TARIFA



Kao što je prikazano na **Slika 32**, neka distributivna područja su udaljena od glavnog transportnog gasovoda (i od SKOPRI-ja i od Prstena). Pretpostavlja se da troškovima razvoja distribucije treba dodati i troškove priključenja ovih gasnih distributivnih mreža na transportnu mrežu. Dakle, za sledeća distributivna područja troškovima razvoja distributivnih mreža dodati su dodatni troškovi gasovoda vezani za priključenje na transportnu mrežu:

Na gasovodu Skoplje-Priština (gasovod označen plavom bojom na **Slika 32**):

Đeneral Janković: segment dužine od 2,7 km od BS Đeneral Janković do PRMS Đeneral Janković (Šarcem)

Kaçanik segment dužine 4 km od BS Kačanik do PRMS Kačanik

Gnjilane: segment dužine 24,9 km od TTS/RMS Uroševac do PRMS Gnjilane

Kamenica: segment dužine 26 km od PRMS Gnjilane to PRMS Kamenica

Štimlje: segment dužine 16,7 km od PTS/PRMS Uroševac do PRMS Štimlje

Podujevo: segment dužine 33 km od PRMS Priština 2 do PRMS Podujevo

Na kosovskom gasovodu Prsten (gasovod označen crvenom bojom na **Slika 32**):

Mitrovica: segment dužine 16,5 km od PTS/PRMS Srbica do PRMS Mitrovica

Vučitrn: segment dužine 7,2 km od PRMS Mitrovica to PRMS Vučitrn

Klina: segment dužine 25 km od PTS/PRMS Peć to PRMS Klina

Orahovac: segment dužine 8 km od BS Velika Kruša do PRMS Orahovac

Mališevo: segment dužine 12 km od PRMS Orahovac to PRMS Mališevo

Mamuše: segment dužine 8 km od PRMS Suva Reka to PRMS Mamuše

Dragaš: segment dužine 26 km od PTS/PRMS Prizren do PRMS Dragaš

Tabela 23 daje prikaz strukture troškova izgradnje distributivne gasne mreže. Uključuje samo troškove razvoja distributivne mreže u svakoj opštini zajedno sa troškovima i dužinom segmenta koji je potreban za povezivanje distributivne mreže opštine na transportnu mrežu.

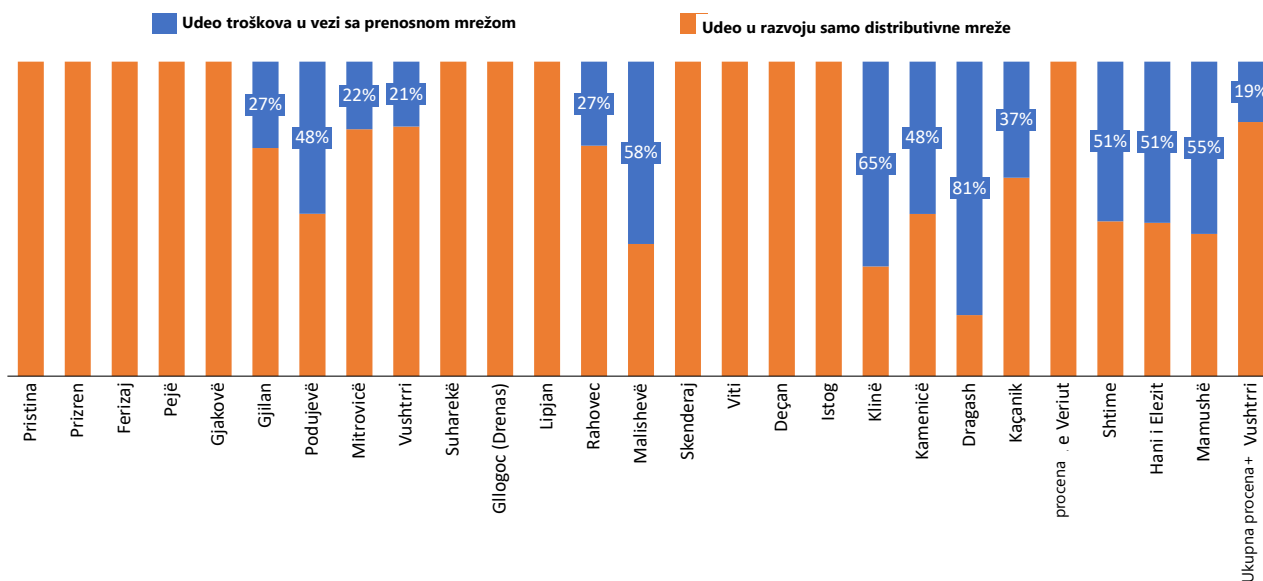
TABELA 23 – UKUPNI TROŠKOVI RAZVOJA DISTRIBUTIVNE MREŽE

Br.	Opština	Okrug	Ukupni troškovi razvoja distributivne mreže			
			Distribucija	Povezivanje na transportnu		Ukupni troškovi
			Troškovi [mln €]	Dužina [km]	Troškovi [mln €]	Troškovi [mln €]
1	Priština	Priština	86,78	-	-	86,78
2	Prizren	Prizren	28,18	-	-	28,18
3	Uroševac	Uroševac	26,74	-	-	26,74
4	Peć	Peć	14,73	-	-	14,73
5	Đakovica	Đakovica	13,20	-	-	13,20
6	Gnjilane	Gnjilane	22,83	24,90	8,65	31,48
7	Podujevo	Priština	10,59	33,00	9,93	20,52
8	Mitrovica	Mitrovica	23,85	16,50	6,55	30,40
9	Vučitrn	Mitrovica	10,77	7,20	2,81	13,58
10	Suva Reka	Prizren	3,38	-	-	3,38
11	Glogovac (Feronikl)	Priština	4,64	-	-	4,64
12	Lipljan	Priština	5,18	-	-	5,18
13	Orahovac	Đakovica	6,44	8,00	2,35	8,79
14	Mališevo	Prizren	3,20	12,00	4,42	7,62
15	Srbica	Mitrovica	3,47	-	-	3,47
16	Vitina (Smira)	Gnjilane	3,53	-	-	3,53
17	Dečani	Đakovica	3,65	-	-	3,65
18	Istok	Peć	3,11	-	-	3,11
19	Klina	Peć	4,37	25,00	8,16	12,53
20	Kamenica	Gnjilane	7,88	26,00	7,41	15,29

22	Dragaš	Prizren	2,39	26,00	9,92	12,31
23	Kaçanik	Uroševac	3,38	4,00	1,98	5,36
24	Severna Kosovska Mitrovica	Mitrovica	4,65	-	-	4,65
25	Štimlje	Uroševac	5,00	16,70	5,16	10,16
27	Đeneral Janković	Uroševac	1,89	2,70	1,99	3,88
28	Mamuše	Prizren	1,94	8,00	2,35	4,29
Ukupno			305,77	210	71,69	377,46

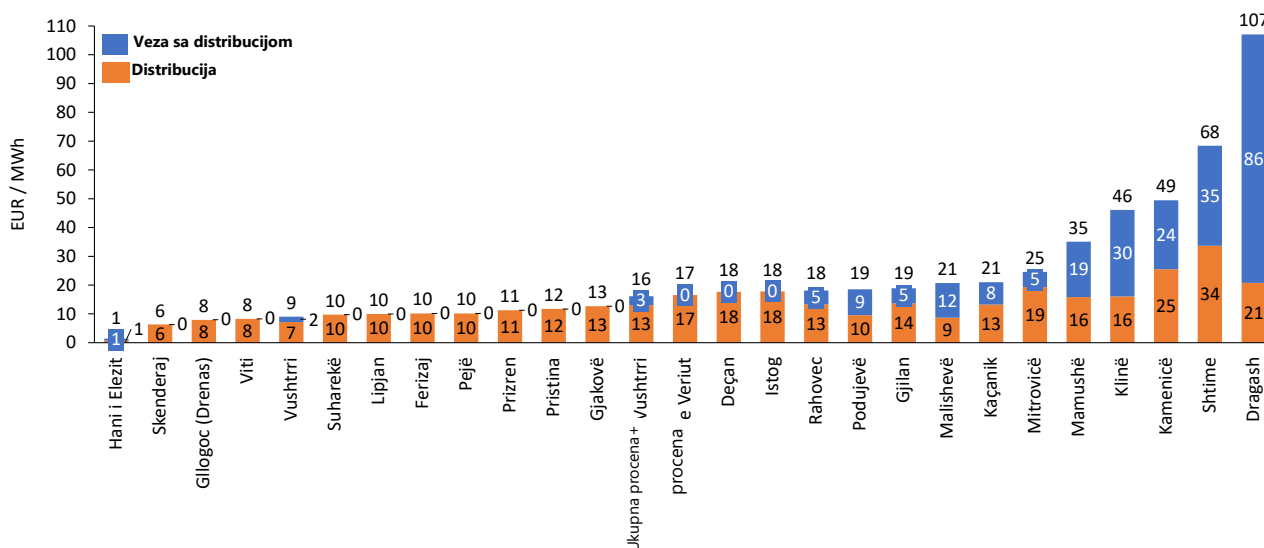
Slika 38 daje prikaz strukture troškova izgradnje distributivne gasne mreže. Slika pokazuje da za neke opštine učešće troškova vezanih za priključenje na gasovodnu mrežu predstavlja značajnu komponentu ukupnih troškova razvoja distributivne mreže. Takođe, kao što je to bio slučaj na **Slika 37**, na ovoj slici troškovi i Mitrovice i Vučitrna su kombinovani tako da predstavljaju jedno područje distribucije (označeno kao Cela Mitr. + Vučitrn na **Slika 38**). Pored toga, obe Mitrovice su kombinovane (Mitrovica i Severna Kosovska Mitrovica).

SLIKA 38 – STRUKTURA ULAGANJA U DISTRIBUTIVNU MREŽU



Na osnovu navedene analize, ukupni jedinični troškovi razvoja gasne distributivne mreže su izračunati i prikazani na **Slika 39**. Kao što je prikazano na **Slika 39**, velika udaljenost od glavnih mreža za transport značajno povećava troškove po MWh („tarifa za distribuciju“) distributivne gasne mreže.

SLIKA 39 – PROCENA UKUPNIH DISTRIBUTIVNIH TARIFA



Da bi se odredila distributivna područja u kojima je ekonomski izvodljivo razvijati distributivnu mrežu gasa, bilo je neophodno definisati da li su preovlađujuće prosečne tarife za distribuciju gasa isplative. Da bi procenio troškovnu konkurentnost budućih tarifa za distribuciju gasa na Kosovu, Konsultant je uporedio izračunate vrednosti tarifa za distribuciju sa preovlađujućim tarifama za distribuciju gasa u Hrvatskoj. Hrvatska je izabrana iz sledećih razloga:

Distribucija gasa je delatnost koja se obavlja odvojeno od transporta gasa i maloprodaje. Drugim rečima, distributivne cene (tarife) gasa su jasno definisane i transparentne.

Distributivna gasna mreža je razvijana tokom dužeg perioda. To znači da postoje gasne distributivne mreže (područja) koje su u funkciji nekoliko decenija (kontinentalni deo zemlje), ali i distributivne mreže koje su razvijene tokom poslednje decenije (uglavnom primorski delovi zemlje).

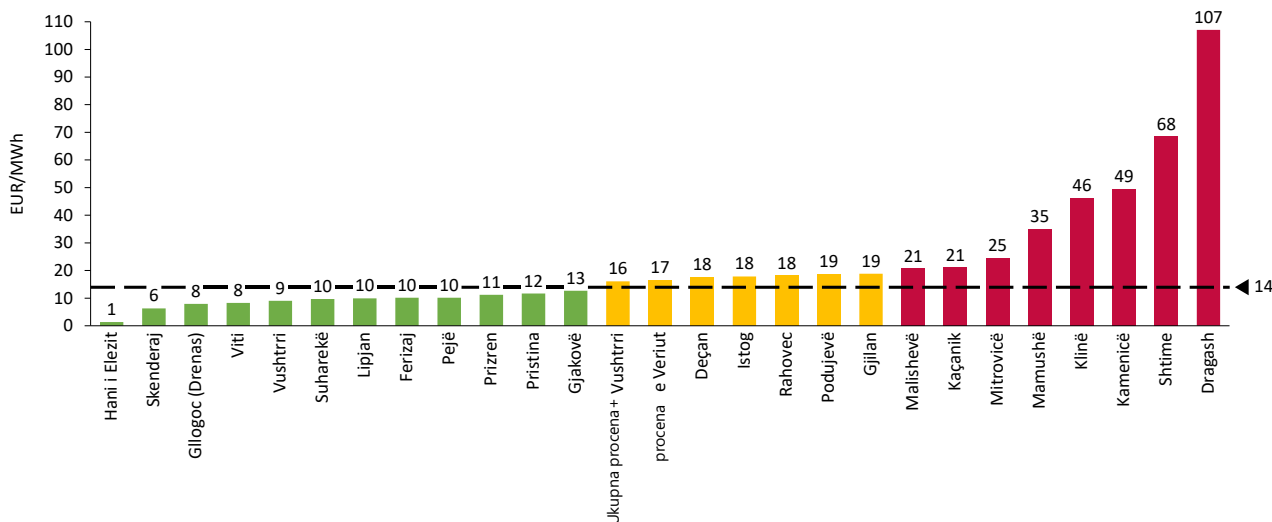
Prosečna ponderisana tarifa za distribuciju gasa za sva distributivna područja u Hrvatskoj u 2020. godini iznosila je 6,68 €/MWh, u rasponu od 4 €/MWh do 13,3 €/MWh²⁸. Stoga, u preliminarnoj analizi, Konsultant je pretpostavio da će samo ona distributivna područja sa efektivnom tarifom za distribuciju gasa (koja uključuje priključak na mrežu za transport) od 14 €/MWh ili manje biti ekonomski izvodljiva. Kao rezultat toga, sledećih 11 distributivnih područja imaju prihvatljiv nivo tarifa distribucije gasa, odnosno ispod 14 €/MWh: Priština, Prizren, Uroševac, Peć, Đakovica, Vučitrn, Suva Reka, Glogovac, Lipljan, Srbica, Vitina, Đeneral Janković.

Osim toga, šest dodatnih opština imalo je tarife između 14 €/MWh i 20 €/MWh. Iako su ove tarife bile iznad unapred definisanog praga, Konsultant je ove opštine uključio kao potencijalne centre potražnje za gasom. Obrazloženje za uključivanje ovih opština je da njihova distributivna tarifa, iako iznad unapred definisanog praga od 14 €/MWh, još uvek nije preterano visoka i kosovske vlasti bi ipak mogle odlučiti da razviju mrežu distribucije gasa u tim opštinama (bilo putem gasovoda ili UTG). /KPG) Ovih šest centara potražnje za gasom obuhvataju opštine: Gnjilane, Podujevo, Orahovac, Dečane, Istok, Severna Kosovska Mitrovica i cela Mitrovica plus Vučitrn. Ovaj poslednji centar potrošnje nastao je kombinovanjem cele Mitrovice sa opštinom Vučitrn. Dok opština Vučitrn ima prihvatljiv nivo tarifa za distribuciju gasa (9 €/MWh), Mitrovica ga nema (25 €/MWh), dok Severna Kosovska Mitrovica takođe ima (17 €/MWh). S druge strane, kada su ove dve opštine posmatrane zajedno, njihova kombinovana tarifa za prenos gasa bila je iznad 14 €/MWh, ali i dalje ispod 20 €/MWh (16,2 €/MWh). **Slika 40** prikazuje listu izvodljivih područja distribucije gasa u zelenoj boji. Sledeća područja

²⁸ Izvor: Hrvatska energetska regulatorna agencija, Godišnji izveštaj, 2020 dostupan na https://www.hera.hr/hr/docs/HERA_izvjesce_2020.pdf

distribucije predstavljaju preko 90% potražnje neenergetskog sektora. Ovim se zaključuje analiza opisana u Koraku 2.

SLIKA 40 – PROCENA UKUPNIH DISTRIBUTIVNIH TARIFA



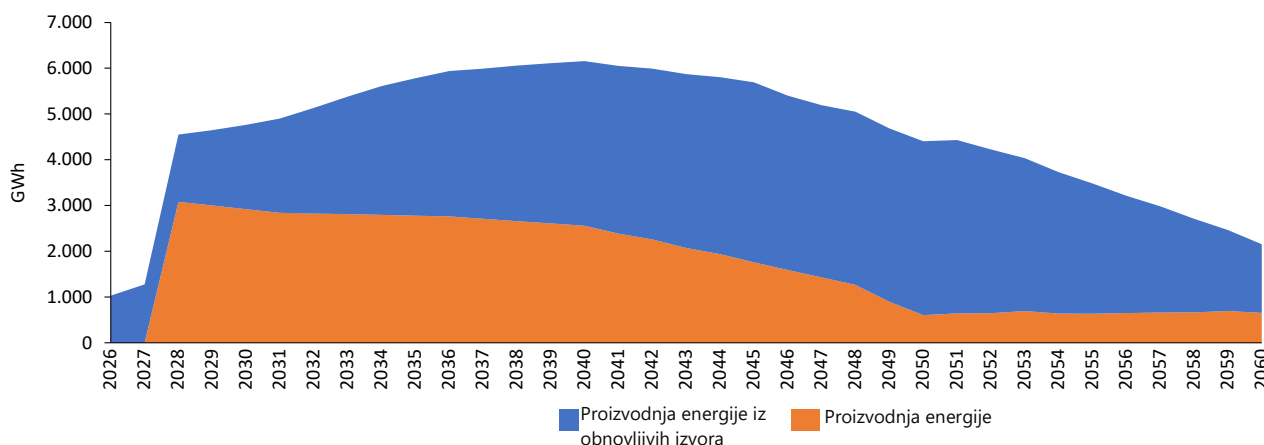
Da rezimiramo, neophodan raspored sistema za transport gasa koji omogućava gasifikaciju distributivnih područja za koje je Konsultant odredio prihvatljive nivoe tarifa za distribuciju gasa (zelena i žuta) dat je na sledećoj slici.

SLIKA 41 – DISTRIBUTIVNA PODRUČJA SA KONKURENTNIM TARIFAMA ZA DISTRIBUCIJU GASA



Na osnovu gornje analize izvodljivih i graničnih oblasti distribucije (zeleno i žuto kao na **Slika 40**) i projekcije potražnje za gasom za proizvodnju električne energije, **Slika 42** daje prikaz izvodljive potražnje za gasom za sektor gasa na Kosovu. Kao što je prikazano na slici, proizvodnja električne energije predstavlja značajan deo potražnje za gasom koja polako opada usled transformacije energetskeg sektora Kosova.

SLIKA 42 – IZVODLJIVA POTRAŽNJA ZA GASOM

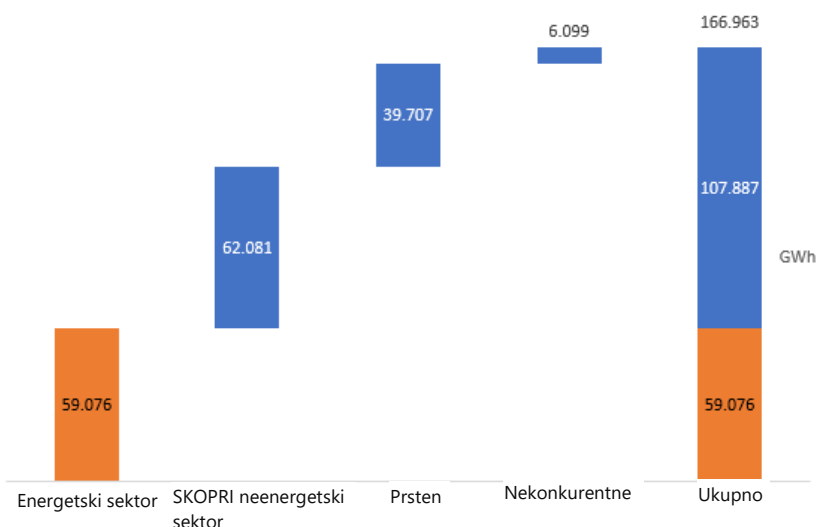


8.2.2 Tarife za prenos

Planirana mreža za transport na Kosovu sastoji se od dva segmenta: SKOPRI i Prsten. Gasovod SKOPRI predstavlja izgradnju gasovoda od granice Kosova do Prištine (označen plavom bojom), dok gasovod Prsten predstavlja razvoj petlje gasne mreže (označen crvenom bojom), prikazan na **Slika 32**. U ovom poglavlju izračunavamo tarife za prenos gasa za 1) segment SKOPRI, 2) segment Prsten i 3) kombinovani segment SKOPRI i Prsten. Svrha ovakve analize je da se utvrdi marginalni trošak razvoja svakog segmenta gasovoda za prenos gasa.

Da bi izvršio analizu, Konsultant je odredio dozvoljeni prihod koji bi preovladavao razvojem svakog segmenta. Na osnovu dozvoljenog prihoda i prognoziranog obima transporta gasa, Konsultant je izračunao prosečnu tarifu pod pretpostavkom da se koristi regulatorni pristup ograničenja prihoda, kao što je navedeno u poglavlju o metodologiji. Kada je reč o količinama gasa koje se koriste u obračunu tarifa za transport gasa, imajte na umu da su u poglavlju o tarifama za distribuciju gasa neke opštine za koje je izračunata potencijalna potražnja za gasom smatrane da imaju nekonkurentne tarife za distribuciju gasa, te su stoga isključene. **Slika 43** prikazuje udeo potrošnje gasa za neenergetski sektor SKOPRI, elektroenergetski sektor, deonicu Prsten i opštine za koje se smatralo da imaju nekonkurentne tarife za distribuciju gasa, a čija potražnja za gasom nije uzeta u obzir pri utvrđivanju prosečnih tarifa za prenos gasa za čitavo trajanje projekta (2026-2060. godine). U pogledu dinamike razvoja gasovodne mreže, pretpostavlja se da bi mreža za transport bila u funkciji 2026. godine.

SLIKA 43 – KUMULATIVNE KOLIČINE GASA KOJE SE KORISTE ZA IZRAČUNAVANJE PROSEČNIH TARIFA ZA PRENOS TOKOM ŽIVOTNOG VEKA PROJEKTA



Kada se izračunaju tarife za tri različite opcije (samo segment SKOPRI, samo segment Prsten i kombinovani segment Prsten i SKOPRI), potrebno je proceniti njihovu konkurentnost. U **Tabela 24** izveštavamo o prosečnim tarifama za transport gasa za odabrane evropske zemlje. Ove tarife su izračunate na isti način kao i prosečne tarife za različite segmente mreže za transport gasa na Kosovu. Za svaku od ovih evropskih zemalja prikupljeni su zvanični podaci o dozvoljenom prihodu sa količinom gasa koji se transportuje kroz gasovod. Prosečna tarifa za transport gasa izračunata je kao odnos dozvoljenog prihoda i količine gasa koji se transportuje gasovodom.

U sledeća tri potpoglavlja dajemo rezultate obračuna tarifa za prenos gasa za SKOPRI, Prsten i kombinovani gasovod SKOPRI i Prsten. Posebna analiza gasovoda SKOPRI i Ring omogućava da se proceni doprinos ukupnim tarifama za transport gasa svakog segmenta gasovoda za transport i da se rasvetli moguća dinamika razvoja mreže za transport gasa.

TABELA 24 – PROSEČNE TARIFE U ODABRANIM EVROPSKIM ZEMLJAMA

Zemlja	Privredno društvo	Godina	Dozvoljeni prihod [mln €]	Zapremina gasa [GWh]	Prosečna tarifa [€/MWh]
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6] = [4] / [5]
Hrvatska	Plinacro Ltd.	2021	54,5	32.481	1,68
Slovenija	Plinovodi d.o.o.	2020	34,7	16.783	2,07
Mađarska	FGSZ	10/2019-9/2020	186	180.790	1,03
Rumunija	SNTGN Transgaz SA	10/2019-9/2020	255,7	133.613	1,91
Grčka	DESFA	2020	101,1	67.370	1,50
Sev.Makedonija	GAMA AD	2022	6,50	2.252	2,89

Izvor: ACER, S. Makedonska regulatorna agencija

8.2.2.1 Tarife za transport gasa za izgradnju gasovoda SKOPRI

Gasovod za transport SKOPRI pretpostavlja investicije od 72,3 miliona € (videti **Tabela 21**) za deonicu Kosovo. Gasovod SKOPRI bi obezbedio prirodni gas do gasne elektrane koja se nalazi u Prištini i do sledećih distributivnih područja: Đeneral Janković, Vitina (Smira), Uroševac, Gnjilane, Lipljan, Priština (obuhvata Prištinu, Kosovo Polje i Obilić), i Podujevo.

Preovlađujuća tarifa za prenos gasa za gasovod SKOPRI iznosi 2,16 €/MWh²⁹. U poređenju sa tarifama za prenos gasa u regionu (prikazano na **Tabela 24**), ovo je relativno konkurentna tarifa. Ipak, treba naglasiti da bi u odsustvu gasne elektrane, rezultujuća tarifa bila znatno viša i iznosila bi 5 €/MWh.

8.2.2.2 Tarifa za prenos gasa za razvoj gasovoda Prsten

Gasovod za prenos gasnog prstena budžetiran je na 93,5 (videti **Tabela 21**) miliona €. Na osnovu optimizacije distributivnih područja, očekuje se priključenje sledećih opština na gasovod Prsten (zelena i žuta): Glogovac (Feronikl), Srbica, Mitrovica, Severna Kosovska Mitrovica, Vučitrn, Istok, Peć, Dečane, Đakovica, Orahovac, Suva Reka, i Prizren.

Dobijena tarifa za prenos gasa za gasovod Prsten iznosi 10,3 €/MWh. Treba imati na umu da ova tarifa predstavlja marginalnu tarifu. To znači da bi se ova tarifa naplaćivala korisnicima gasovoda Prsten samo u cilju pokrivanja troškova razvoja gasovoda Prsten. Iako je malo verovatno da će se ovaj scenario dogoditi u stvarnosti, on omogućava da se proceni stvarna cena razvoja gasovoda Prsten.

²⁹Uzimajući u obzir DN600 SKOPRI veličine za širu gasifikaciju. Imajte na umu da bi u slučaju negradnje gasnog prstena, količine gasa i potrebne dimenzije SKOPRI gasovoda bile manje što bi dodatno smanjilo tarifu.

U poređenju sa tarifama za prenos gasa u susednim zemljama, ovo je izuzetno visok nivo tarife. Razlog za ovaj visok nivo tarife za prenos gasa je relativno niska prognozirana potrošnja i visoki investicioni troškovi. Za ilustraciju, prikazano je poređenje specifičnih investicionih troškova za SKOPRI i za Ring posebno.

TABELA 25 – POREĐENJE INVESTICIONIH TROŠKOVA I KUMULATIVNE POTRAŽNJE GASA ZA GASOVOD SKOPRI I PRSTEN

Deonica	Investicija	Kum.potražnja za gasom	Intenzitet investicije
	000 €	GWh	€/GWh potražnja
SKOPRI	72.278	121.157	597
Prsten	93.544	39.707	2.356

8.2.2.3 Tarife za transport gasa za izgradnju celokupne mreže za transport gasa (SKOPRI i Prsten kombinovano).

Ako kosovske vlasti odluče da izgrade celokupnu mrežu za transport gasa, ona će se sastojati od SKOPRI i Prsten segmenata sa odgovarajućim oblastima potrošnje gasa kao što je identifikovano u prethodna dva potpoglavlja. Dobijena tarifa za transport gasa za sve opštine iznosila bi 3,9 €/MWh. Iako ova tarifa nije sasvim preterana, **Tabela 24** pokazuje da bi takva tarifa bila najviša među posmatranim zemljama u regionu.

8.2.2.4 Ograničeni razvoj gasovoda Prsten

Kako je pokazala gornja analiza gasovoda Prsten, izgradnja celog gasovoda Prsten skoro udvostručuje tarifu prenosnog sistema. Stoga je Konsultant analizirao ograničeno produženje gasovoda Prsten. To podrazumeva izradu analize za produženje gasovoda SKOPRI. Produženje gasovoda SKOPRI odvija se u dva pravca:

Proširenje od severa SKOPRI: opštine na severu Kosova se uzastopno dodaju sve dok su ispunjeni kriterijumi izvodljivosti, npr. Gasni prsten je izrađen počevši od Prištine prema Mitrovici, Istoku, Đakovici, Prizrenu i Suvoj Reci.

Proširenje od južnog segmenta SKOPRI: opštine zapadno od Uroševca se uzastopno dodaju sve dok su ispunjeni kriterijumi izvodljivosti, npr. Gasni prsten je izrađen počevši od Uroševca prema Prizrenu, Dečanu i Mitrovici.

Tabela 26 daje prikaz ukupnih prosečnih tarifa (za sve korisnike) koje su rezultat ograničenog širenja gasovoda SKOPRI. Tabela pokazuje da se najniža ukupna tarifa za prenos gasa dobija kada se gasovod SKOPRI proširi na Glogovac (Feronikl). Ova tarifa je čak niža od one za gasovod SKOPRI. Dodatno proširenje bi moglo da obuhvati oblast Mitrovice i Vučitrna: u ovom slučaju, tarifa bi i dalje bila niža nego u slučaju gasovoda SKOPRI. Svako drugo proširenje gasovoda Prsten bi povećalo tarife za prenos gasa.

TABELA 26 – UKUPNE PROSEČNE TARIFE ZA PRENOS GASA ZA FAZNI RAZVOJ KOSOVSKOG GASOVODA

	€/MWh			€/MWh
SKOPRI	2,16		SKOPRI	2,17
Glogovac (Feronikal)	2,02		Suva Reka	2,75
Srbica	2,24		Prizren	2,94
Mitrovica + Vučitrn	2,10		Orahovac	3,14
Istok	2,39		Đakovica	3,32
Peć	2,65		Dečani	3,58
Dečani	2,78		Peć	3,75
Đakovica	2,99		Istok	4,08
Orahovac	3,14		Srbica	4,46
Prizren	3,29		Mitrovica + Vučitrn	4,13
Suva Reka	3,43		Glogovac (Feronikl)	3,71

Obratite pažnju na razliku između prosečne ukupne tarife za sistem sa kompletnim Prstenom (8.2.2.3) i tarife za sistem kao što je dato u **Tabela 26** usled nedostajućeg zatvarajućeg dela prstena.

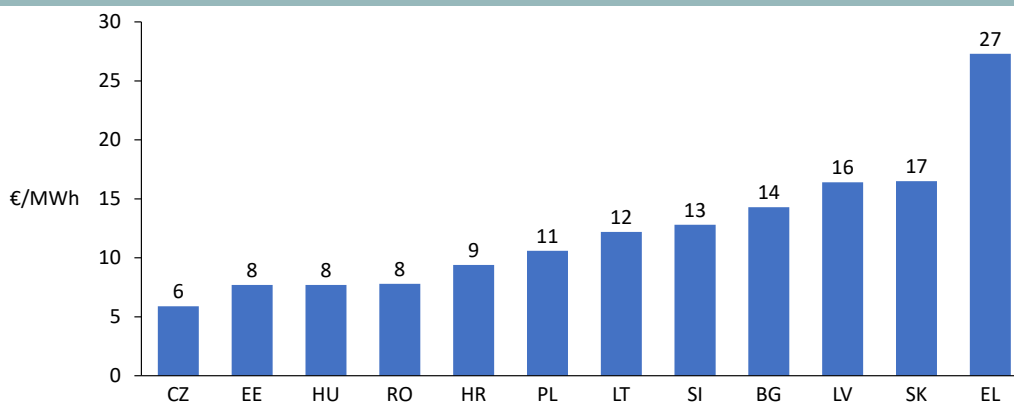
8.3 Troškovi mreže za transport gasa

Ukupni troškovi mreže gasa za snabdevanje prirodnim gasom krajnjih potrošača sastoje se od troškova transporta i distribucije gasa. Stoga, da bi se procenila konkurentnost gasne infrastrukture, potrebno je sagledati ukupne troškove gasne mreže, koji se sastoje od troškova transporta i distribucije gasa. U cilju procene konkurentnosti troškova gasne mreže na Kosovu, Konsultant ih upoređuje sa troškovima gasne mreže u odabranim evropskim zemljama. **Slika 44** i **Slika 45** daju vrednosti ukupnih troškova mreže za potrošače u domaćinstvima i van domaćinstava u odabranim evropskim zemljama³⁰.

Slika 44 pokazuje da se nivo mrežnih troškova za potrošače u domaćinstvu kreće između 8 €/MWh i 17 €/MWh, pri čemu je Grčka van granica sa troškovima mreže od 27 €/MWh. **Slika 45** pruža iste informacije za potrošače koji nisu u segmentu domaćinstava. Pokazuje da je raspon mrežnih troškova za potrošače koji nisu domaćinstva između 3 €/MWh i 8 €/MWh. Iako cilj BDP Kosova nije bio da se odredi konačna strategija cena za potrošače gasa, još uvek je moguće napraviti poređenje sa podacima predstavljenim na sledeće dve slike. Recimo, Đeneral Janković koji je dominantno industrijski potrošač, a koji se nalazi na gasovodu SKOPRI imao bi ukupne troškovima gasne mreže manje od 4 €/MWh u slučaju izgradnje samo SKOPRI gasovoda, ili 5 €/MWh u slučaj izgradnje celog Prstena.

Većinu ostalih opština čine potrošači u domaćinstvima, i **Slika 46** i **Slika 47** prikazuju njihove ukupne troškove gasne mreže. Jasno je da bi izuzev Podujeva i Gnjilana, sve opštine na SKOPRI cevovodu imale konkurentne tarife gasne mreže budući da su sve ispod 15 €/MWh (**Slika 46**). Ako bi se izgradili i Prsten i SKOPRI gasovod, rezultujući troškovi mreže za većinu opština u prstenu bili bi relativno visoki. **Slika 48** prikazuje geografsku distribuciju ukupnih troškova mreže za razmatrana područja distribucije.

SLIKA 44 – ODABRANI TROŠKOVI EVROPSKE GASNE MREŽE ZA POTROŠAČE IZ KATEGORIJE DOMAĆINSTAVA



Izvor: Eurostat

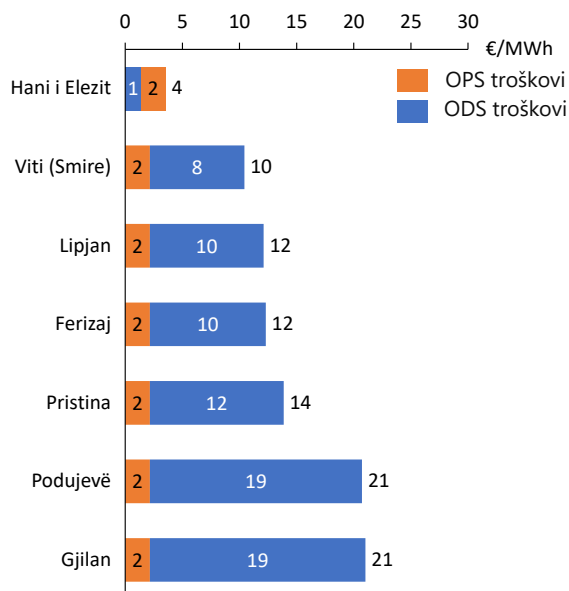
³⁰ Skraćenice zemalja: Bugarska-BG; Češka-CZ; Estonija-EE; Grčka-EL; Hrvatska-HR; Litvanija-LV; Letonija-LT; Mađarska-HU; Poljska-PL; Rumunija-RO; Slovenija-SI; Slovačka-SK.

SLIKA 45 – ODABRANI TROŠKOVI EVROPSKE GASNE MREŽE ZA POTROŠAČE IZ KATEGORIJE NEDOMAĆINSTAVA

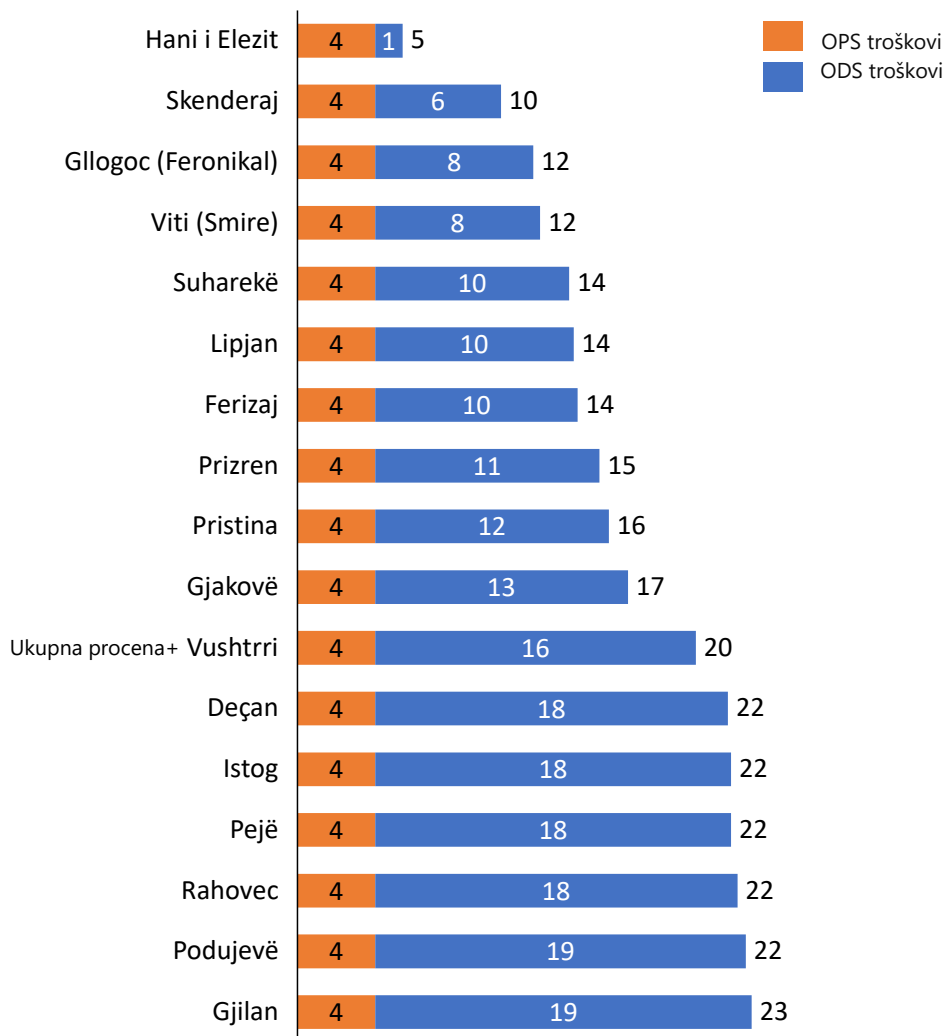


Izvor: Eurostat

SLIKA 46 – TROŠKOVI GASNE MREŽE ZA PODRUČJA POTROŠNJE AKO SE GRADI SAMO SKOPRI



SLIKA 47 – TROŠKOVI GASNE MREŽE ZA ODABRANA PODRUČJA POTROŠNJE UKOLIKO SE GRADE SKOPRI I PRSTEN



SLIKA 48 – GEOGRAFSKA DISTRIBUCIJA TROŠKOVA GASNE MREŽE ZA ODABRANA PODRUČJA POTROŠNJE UKOLIKO SE GRADE SKOPRI I PRSTEN



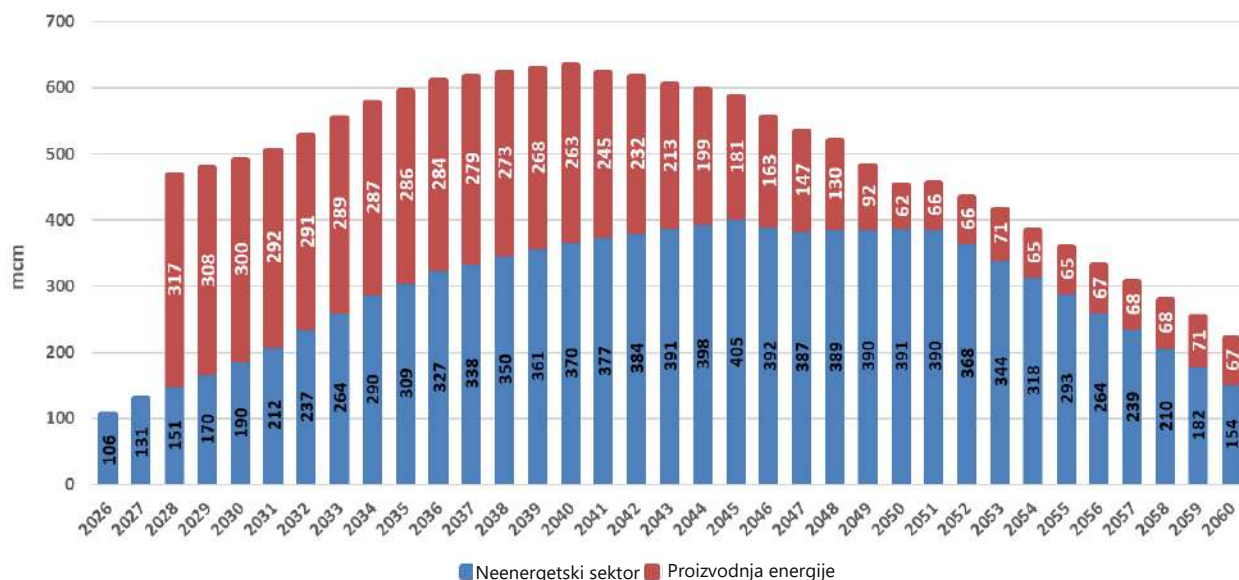
9 SCENARIO OPTIMIZOVANE GASIFIKACIJE

9.1 Scenario gasifikacije većeg obima

Scenario gasifikacije većeg obima podrazumeva zajednički razvoj gasovoda SKOPRI i Prsten. Kada je reč o razvojnim područjima, ovaj scenario obuhvata ekonomski održiva distributivna područja kako je navedeno na **Slika 48**; Đeneral Janković, Srbica, Glogovac, Vitina, Vučitrn, Mitrovica, Severna Kosovska Mitrovica, Suva Reka, Lipljan, Uroševac, Peć, Prizren, Priština (uključujući Obilić i Kosovo Polje), Đakovica, Dečane, Istok, Orahovac, Podujevo i Gnjilane.

Procenjena vršna potražnja za gasom po satu iznosi 226 000 m³/h (135 000 m³/h za neenergetski sektor i 91 000 m³/h za energetski sektor) i dostiže se 2045. godine. Vršna potražnja gasa na godišnjem nivou od 633 mcm dostiže se 2040. godine (370 mcm u neenergetskom sektoru i 263 za proizvodnju električne energije), kao što je ilustrovano na **Slika 49**.

SLIKA 49 – POTREBA ZA GASOM U VELIKOM SCENARIJU GASIFIKACIJE



9.1.1 Parametri prenosnog sistema

Odgovarajućim hidrauličkim proračunom dobijen je prečnik interkonekcije MKD-KOS od DN600 i potreban ulazni pritisak od 41 bar u Skoplju; (41 bar je potrebno da DN 600 dobije 30 u planiranoj KKE u blizini Prištine). Dobijeni parametri cevi i hidraulike i odgovarajući CAPEX su prikazani u **Tabela 27**.

TABELA 27 – REZULTATI HIDRAULIČKIH PRORAČUNA I CAPEX ZA GASOVODE ZA TRANSPORT PROJEKTOVANI ZA SCENARIO GASIFIKACIJE VEĆEG OBIMA

	Br.	Opština	Okrug	Deonica	Dužina (km)	Prečn. (inch)	Pritisak na kraju deonice (barg)	Ukupn o (mil.€)
Interkonekcija MKD-KOS	0	Republika Severna Makedonija		MKD Tačka spajanja - MKD/KOS Granica	27,0	24	37,94	Nije primen jivo
	1-1	Đeneral Janković	Uroševac	MKD/KOS Granica - BS Đeneral Janković	0,4	24	38,10	
	1-2	Kačanik	Uroševac	BS Đeneral Janković - BS Kačanik	7,5	24	36,92	
	1-3	Vitina	Uroševac	BS Kačanik - Smira	9,8	24	37,24	18,859
	2	Uroševac	Uroševac	BS/PRMS Smira - PTS/PRMS Uroševac	14,2	24	36,25	13,212
	3	Uroševac	Uroševac	PTS/RMS Uroševac - BS Bandulić	16,2	24		13,671
	4	Lipljan	Priština	PRMS Bandulić - BS/PRMS Lipljan	8,0	24	35,06	7,672
	5	Priština	Priština	BVS/PRMS Lipljan - PTS/PRMS Priština 1	6,7	24	34,76	6,636
	6	Obilić	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PTS/PRMS Priština 2	12,7	24	34,55	12,228
	PODZBIR MKD/KOS interkonekcija (bez MKD deonice):				75,5			72,278
Gasni prsten	7	Štimlje	Uroševac	PTS/PRMS Uroševac - PRMS Suva Reka	39,6	10	33,30	19,623
	8	Suva Reka	Prizren	PRMS Suva Reka - PTS/PRMS Prizren	15,3	10	32,24	6,366
	9	Prizren	Prizren	PTS/PRMS Prizren - BS Velika Kruša	13,3	10	32,23	6,369
	10	Đakovica	Đakovica	BS Velika Kruša- PRMS Đakovica	15,5	10	31,95	6,197
	11	Dečani	Đakovica	PRMS Đakovica - PRMS Dečani	24,0	10	31,49	8,800
	12	Peć	Peć	PRMS Dečani - PTS/PRMS Peć	12,0	10	31,65	5,535
	13	Istok	Peć	PTS/PRMS Peć - PRMS Istok	24,0	10	31,95	10,995
	14	Srbica	Mitrovica	PRMS Istog - PTS/PRMS Srbica	28,0	10	31,76	12,598
	15	Glogovac	Priština	PRMS Glogovac - PTS/PRMS Srbica	17,7	10	31,76	8,675
	16	Kosovo Polje	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PRMS Glogovac	14,7	10	33,30	8,389
PODZBIR Gasni prsten:				204,1			93,547	
Transportne grane	17	Mitrovica	Mitrovica	PTS/PRMS Srbica - PRMS Mitrovica	16,5	6	25,63	6,545
	18	Vučitrn	Mitrovica	PRMS Mitrovica - PTS/PRMS Vučitrn	7,2	6	25,00	2,808
	19	Uroševac	Uroševac	PTS/PRMS Uroševac - PTS / PRMS Gnjilane	24,9	6	33,51	8,653
	20	Orahovac	Đakovica	BS Velika Kruša- PRMS Orahovac	8,0	4	31,28	2,352
	21	Podujevo	Priština	PTS/PRMS Priština 2 - PTS/PRMS Podujevo	33,0	4	20,30	9,927
	22	Đeneral Janković	Uroševac	BS Đeneral Janković - PRMS Đeneral Janković (Šarcem)	2,7	4	37,50	1,989
	PODZBIR Grane transporta (već u troškovima distribucije, videti): Tabela 23):				92,3			32,273
UKUPNO kosovski sistema za transport gasa(bez transportne grane):				279,6			165,83	

Ukupni CAPEX distributivne mreže procenjen je na 377,46 miliona €, kako je navedeno u **Tabela 23**. Zajedno sa procenjenim investicijama od 165,83 miliona € u mrežu za transport, ukupni CAPEX u ovom scenariju iznosi 543 miliona €.

9.1.2 Ekonomske i tarifne kalkulacije

Scenarij gasifikacije većeg obima podrazumeva prosečnu tarifu prenosa gasa od 3,9 €/MWh. Ekonomske i tarifne kalkulacije za ovaj scenarij su detaljnije opisane u odeljku **8.2.2.3**. Tarife za distribuciju gasa su prikazane na **Slika 47**. S druge strane, ako pretpostavimo da su sve opštine deo istog distributivnog područja i da imaju istu distributivnu tarifu, onda je prosečna tarifa distribucije za opštine 11,5€/MWh, što pored troškova transporta gasa od 3,9 €/MWh daje ukupne troškove mreže od 15,4 €/MWh.

9.1.3 Razmatranja pitanja životne sredine

Tim za ekološka i socijalna pitanja je bio uključen u proces pripreme GDP-a od početka definisanja trase gasovoda. Uspostavljena je bliska saradnja sa tehničkim timom i izvršena optimizacija gasovoda. Ekološka i socijalna analiza je sprovedena kako bi se procenila potencijalna ekološka i socijalna ograničenja projekata, ispitali i identifikovali načini za poboljšanje implementacije projekta izbegavanjem potencijalnih negativnih uticaja projektnih aktivnosti na životnu sredinu i društvo i povećanjem pozitivnih uticaja. Od početka razmatranja i analize trase, primenjena je hijerarhija mera za ublažavanje štetnih uticaja EBRD-a, kako bi se oni izbegli, a ako to nije moguće, da bi se minimizirali i ublažili svi identifikovani uticaji.

Tokom procesa trasiranja i procene, usvojen je hijerarhijski pristup mera ublažavanja, izbegavajući uticaje projekta na životnu sredinu ili društvo od samog početka razvojnih aktivnosti gde god je to moguće.

Jedan od glavnih ciljeva bilo je izbegavanje fizičkog preseljenja (urbane oblasti) i značajnih uticaja na biodiverzitet i kulturno nasleđe, kao i minimiziranje ekonomskog preseljenja.

Ekološka i socijalna analiza je urađena za scenarij gasifikacije većeg obima, a ovo je primenljivo i na scenarij gasifikacije manjeg obima.

Na osnovu opisa osnovnih karakteristika GDP-a, zaključeno je da se glavni uticaji mogu očekivati od izgradnje gasovodne mreže, te se shodno tome Izveštaj strateške procene uticaja na životnu sredinu (SEA) fokusira na analizu mogućih uticaja na pojedine delove životne sredine u okviru predloženih koridora gasovoda za transport.

Izgradnja distributivnog sistema gasovoda nije detaljnije analizirana u SEA, jer je uglavnom postavljen ispod javnih puteva, paralelno sa ostalim elementima komunalne infrastrukture, poštujući pravila i standarde udaljenosti od zgrada, drugih nadzemnih objekata i paralelne podzemne javne infrastrukture.

Pregled stanja životne sredine, uključujući sve probleme ako postoje, procenjuje se u SEA izveštaju. Postojeći problemi su takođe detektovani u dostupnim nacionalnim strategijama i drugim dokumentima koji se bave pitanjima životne sredine. Nakon njih, utvrđeni su ciljevi zaštite životne sredine koji će podstaći rešavanje ovih problema. Analizom raspoložive dokumentacije, nisu identifikovani značajni postojeći ekološki problemi koji bi bili ograničavajući za izgradnju gasovoda, niti problemi koji bi mogli značajno da pogoršaju izgradnju gasovoda. Međutim, postojeći ekološki problemi na kojima se utvrđuju ciljevi zaštite životne sredine prikazani su i u SEA izveštaju.

Analiza usklađenosti implementacije GDP-a sa ciljevima zaštite životne sredine prikazana je u **Tabela 28**.

TABELA 28 – ANALIZA USKLAĐENOSTI IMPLEMENTACIJE GDP-A SA CILJEVIMA ZAŠTITE ŽIVOTNE SREDINE

Pitanje zaštite životne sredine	Cilj zaštite životne sredine	Komentar
Vazduh i opterećenje postojećim emisijama	Poboljšanje kvaliteta vazduha smanjenjem emisije zagađujućih materija (SO ₂ , NO _x , PM, CO ₂ , HCl, HF) iz industrijskih/energetskih postrojenja prelaskom na goriva sa manjim sadržajem ugljenika, npr. prirodni gas.	Implementacijom GDP-a može se postići realizacija ovog cilja zaštite životne sredine ukoliko se gasifikacija proširi i na industrijska postrojenja. Planirana gasifikacija može dovesti do lokalnog poboljšanja kvaliteta vazduha u gradskoj sredini.
Klima i klimatske promene	Sprečiti prekogranični prenos zagađenja vazduha Zaštiti objekte i postrojenja od poplava i ekstremnih padavina	Nacionalna lista indikatora NK02 Godišnje padavine (indikator stanja) NK03 Upotreba supstanci koje oštećuju ozonski omotač (pokazivač pritiska) NK04 trend emisije gasova staklene bašte (pokazivač pritiska) NK05 Projekcije emisije gasova staklene bašte (pokazivač pritiska)
Geomorfologija Predeo	Očuvati lokalne vrednosti i karakteristike predela Poboljšati zaštitu pejzaža Omogućiti upravljanje i planiranje pejzaža	Uticaj na pejzaž se odnosi na izgradnju i održavanje gasovoda, izazivajući pravolinijsko narušavanje fizičke strukture pejzaža, a najvidljiviji su u šumama u vidu krčenja šuma. Izgradnja dovodi i do promene prirodne morfologije terena, a to je najvidljivije u slučaju prelaza preko vodotoka i na strmim delovima planinskog terena. Stoga je neophodno izbegavati područja i pejzaže od izuzetne i velike vrednosti, kao i organizovati prelaz kanjona na način koji nije štetan za padine kanjona ili sliv vodotoka.
Vode	Poboljšati i očuvati dobro stanje površinskih vodnih tela iz hemijske i ekološke perspektive i dobro stanje podzemnih voda iz hemijske perspektive.	Očekuje se da razvoj i korišćenje gasovodne mreže neće imati uticaja na stanje vodene sredine zbog činjenice da gasovod kao infrastrukturni objekat ne izaziva emisiju otpadnih materija. Eventualni štetni uticaj u procesu izgradnje gasovoda pri prelasku vodotokova mora biti isključivo lokalnog i privremenog karaktera i neće imati štetni uticaj na stanje voda, pa se smatra da GDP nije u koliziji sa ciljevima zaštite voda. I zonu sanitarne zaštite izvorišta pitke vode neophodno je zaobići u postupku izrade glavnog projekta trasa gasovoda, jer su u ovoj zoni zabranjene sve aktivnosti izuzev aktivnosti koje se odnose na vodozahvat, prečišćavanje vode i transport u sistem vodosnabdevanja. Pored ovoga, potrebno je izbegavati sanitarni zaštitni pojas 2 m od ose glavnog vodovoda i 1 m od ose cevovoda za vodosnabdevanje do 200 stanovnika. U okviru zaštitnog pojasa nije dozvoljena izgradnja objekata, postavljanje uređaja i aktivnosti koje potencijalno mogu na bilo koji mogući način da dovedu do zagađenja vode ili ugroze stabilnost sistema vodosnabdevanja. Ne postoje ograničenja vezana za izgradnju i korišćenje gasovoda u okviru II i III zone sanitarne zaštite.
Zemljište i poljoprivreda	Smanjiti emisiju štetnih materija i čestica u tlo Zaštiti poljoprivredno zemljište dobrog kvaliteta Zaštiti i obezbediti slobodan prostor za potrebe stočarstva Sprečiti eroziju tla	Implementacija GDP-a neće dovesti do emisije štetnih materija i čestica u zemljište, niti će zauzeti površine za potrebe stočarstva. Ne očekuje se štetni uticaj na realizaciju ekoloških ciljeva zbog činjenice da nije planirano da trase gasovoda zauzmu značajnu količinu kvalitetnog poljoprivrednog zemljišta.

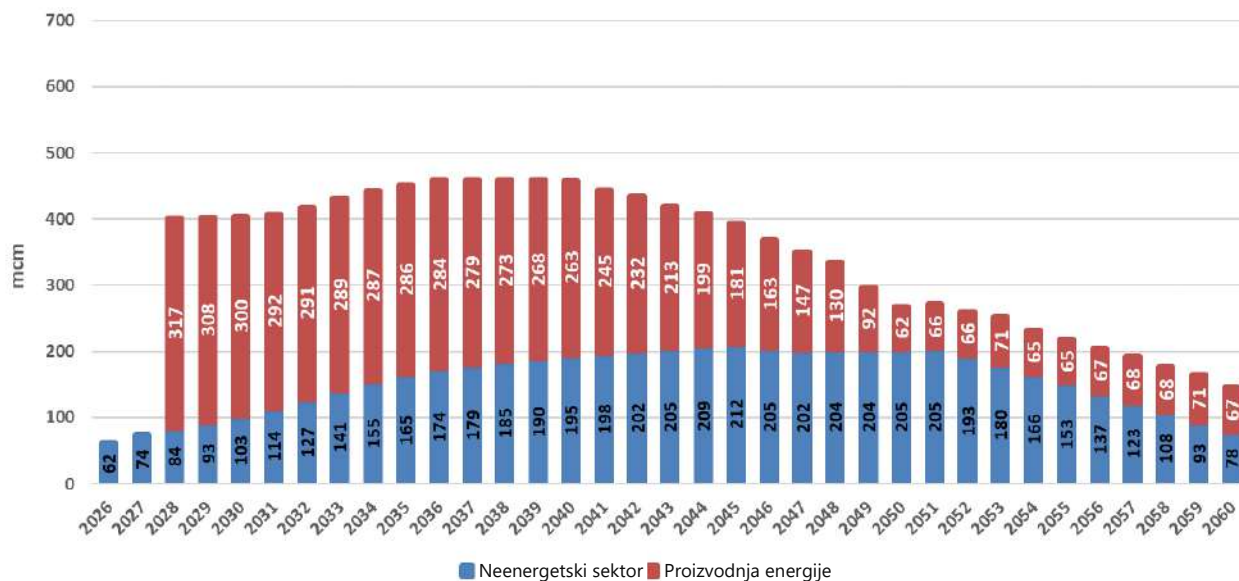
		U zavisnosti od terena planiranih trasa moguća je erozija zemljišta.
Biodiverzitet i zaštićena područja	Smanjiti direktan pritisak na šumska i slatkovodna staništa i staništa suvih travnjaka i obezbediti zaštitu žarišta biološkog diverziteta Sprečiti širenje invazivnih vrsta	Implementacija GDP-a može stvoriti lokalni pritisak na šumska staništa zbog potrebe obezbeđenja radnih i zaštitnih područja. Pored toga, moguć je lokalni pritisak na slatkovodna staništa u zavisnosti od odabranih metoda prelaska vodotokova. Ne očekuje se značajan uticaj na kraška staništa, osim u slučaju da se planirana trasa nalazi u neposrednoj blizini speleoloških objekata. Širenje invazivnih vrsta može se očekivati posebno na delovima trase koja prolazi kroz šumska staništa zbog zadatka održavanja zaštitnog koridora.
Šume i šumarstvo	Doprinos upravljanju, očuvanju i održivom razvoju šuma i šumarstva	Izgradnja gasovoda, ili nekih od trasa gasovoda, ni na koji način nije u koliziji sa generičkim šumama i ciljevima razvoja šumarstva na Kosovu. Štaviše, upotreba gasa kao alternative tečnim i čvrstim fosilnim gorivima koja mogu sadržati visok nivo sumpora i izazvati veliku emisiju prašinskih materija (pepela) svakako će prouzrokovati smanjenje zagađenja atmosfere, a podsticanje održivog upravljanja šumskim resursima će uticati na povećano korišćenje šumskih resursa. biomasa kao ugljenik neutralni izvor energije. Šumska površina koja će morati trajno da promeni namenu za izgradnju gasovoda (površina od 5 m sa svake strane ose gasovoda) može se u ovom slučaju smatrati beznačajnom, posebno zato što se radi o izdanačkim šumama bez značajne ekonomske vrednosti.
Kulturno nasleđe	Zaštititi arheološko i arhitektonsko nasleđe	Iako se ne očekuje izuzetno značajan nepovoljan uticaj gasovoda na arheološko i arhitektonsko nasleđe, postoji nekoliko konfliktnih područja. Uticaj se prvenstveno odražava na potencijalnu devastaciju otkrivenih i neotkrivenih arheoloških lokaliteta i devastaciju kulturnog konteksta, dok je direktno uništavanje arhitektonskog nasleđa isključeno zbog obaveze poštovanja propisa.
Ljudsko zdravlje	Smanjiti izloženost stanovništva zaraznim i respiratornim bolestima	Izgradnja i korišćenje gasovoda neće imati potencijal da izazove porast zaraznih bolesti i samim tim neće dovesti do pogoršanja zdravlja.
Stanovništvo i naselja	Veće mogućnosti za zapošljavanje lokalnog stanovništva Zaštita značajnih turističkih područja	Iako se ne predviđa značajan uticaj na stanovništvo (naročito u periodu korišćenja i eksploatacije gasovoda), uticaj na stanovništvo se može očekivati u slučaju da putevi prolaze kroz ili u neposrednoj blizini naseljenih mesta zbog zauzimanja zemljišta. Uticaj se manifestuje u zauzimanju građevinskog zemljišta u širini zone bezbednosti gasovoda (oko 60 m) u okviru koje nije moguća dalja izgradnja. U slučaju planiranja trasa na način da prolaze u neposrednoj blizini već izgrađenih objekata, moguća je šteta vlasnicima zemljišta i nepokretnosti u smislu smanjenja vrednosti. U takvim slučajevima sprovodiće se posebne mere zaštite za zaštitu ljudi i imovine, u cilju obezbeđivanja stabilnosti gasovoda i izbegavanja mogućih havarija. SEIA studija je procenila i analizirala da li su naseljena područja smeštena unutar trase gasovoda sa ciljem da se identifikuju konfliktna područja. Smatra se da GDP nije u koliziji sa zaštitom stanovništva i društvenim ciljevima.

9.2 Opis scenarija gasifikacije manjeg obima

Scenarij gasifikacije manjeg obima podrazumeva razvoj gasovoda SKOPRI. U smislu područja distribucije, on uključuje: Uroševac, Vitina (Smira), Lipljan, Prištinu (uključujući Obilić i Kosovo Polje), Glogovac (Feronikl) i Đeneral Janković.

Maksimalna potražnja za gasom po satu iznosi 157 000 m³/h (66 000 m³/h za neenergetski sektor i 91 000 m³/h za energetski sektor), dok se vršna godišnja potražnja za gasom 458 m³/, dostiže 2036. godine (174 m³/ u neenergetski sektor i 284 za proizvodnju električne energije), kao što je ilustrovano na **Slika 50**.

SLIKA 50 – POTRAŽNJA ZA GASOM U SCENARIJU GASIFIKACIJE MANJEG OBIMA



9.2.1 Parametri sistema za transport

Hidraulička optimizacija u ovom scenariju ima za rezultat dimenziju cevi od DN500 za SKOPRI. Minimalni pritisak potreban na granici Bugarska/MKD bi trebalo da bude 45 bara, da bi se postigao pritisak od 43 bara u Skoplju, što bi zatim obezbedilo 30 bara za prištinsku KKE.

Ako se na bugarskoj granici obezbedi 54 bara, infrastruktura predviđena ovim scenarijem omogućava vršno snabdevanje gasom po satu od 186.700 m³/h. Ovo bi omogućilo gasifikaciju dodatnih distributivnih područja, recimo Podujeva, Vučitrna, Mitrovica i Gnjilana pored scenarija gasifikacije manjeg obima. Kao što je navedeno u **Tabela 26**, tarifa za prenos se postepeno povećava kako se sistem za transport širi dalje od Glogovaca. Uticaj na tarifu gasa bi trebalo da se proveriti za svaku konkretnu kombinaciju distributivnih područja za prijem gasa. Ukoliko bi dalje distributivne oblasti dobijale gas, trebalo bi da se instalira kompresorska stanica da bi se povećao maksimalni kapacitet od DN500 SKOPRI gasovoda.

Rezultujući parametri cevi i hidraulike i odgovarajući CAPEX za scenarij gasifikacije manjeg obima su dati u **Tabela 29**.

TABELA 29 – REZULTATI HIDRAULIČNIH PRORAČUNA I CAPEX ZA GASOVODE ZA TRANSPORT RAZVIJENE U SCENARIJU GASIFIKACIJE MANJEG OBIMA

	Br.	Opština	Okrug	Deonica	Dužina (km)	Prečn. (inch)	Pritisak na kraju deonice (barg)	Ukupno (mil.€)
Interkonekcija MKD/KOS	0	Republika Severna Makedonija		MKD Tačka spajanja - MKD/KOS Granica	27,0	20	39,58	Nije primenjivo
	1-1	Đeneral Janković	Uroševac	MKD/KOS Granica - BS Đeneral Janković	0,4	20	39,74	
	1-2	Kačanik	Uroševac	BS Đeneral Janković - BS Kačanik	7,5	20	38,46	
	1-3	Vitina	Uroševac	BS Kačanik - Smira	9,8	20	38,72	16,684
	2	Uroševac	Uroševac	BS/PRMS Smira - PTS/PRMS Uroševac	14,2	20	37,59	11,271
	3	Uroševac	Uroševac	PTS/RMS Uroševac - BS Bandulić	16,2	20		11,401
	4	Lipljan	Priština	PRMS Bandulić - BS/PRMS Lipljan	8,0	20	35,75	6,436
	5	Priština	Priština	BVS/PRMS Lipljan - PTS/PRMS Priština 1	6,7	20	35,27	5,476
	6	Obilić	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PTS/PRMS Priština 2	12,7	20	34,72	10,251
	PODZBIR MKD/KOS interkonekcija (bez MKD deonice):				75,5			61,519
grane	7	Kosovo Polje	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PRMS Glogovac	14,7	10	35,16	8,389
	8	Đeneral Janković	Uroševac	BS Đeneral Janković - PRMS Đeneral Janković (Šarcem) (uključeno u troškove distribucije, videti Tabela 30)	2,7	4	39,23	1,989
	PODZBIR Transportne grane do Glogovca (grana ka Đeneral Jankoviću na Tabela 30):				14,7			8,389
UKUPNO kosovski sistema za transport gasa(bez grane ka Đeneral Jankoviću):					90,2			69,908

Ukupni CAPEX distributivne mreže procenjen je na 130,75 miliona €, kako je navedeno u **Tabela 30**. Ukupni CAPEX sa procenjenih 69,91 miliona € investicija u mrežu za transport, ukupni CAPEX u ovom scenariju iznosi 200,66 miliona €.

TABELA 30 – UKUPNI TROŠKOVI RAZVOJA DISTRIBUTIVNE MREŽE ZA SCENARIO GASIFIKACIJE MANJEG OBIMA

Br.	Opština	Okrug	Ukupni troškovi razvoja distributivne mreže			
			Distribucija	Povezivanje na transportnu		Ukupni troškovi
			Troškovi [mln €]	Dužina [km]	Troškovi [mln €]	Troškovi [mln €]
1	Priština	Priština	86,78	-	-	86,78
2	Uroševac	Uroševac	26,74	-	-	26,74
3	Glogovac (Feronikal)	Priština	4,64	-	-	4,64
4	Lipljan	Priština	5,18	-	-	5,18
5	Vitina (Smira)	Gnjilane	3,53	-	-	3,53
6	Đeneral Janković	Uroševac	1,89	2,70	1,99	3,88
Ukupno			128,76	2,7	1,99	130,75

9.2.2 Ekonomske i tarifne kalkulacije

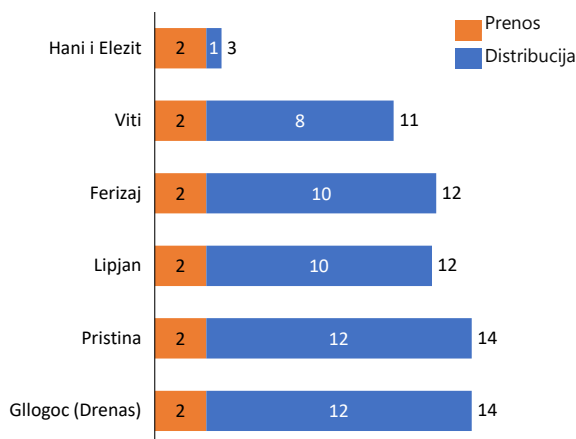
Scenario gasifikacije manjeg obima je veoma sličan scenariju razvoja gasovoda SKOPRI koji je opisan u poglavlju 8.2.2.1. Razlike su sledeće:

Pretpostavlja se da Podujevo i Gnjilane neće biti priključeni na cevovod SKOPRI. Praktične implikacije su da je potražnja za gasom u scenariju male gasifikacije smanjena za količinu tražnje gasa u Podujevu i Gnjilanu.

Mreža za transport je produžena do Glogovaca, što podrazumeva povećanje ukupnih investicionih troškova.

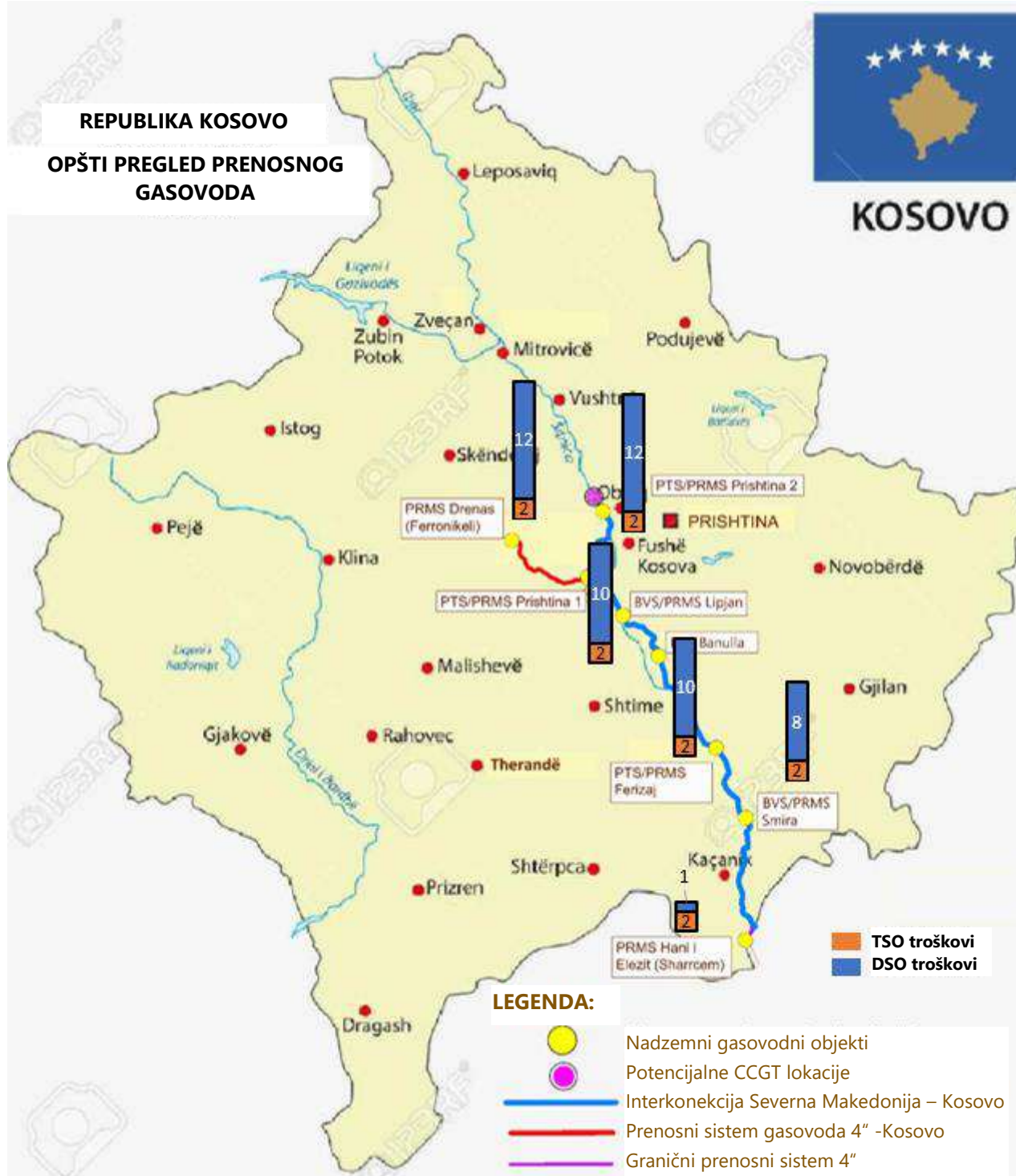
Dobijena tarifa za prenos gasa za scenario gasifikacije manjeg obima iznosi 2,28 €/MWh. Kao što je prikazano na sledećoj slici, osim za Đeneral Janković koji ima ukupne troškove mreže od 3 €/MWh, troškovi mreže za ostale opštine se kreću između 11 i 14 €/MWh, što je već navedeno kao prihvatljiv nivo tarifa prenosa. Ako se umesto posebnih tarifa za distribuciju za svaku opštinu obračunava jedinstvena distributivna tarifa, prosečni trošak distribucije iznosi 9 €/MWh. U ovom scenariju ukupni troškovi mreže su 11 €/MWh za sve opštine u scenariju male gasifikacije.

SLIKA 51 – TROŠKOVI GASNE MREŽE ZA ODABRANA PODRUČJA POTROŠNJE U SCENARIJU MALE GASIFIKACIJE



Slika 52 prikazuje sistem za stransprot gasa Kosova u scenariju gasifikacije manjeg obima, zajedno sa odgovarajućim tarifama za prenos i distribuciju.

SLIKA 52 – GEOGRAFSKA DISTRIBUCIJA TROŠKOVA GASNE MREŽE ZA ODABRANA PODRUČJA POTROŠNJE ZA SCENARIO MALE GASIFIKACIJE



9.3 Industrijski scenario

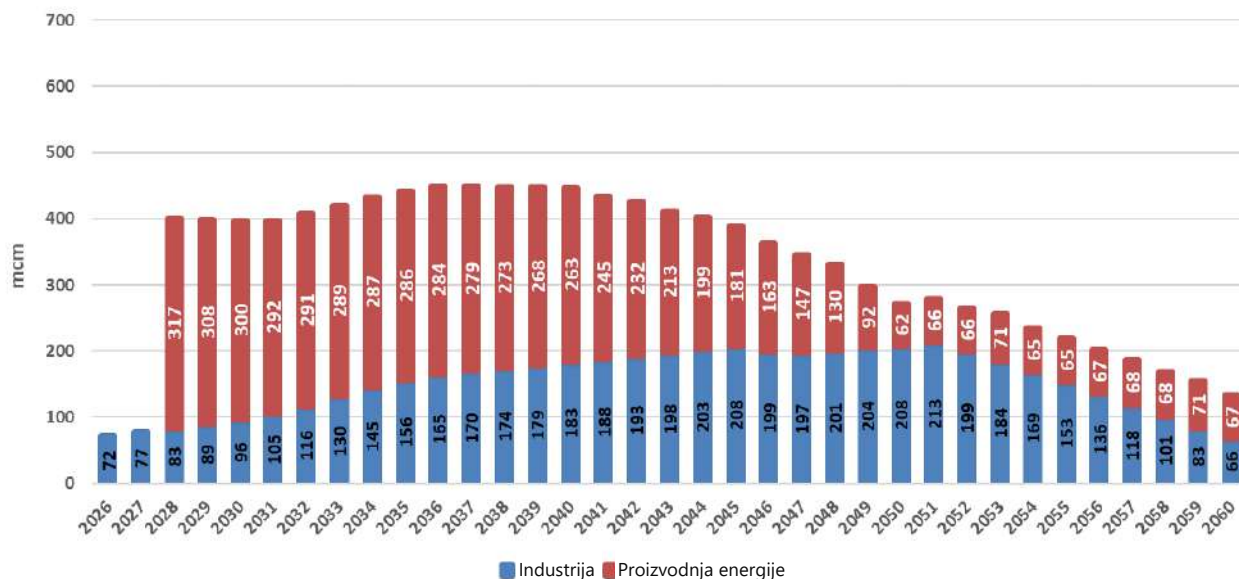
Korisnik je predložio dodatni scenario - "industrijski scenario". Industrijski scenario podrazumeva da nema mreža za distribuciju gasa i povećane industrijske potražnje za gasom. Pored toga, nije predviđen nijedan gasni prsten. U slučaju kad nije predviđen razvoj gasnog prstena, Konsultant je takođe ocenio alternativnu priključnu trasu (preko Obilića) do Glogovca i Vučitrna.

9.3.1 Potražnja za gasom

Industrijski scenario podrazumeva razvoj SKOPRI gasovoda, kao i grana do Vučitrna i Mitrovice. Isti obuhvata potražnju za gasom za proizvodnju električne energije, a industrijska potražnja za gasom je povećana za 30% u poređenju sa projekcijama izrađenim u delu **4.1**. Budući da nije predviđen razvoj distributivnih sistema, ne razmatra se potražnja za gasom od domaćinstava ili službi.

Maksimalna potražnja za gasom po satu iznosi 134 000 m³/h (43 000 m³/h za industrijski sektor i 91 000 m³/h za energetski sektor), dok se vršna godišnja potražnja za gasom 449 m³/, dostiže 2036. godine (165 m³/ u industrijskom sektoru i 284 za proizvodnju električne energije), kao što je ilustrovano na **Slika 53**.

SLIKA 53 – POTRAŽNJA ZA GASOM U INDUSTRIJSKOM SCENARIJU



9.3.2 Parametri sistema za prenos

Konsultant je sproveo hidrauličnu analizu scenarija kako bi utvrdio optimalni prečnik gasnog interkonektora MKD-KOS. Sistem prenosa treba da obuhvati gasnu interkonekciju MKD-KOS (SKOPRI) i grane ka Mitrovici i Vučitrnu, kao i granu Đeneral Janković. Hidraulični model (Blok dijagram toka) za ovaj proračun dat je u prilogima sa izveštajima. Usled zahteva za smanjenim kapacitetom prenosa, ocenjena je opcija smanjenog prečnika SKOPRI (smanjenje na DN400). Poređenje rezultata obračuna dovodi do scenarija gasifikacije manjeg obima prikazanim u **Tabela 31** u okviru Industrijskog DN400 i Industrijskog DN500 podscenarija. Zaključeno je da DN400 SKOPRI dimenzija ne dozvoljava dodatno povećanje količina za potencijalne buduće potrebe industrije za 30% kao što je Korisnik predložio. U Industrijskom DN500 scenariju, kada je prečnik gasovoda DN500, moguće je povećati datu industrijsku potrošnju za 30%, sa traženim pritiskom na bugarskoj/MKD granici od 43 bara.

Dodatne hidraulične analize su pokazale da prečnik DN500 omogućava osnovne količine industrijske potrošnje sa traženim pritiskom na bugarskoj/MKD granici od 45 bara. Rezultati ovog scenarija su veoma slični rezultatima scenarija gasifikacije manjeg obima (Scenario 1 u **Tabela 31**) Shodno tome, zaključeno je da su plan mreže i parametri kako je predviđeno u scenariju gasifikacije manjeg obima pogodni za "industrijski scenario gasifikacije".



TABELA 31 – POREĐENJE REZULTATA HIDRAULIČNE ANALIZE SCENARIJA INDUSTRIJSKE GASIFIKACIJE U KONTEKSTU SCENARIJA GASIFIKACIJE MANJEG OBIMA

Scenario	Vršna potražnja za gasom MKD	Vršna potražnja za gasom KOS	MKD- grčka granica Pritisak	Bugarska granica- pritisak	Raspoloživ pritisak u Skoplju	SKOPRI Prečn.	Priština KKE Pritisak
	(m ³ /h)	(m ³ /h)	(bar)	(bar)	(bar)	DN (mm)	(bar)
KOS GDP, scenario gasifikacije manjeg obima (domaćinstva, usluge i industrija + KKE)							
Gasifikacija manjeg obima	230 600	157 000	55	45	43	500	31
KOS, scenariji novog projektovanja (industrija + KKE)							
Industrijski DN400	230 600	123 300	55	51	49	400	31
Industrijski DN500	230 600	133 000	55	43	42	500	33
Napomene: Zahtevani obim KKE od 91.000 m ³ /h obuhvaćen je ukupnim zbirom za Kosovo. Scenario <i>Industrijski DN400</i> pokazuje rezultate hidraulične analize za osnovnu industrijsku potražnju (bez) povećanja za 30% , budući da se 30 bara u Prištini ne može postići uz industrijsku potražnju povećanu za 30%, dok Scenario <i>Industrijski DN500</i> pokazuje rezultate hidraulične analize u slučaju povećane industrijske potražnje za 30%.							

TABELA 32 – REZULTATI HIDRAULIČNIH PRORAČUNA I CAPEX ZA GASOVODE ZA PRENOS RAZVIJENE U INDUSTRIJSKOM SCENARIJU GASIFIKACIJE

	Br.	Opština	Okrug	Deonica	Dužina (km)	Prečn. (inch)	Pritisak na kraju deonice (barg)	Ukupno (mil.€)
Interkonekcija MKD/KOS	0	Republika Severna Makedonija		MKD Tačka spajanja - MKD/KOS Granica	27,0	16	44,05	Nije primenjivo
	1-1	Đeneral Janković	Uroševac	MKD/KOS Granica - BS Đeneral Janković	0,4	16	34,21	
	1-2	Kačanik	Uroševac	BS Đeneral Janković - BS Kačanik	7,5	16	42,48	
	1-3	Vitina	Uroševac	BS Kačanik - Smira	9,8	16	42,32	14,182
	2	Uroševac	Uroševac	BS/PRMS Smira - PTS/PRMS Uroševac	14,2	16	40,42	9,580
	3	Uroševac	Uroševac	PTS/RMS Uroševac - BS Bandulić	16,2	16		9,691
	4	Lipljan	Priština	PRMS Bandulić - BS/PRMS Lipljan	8,0	16	37,10	5,471
	5	Priština	Priština	BVS/PRMS Lipljan - PTS/PRMS Priština 1	6,7	16	36,18	4,654
	6	Obilić	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PTS/PRMS Priština 2	12,7	16	34,85	8,713
	PODZBIR MKD/KOS interkonekcija (bez MKD deonice):				75,5			52,291
grane	7	Kosovo Polje	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PRMS Glogovac	14,7	10	35,98	8,389
	8	Glogovac	Priština	PRMS Glogovac- PTS/PRMS Srbica	17,7	10	35,75	8,675
	9	Mitrovica	Mitrovica	PTS/PRMS Srbica – PRMS Mitrovica	16,5	6	35,53	6,545
	10	Vučitrn	Mitrovica	PRMS Mitrovica – PRMS Vučitrn	7,2	6	35,42	2,808
	11	Đeneral Janković	Uroševac	BS Đeneral Janković - PRMS Đeneral Janković (Šarcem)	2,7	4	44,04	1,989
	PODZBIR Transportne grane:				58,8			26,417
UKUPNO kosovski sistema za transport gasa:				134,3			78,708	

TABELA 33 – REZULTATI HIDRAULIČKIH PRORAČUNA I CAPEX ZA CEVOVODE ZA PRENOS RAZVIJENE U INDUSTRIJSKOM SCENARIJU GASIFIKACIJE DN500

	Br.	Opština	Okrug	Deonica	Dužina (km)	Prečn. (inch)	Pritisak na kraju deonice (barg)	Ukupno (mil.€)
Interkonekcija MKD/KOS	0	Republika Severna Makedonija		MKD Tačka priključka - MKD/KOS Granica	27,0	20	39,17	Nije primenjivo
	1-1	Đeneral Janković	Uroševac	MKD/KOS Granica - BS Đeneral Janković	0,4	20	39,34	
	1-2	Kačanik	Uroševac	BS Đeneral Janković - BS Kačanik	7,5	20	38,24	
	1-3	Vitina	Uroševac	BS Kačanik - Smira	9,8	20	38,74	16,684
	2	Uroševac	Uroševac	BS/PRMS Smira - PTS/PRMS Uroševac	14,2	20	37,95	11,271
	3	Uroševac	Uroševac	PTS/RMS Uroševac - BS Bandulić	16,2	20		11,401
	4	Lipljan	Priština	PRMS Bandulić - BS/PRMS Lipljan	8,0	20	36,59	6,436
	5	Priština	Priština	BVS/PRMS Lipljan - PTS/PRMS Priština 1	6,7	20	36,25	5,476
	6	Obilić	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PTS/PRMS Priština 2	12,7	20	35,84	10,251
	PODZBIR MKD/KOS interkonekcija (bez MKD deonice):				75,5			61,519
grane	7	Kosovo Polje	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PRMS Glogovac	14,7	10	35,99	8,389
	8	Glogovac	Priština	PRMS Glogovac – PTS/PRMS Srbica	17,7	10	35,71	8,675
	9	Mitrovica	Mitrovica	PRMS Srbica – PRMS Mitrovica	16,5	6	35,07	6,545
	10	Vučitrn	Mitrovica	PRMS Mitrovica – PTS/PRMS Vučitrn	7,2	6	34,89	2,808
	11	Đeneral Janković	Uroševac	BVS Đeneral Janković - PRMS Đeneral Janković)	2,7	4	38,23	1,989
	PODZBIR Transportne grane:				58,8			26,417
UKUPNO kosovski sistema za transport gasa:				134,3			87,936	

Radi lakšeg poređenja, **Tabela 32** i **Tabela 33** obuhvataju prethodno planirane krakove prema Mitrovici i Vučitrnu. Međutim, u slučaju da nije uopšte planiran prsten, kao što je Korisnik predložio za ovaj scenario, ovim takođe vršimo procenu alternative, neznatno kraće opcije ka Mitrovici, novi krak Obilić- Vučitrn, koja nastavlja da obuhvata prethodno planirani krak Mitrovica- Vučitrn. Novi krak Obilić- Vučitrn biće dalje razrađen tokom sledeće faze ovog zadatka (PIP).

Preliminarni CAPEX deonice gasovoda Obilić – Vučitrn – Mitrovica dat je u **Tabela 34**.

TABELA 34 – PRELIMINARNI CAPEX DEONICE OBILIĆ – VUČITRN - MITROVICA

Opština	Okrug	Deonica	Objekat	Dužina (km)	Prečn. (inch)	Ukupno (mil €)
Obilić	Priština	PTS/ PRMS Priština 2 - PRMS Vučitrn	PTS (BVS), BVS	20,4	6	6,925
Vučitrn	Mitrovica	PRMS Mitrovica - PRMS Vučitrn	PTS (BVS)	7,2	6	2,808

Kosovski sistem prenosa za industrijski scenario gasifikacije, uključujući alternativnu deonicu Obilić – Vučitrn – Mitrovica predstavljen je na **Slika 54**.

SLIKA 54 – KOSOVSKI SISTEM PRENOSA ZA ALTERNATIVNI SCENARIO GASIFIKACIJE, INDUSTRIJSKI



9.3.3 Ekonomske i tarifne kalkulacije

Ekonomske i tarifne kalkulacije sprovedene su za sistem predstavljen na **Slika 54**. Naredna slika, **Slika 55**, pokazuje pretpostavljenu potražnju za gasom. Potražnja za gasom pokazuje kumulativnu potražnju za gasom za svaku od opština tokom perioda od 2026-2060. godine. Kao što slika prikazuje, potražnja za gasom je u velikoj meri pobuđena gasnom elektranom u Prištini.

SLIKA 55 – PRETPOSTAVLJENA POTRAŽNJA ZA GASOM ZA ALTERNATIVNI SCENARIO GASIFIKACIJE, INDUSTRIJSKI

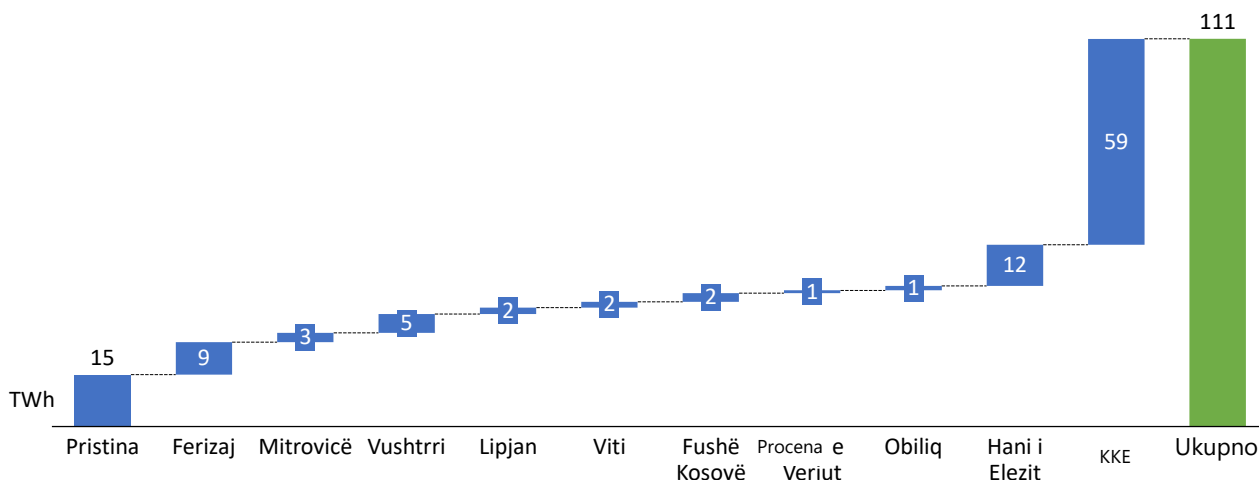


Tabela 35 predstavlja investicione troškove za posmatrani scenario. Kao što tabela prikazuje, ukupni investicioni troškovi iznose 73.241 milion €. Ulaganja su zasnovana na ulaznim podacima datim u **Tabela 33** i **Tabela 34**. Ovo predstavlja neznatno kraću trasu budući da je Korisnik naveo da izgradnja Prstena nije planirana.

TABELA 35 – INVESTICIONI TROŠKOVI ZA INDUSTRIJSKI SCENARIO GASIFIKACIJE (DN500)

Br.	Opština	Okrug	Deonica	Dužina (km)	Prečn. (inch)	Ukupno (mil.€)
0	Republika Severna Makedonija		MKD Tačka priključka - MKD/KOS Granica	27	20	Nije primenjivo
1	Đeneral Janković	Uroševac	MKD/KOS Granica - BS Đeneral Janković	0,4	20	16,684
2	Kačanik	Uroševac	BS Đeneral Janković - BS Kačanik	7,5	20	
3	Vitina	Uroševac	BS Kačanik - Smira	9,8	20	
4	Uroševac	Uroševac	BS/PRMS Smira - PTS/PRMS Uroševac	14,2	20	11,271
5	Uroševac	Uroševac	PTS/RMS Uroševac - BS Bandulić	16,2	20	11,401
6	Lipljan	Priština	PRMS Bandulić - BS/PRMS Lipljan	8	20	6,436
7	Priština	Priština	BVS/PRMS Lipljan - PTS/PRMS Priština 1	6,7	20	5,476
8	Obilić	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PTS/PRMS Priština 2	12,7	20	10,251
9	Obilić	Priština	PTS/ PRMS Priština 2 - PRMS Vučitrn	20,4	6	6,925
10	Vučitrn	Mitrovica	PRMS Mitrovica – PTS/PRMS Vučitrn	7,2	6	2,808
11	Đeneral Janković	Uroševac	BS Đeneral Janković - PRMS Đeneral Janković (Šarcem)	2,7	4	1,989
Ukupno						73,241

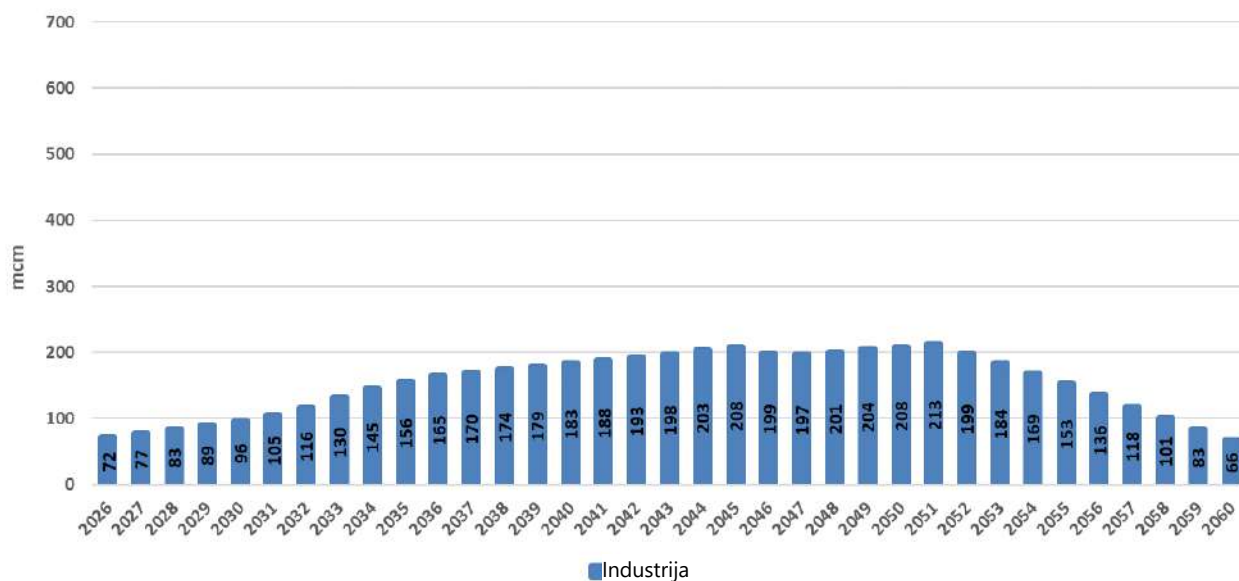
Na osnovu navedene potražnje za gasom i procenjenih investicionih troškova, prosečna tarifa za prenos gasa je obračunata na 2,06 €/MWh.

9.4 Isključivo industrijski scenario

9.4.1 Potražnja za gasom

U ovom scenariju, vršena je analiza uticaja scenarija samo uz potražnju za industrijskim gasom, bez gasne elektrane. Pretpostavljena potražnja za gasom je ista kao ona opisana na **Slika 53** i **Slika 55**, samo bez količine gasa čiju potrošnju vrši KKE. Maksimalna potražnja za gasom po satu iznosi 43 000 m³/h, dok se vršna godišnja potražnja za gasom 213 mcm, dostiže 2051. godine, kako je prikazano na **Slika 56**.

SLIKA 56 – POTRAŽNJA ZA GASOM U ISKLJUČIVO INDUSTRIJSKOM SCENARIJU



9.4.2 Parametri sistema za transport

Hidraulično modelovanje je pokazalo da isključivo industrijski scenario može biti održiv sa interkonekcijom DN400 SKOPRI.

9.4.3 Ekonomske i tarifne kalkulacije

Ekonomske i tarifne kalkulacije sprovedene su za sistem predstavljen na **Slika 54**, pod pretpostavkom da nema KKE. **Slika 55** pokazuje pretpostavljenu potražnju za gasom za svaku od opština.

SLIKA 57 – PRETPOSTAVLJENA POTRAŽNJA ZA GASOM ZA ALTERNATIVNI SCENARIO GASIFIKACIJE, INDUSTRIJSKI

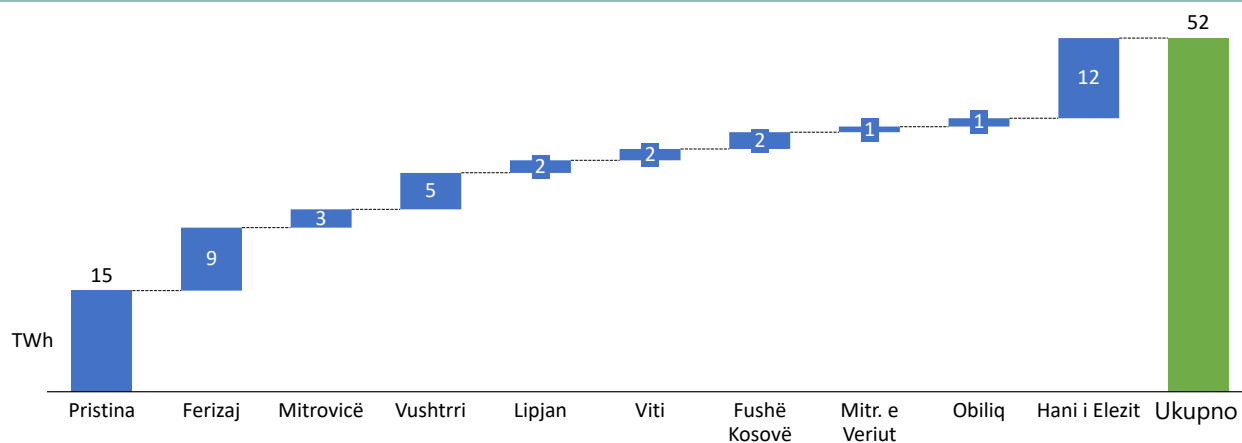


Tabela 36 prikazuje investicione troškove. Kao što je navedeno, pretpostavljeni cevovod je prečnika DN400. Ponovo, kao u prethodnom scenariju, investicioni troškovi su niži od onih predstavljenih u **Tabela 32** budući da je pretpostavljena neznatno kraća trasa zbog činjenice da Prsten neće biti izgrađen.

TABELA 36 – INVESTICIONI TROŠKOVI ZA ISKLJUČIVO INDUSTRIJSKI SCENARIO GASIFIKACIJE (DN400)

Br.	Opština	Okrug	Deonica	Dužina (km)	Prečn. (inch)	Ukupno (mil.€)
0	Republika Severna Makedonija		MKD Tačka spajanja - MKD/KOS Granica	27	16	Nije primenjivo
1	Đeneral Janković	Uroševac	MKD/KOS Granica - BS Đeneral Janković	0,4	16	14,182
2	Kačanik	Uroševac	BS Đeneral Janković - BS Kačanik	7,5	16	
3	Vitina	Uroševac	BS Kačanik - Smira	9,8	16	
4	Uroševac	Uroševac	BS/PRMS Smira - PTS/PRMS Uroševac	14,2	16	9,58
5	Uroševac	Uroševac	PTS/RMS Uroševac - BS Bandulić	16,2	16	9,691
6	Lipljan	Priština	PRMS Bandulić - BS/PRMS Lipljan	8	16	5,471
7	Priština	Priština	BVS/PRMS Lipljan - PTS/PRMS Priština 1	6,7	16	4,654
8	Obilić	Priština	PTS/PRMS Priština 1 - PTS/PRMS Priština 2	12,7	16	8,713
9	Obilić	Priština	PTS/ PRMS Priština 2 - PRMS Vučitrn	20,4	6	6,925
10	Vučitrn	Mitrovica	PRMS Mitrovica – PRMS Vučitrn	7,2	6	2,808
11	Đeneral Janković	Uroševac	BS Đeneral Janković - PRMS Đeneral Janković (Šarcem)	2,7	4	1,989
Ukupno				105,8		64,013

Na osnovu gore navedenih ulaznih podataka, prosečna tarifa za prenos gasa za ovaj Scenario iznosi 4,6 €/MWh.

9.5 Napomene u vezi sa procenjenim scenarijom gasifikacije

Gasna elektrana kao veliki potrošač značajno smanjuje tarife prenosa što pozitivno utiče na sve potrošače gasa. Stoga, bez gasne elektrane (ili drugog velikog potrošača), ukupni troškovi gasne infrastrukture, koji se ogledavaju u tarifama, mogu biti izrazito visoki.

Za opštine na gasovodu SKOPRI (osim Podujeva i Gnjilana), deluje da su ukupni troškovi mreže razumni u odnosu na trenutne industrijske standarde. S druge strane, zbog visokih investicionih troškova izgradnje gasovoda Prsten, ukupni troškovi mreže za mnoge opštine na gasovodu Prsten su relativno, ali još uvek ne previsoki. Dakle, nije moguće jednoznačno utvrditi ekonomsku isplativost snabdevanja ovih opština gasom. Pored toga, promene koje se očekuju u energetskom sektoru, a koje bi mogle da dovedu do povećanja cena



svih energenata, mogle bi da učine izgradnju Prstena ekonomski prihvatljivom. Konsultant je prvobitno razmatrao dva scenarija: Scenario gasifikacije većeg obima i scenario gasifikacije manjeg obima. Korisnik je predložio dva dodatna scenarija; industrijski i isključivo industrijski scenario. Navedeni scenariji su takođe procenjeni.

Odabir poželjnog scenarija utvrđuje preporučene parametre (prečnik) cevovoda za prenos, odnosno SKOPRI.

Ministarstvo ekonomije Kosova, Korisnik ove studije, izjavilo je da je « Industrijski scenario » poželjan scenario na kojem će se zasnivati dalji rad.

10 OPCIJE FINANSIRANJA

S obzirom da je transport gasa regulisana delatnost, profit operatora prenosnog sistema (OPS) je ograničen primenom metodologije za obračun dozvoljenog prihoda. Pored toga, razvoj gasne mreže je infrastrukturni projekat koji zahteva mobilizaciju značajnih količina kapitala. Osim toga, s obzirom na to da je razvoj gasne infrastrukture dugoročan projekat visokih investicionih troškova, realno je očekivati da je investitoru, pored vlasničkog kapitala, potreban i značajan udeo dugoročnog zaduživanja za finansiranje projekta. Shodno tome, veliki investicioni troškovi, regulisani prinosi i dugoročni periodi otplate impliciraju da će samo ograničen broj institucija smatrati da je privlačno da investira u takve projekte.

Analiza tržišta na osnovu javno dostupnih podataka otkriva da potencijalni investitor u kosovsku gasovodnu mrežu ima na raspolaganju sledeće izvore kredita: kredite Evropske investicione banke (EIB), grantove preko zapadnobalkanskog investicionog okvira (WBIF), kreditne linije preko Evropske banke za obnovu i razvoj (EBRD), i državnog finansiranja. Kada je reč o kreditnim linijama koje nudi **EIB**, minimalni iznos zajma je 25 miliona € sa periodom finansiranja obično između 4 do 20 godina i njegova svrha uključuje finansiranje jednog velikog investicionog projekta ili investicionog programa, usklađenog sa jednim ili više prioriteta EIB. Uslovi finansiranja zajmova EIB-a, kao što su rok dospeća, kamatne stope i grejs period obično su poverljive prirode i u sklopu su poverljivih odnosa između EIB-a i poslovnih partnera³¹. Uobičajeno, pokrće zajma EIB-a iznosi do 50% ukupnih troškova projekta. Finansiranje je dostupno za javna i privatna lica. Projekat koji finansira EIB obično prolazi kroz sedam glavnih faza:

- Predlog
- Procena
- Odobrenje
- Potpisivanje
- Isplata
- Praćenje/izveštavanje
- Otplata

Prema saopštenju EIB-a na njihovom zvaničnom sajtu od 21. februara 2022. godine, EIB nastavlja da podržava Kosovo i zapadni Balkan u okviru Ekonomskog i investicionog plana Evropske unije i planira da doprinese dekarbonizaciji kosovske privrede³². U tom kontekstu, prelazak na modernu gasnu infrastrukturu sa niskim emisijama smatra se tranzicijom sa visoke zavisnosti od fosilnih goriva (uglja) na čistije izvore energije, u nastojanju da se postignu ciljevi dekarbonizacije. Banka je do sada podržala projekte u vrednosti od 300 miliona evra na Kosovu i obezbedila grantove u iznosu od 12 miliona evra kroz Investicioni okvir za Zapadni Balkan (WBIF). **WBIF** je zajednička finansijska platforma Evropske komisije, finansijskih organizacija, država članica EU i Norveške sa ciljem unapređenja saradnje u investicijama javnog i privatnog sektora za društveno-ekonomski razvoj regiona i doprinosa evropskoj perspektivi Zapadnog Balkana. Planom se izdvaja značajan finansijski paket od do 9 milijardi evra u fondovima EU, identifikujući 10 vodećih investicionih kompanija u sektorima održivog transporta, čiste energije, životne sredine i klime, digitalne budućnosti, ljudskog kapitala i privatnog sektora³³. Opcije finansiranja WBIF-a pružaju podršku ulaganju u čistu energiju stavljajući snažan naglasak na integraciju energetskeg tržišta, dekarbonizaciju i čistu energiju, pravednu tranziciju, povećanu digitalizaciju sistema i pametnih mreža, energetske efikasnost, uključujući modernizaciju daljinskog grejanja, i energetske sigurnost. Za one zemlje koje su u velikoj meri zavisne od uglja, prelazak na modernu gasnu infrastrukturu sa niskim emisijama je prepoznat kao ključ za pomak sa uglja u kratkom i srednjem roku. Veruje se da bi prelazak

³¹ [Često postavljana pitanja \(eib.org\)](https://eib.org)

³² [EIB će nastaviti da podržava održivi razvoj i regionalnu integraciju Kosova*](#)

³³ [WBIF 2022 Endorsed Flagship Projects 24.02.22.pdf](#)



na gas trebalo da ponudi regionu široko dostupan, siguran i pristupačan izvor energije koji će region održati konkurentnim na međunarodnom nivou, uz značajno poboljšanje kvaliteta vazduha i smanjenje štetnih emisija.

Pored navedenih izvora, finansiranje je moguće i kroz kredite koje daje EBRD. EBRD nudi kredite za veće projekte u iznosu od 3 do 250 miliona evra. Osnova za kredit je očekivani novčani tok projekta i sposobnost klijenta da otplati kredit u ugovorenom periodu. Denominacija kredita je u glavnim stranim ili domaćim valutama sa kratkoročnim do dugoročnim rokom dospeća do 15 godina (u nekim slučajevima 18 godina za velike infrastrukturne projekte) uključujući i grejs periode za specifične projekte ako je potrebno. Otplate su obično u polugodišnjim ratama. Krediti EBRD-a su zasnovani na trenutnim tržišnim stopama i po konkurentnim cenama, nudeći fiksne i promenljive stope³⁴. U obračunu kamatne stope, osnovnoj stopi (EURIBOR, LIBOR, itd.) dodaje se marža koja predstavlja kombinaciju rizika zemlje i rizika specifičnog za projekat. Obračun i sastav kamatne stope koja se nudi klijentu su poverljivi za klijenta i banku. Banka svojim klijentima takođe pruža mogućnost hedžinga za upravljanje finansijskim rizicima koji se odnose na imovinu i obaveze projekta. Ovo uključuje zaštitu od deviznog i kamatnog rizika i rizika cena robe. Proizvodi hedžinga koji su na raspolaganju klijentima uključuju sledeće: valutne svopove, kamatne svopove, kape, ogrlice i opcije i robne svopove.

EBRD je do sada finansirala 84 projekta na Kosovu sa kumulativnim ulaganjem od 585 miliona evra. Kao sredstvo obezbeđenja, potrebna je hipoteka na stalnu i pokretnu imovinu, ustupanje devizne i domaće zarade kompanije, zaloga udela sponzora u kompaniji, zaloga nad bankovnim računima kompanije i ustupanje polise osiguranja kompanije i drugih ugovornih naknada. Jedan od glavnih fokusa finansiranja EBRD-a je podrška tranziciji zelene energije i jačanje regionalne integracije i povezanosti³⁵. U oblasti energetike, EBRD je finansirala dva projekta vezana za vetar i jedan projekat koji se odnosi na rehabilitaciju odabranih trafostanica i transformatora i jačanje mreže operatora prenosnog sistema i tržišta (KOSTT)³⁶.

Pošto svi analizirani izvori finansiranja ne pokrivaju 100% vrednosti projekta, može se zaključiti da bi investitori verovatno morali da kombinuju više izvora (sopstveni kapital, kredit IFI (Međunarodne finansijske institucije) i/ili državno finansiranje ako je moguće).

³⁴ [Zajmovi EBRD](#)

³⁵ [EBRD na Kosovu](#)

³⁶ [Projekat razvoja transportnog sistema na Kosovu \(ebrd.com\)\(ebrd.com\)](#)

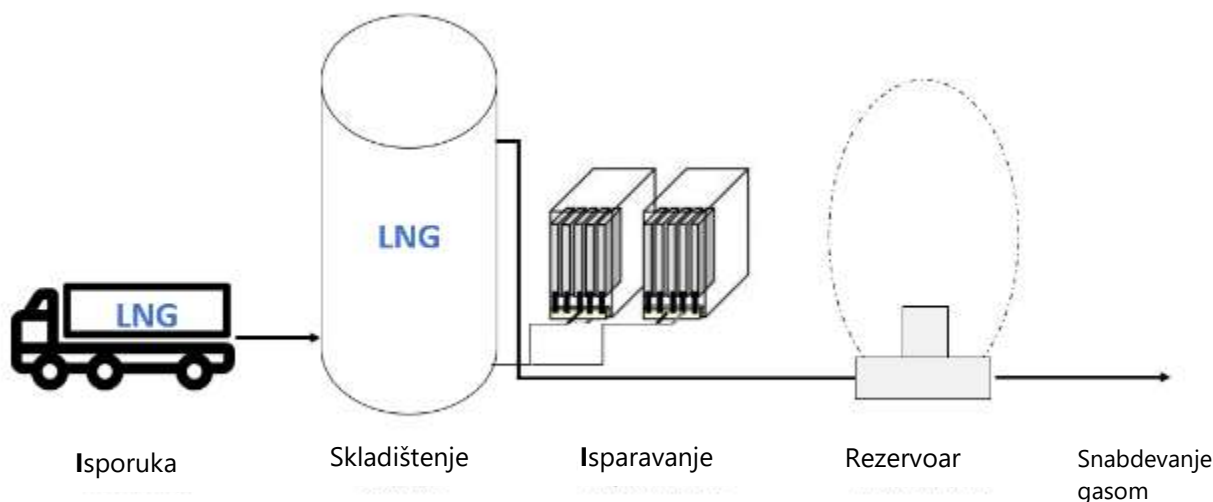
11 ALTERNATIVNI SCENARIJI GASIFIKACIJE – SNABDEVANJE UPG/KPG

Alternativno rešenje za izgradnju gasovoda za prirodni gas je stvaranje „virtuelnih gasovoda“. Ovo se se odnosi na alternativni način transporta prirodnog gasa do mesta gde ne postoje cevovodne mreže. Zasnovan je na modularnom sistemu kompresije ili tečnosti, transporta i dekompresije i/ili regasifikacije prirodnog gasa, koji mogu da koriste zajednice, industrije, benzinske pumpe i drugi. U virtuelnim cevovodima komprimovani (KPG) ili utečnjeni (UPG) prirodni gas se transportuje kamionima ili železničkim platformama.

11.1 Virtuelni cevovod UPG

Koncept virtuelnog UPG cevovoda pretpostavlja da ne postoji sistem za transport prirodnog gasa (SKOPRI), već se gas dovodi u obliku UPG-a sa obližnjeg terminala za uvoz UPG-a drumskim ili železničkim putem. Lokalno postrojenje obezbeđuje istovar, skladištenje, regasifikaciju i kontinuirano snabdevanje klasične distributivne mreže za domaće, komercijalne ili industrijske potrošače.

SLIKA 58 – LANAC SNABDEVANJA GASOM SA UPG KAO IZVOROM



11.1.1 Metodologija optimizacije snabdevanja UPG

Osnovna pretpostavka je da će se snabdevanje UPG-om odvijati na sledeća dva načina:

drumskim putem, u kriogenim kamionima cisternama, ili

železnicom, u vagonima cisternama za transport UPG železnicom.

U oba slučaja, pretpostavljeno je stacionarno skladište UPG na lokaciji u Prištini, koje, dimenzionisano u svakoj konkretnoj godini, obezbeđuje jedonedeljnu rezervu u slučaju prekida snabdevanja.

Izvršena je optimizacija sistema snabdevanja, uzimajući u obzir sledeće tehničke parametre:

Prosečna količina isporučenog tereta u jednoj vožnji kamionom je 20 tona UPG

Utovar/istovar UPG kamiona traje 90 minuta.

Cisterna za transport UPG može da obavi povratno putovanje koje uključuje utovar, izvlačenje, istovar i povratak do izvora UPG u jednom danu.

Svi UPG kamioni koji isporučuju teret treba da budu istovareni u roku od 24 sata.

Kapacitet isparivača odgovara najvećoj dnevnoj potrošnji najhladnijeg projektovanog dana u posmatranom periodu.

Stacionarno skladište UPG se sukcesivno nadograđuje u zavisnosti od očekivane potrošnje u određenoj godini/danu.

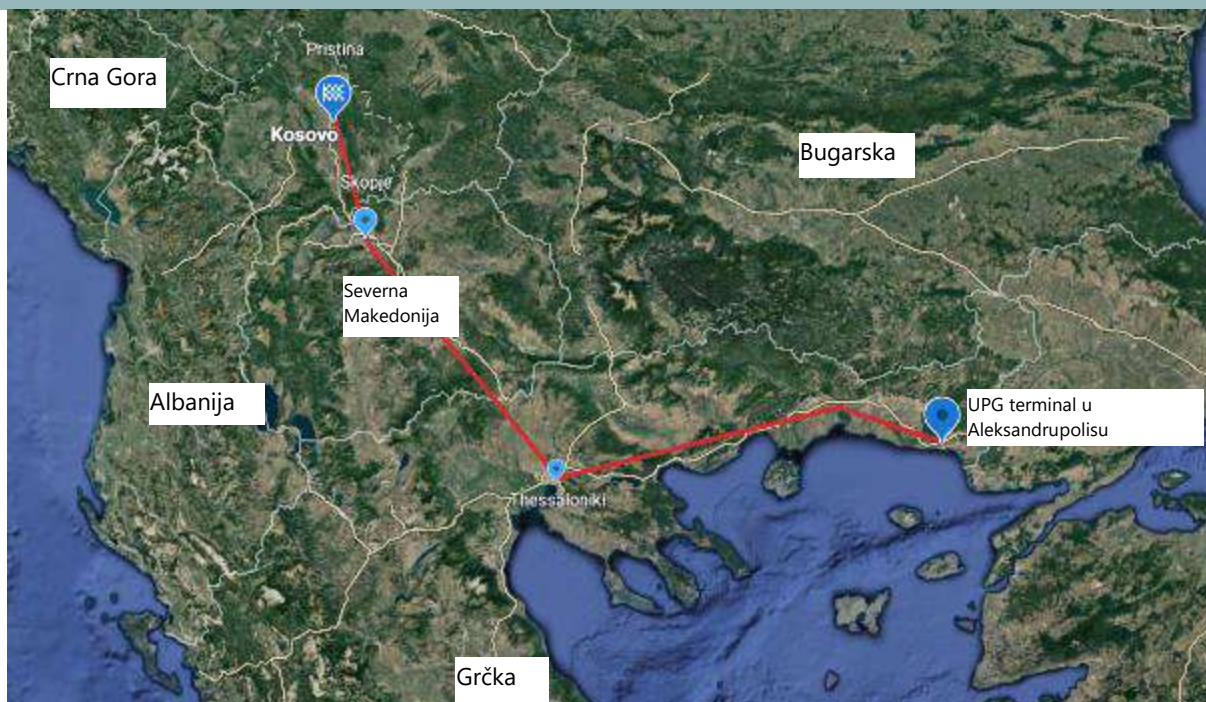
Za isporuku UPG-a željeznicom se pretpostavlja vagon cisternu zapremine jednog vagona cisterne od 111 m³ (Vagon cisterna u proseku podrazumeva platformu od 20 vagona cisterna).

11.1.2 UPG izvor

Tehno-ekonomska analiza podrazumeva da će UPG biti isporučen sa geografski najbliže tačke izvora UPG. U ovom slučaju to je budući UPG terminal u Aleksandrupolisu. Očekuje se da će terminal raditi do kraja 2023.

Aleksandropolis ima drumske i željezničke veze sa Prištinom, preko Soluna u Grčkoj i Skoplja u Severnoj Makedoniji. Dužina puta je 600 km, što omogućava transport UPG-a kamionima u jednoj dnevnoj smeni.

SLIKA 59 – TRASA SNABDEVANJA UPG-OM DO PRIŠTINE



11.1.3 Snabdevanje Prištine

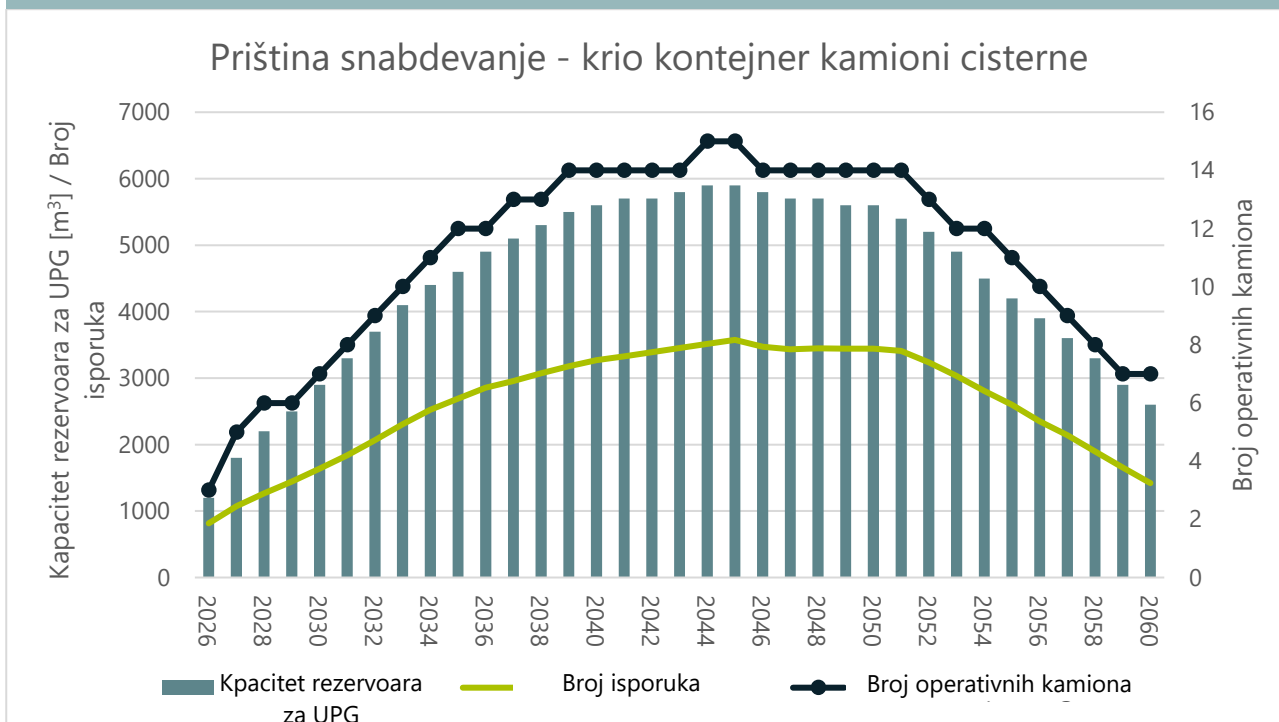
Izvršena je matematička optimizacija sistema snabdevanja UPG-om, koja kao glavnu funkciju cilja smatra kontinuirano snabdevanje prirodnim gasom u Prištini (bez proizvodnje električne energije) u periodu do 2060. godine. Pri tome su razmatrane opcije za snabdevanje distributivnog tržišta dramskim ili željezničkim putem.

11.1.3.1 Snabdevanje krio kontejner cisternama

Vrhunska potražnja za gasom u Prištini u posmatranom periodu može se zadovoljiti kombinacijom 15 operativnih kamiona i skladišta UPG rezervoara kapaciteta 5.900 m³. U godini najveće potrošnje potrebno je realizovati skoro 3600 isporuka UPG kamionima.

S obzirom da se radi o sistemu koji se sukcesivno dimenzionira, u početnoj godini potrebno je investirati u tri (3) pogonska kamiona i u stacionarno skladište UPG kapaciteta 1.200 m³.

SLIKA 60 – SISTEM SNABDEVANJA UPG ZA PRIŠTINU DRUMSKIM PUTEM

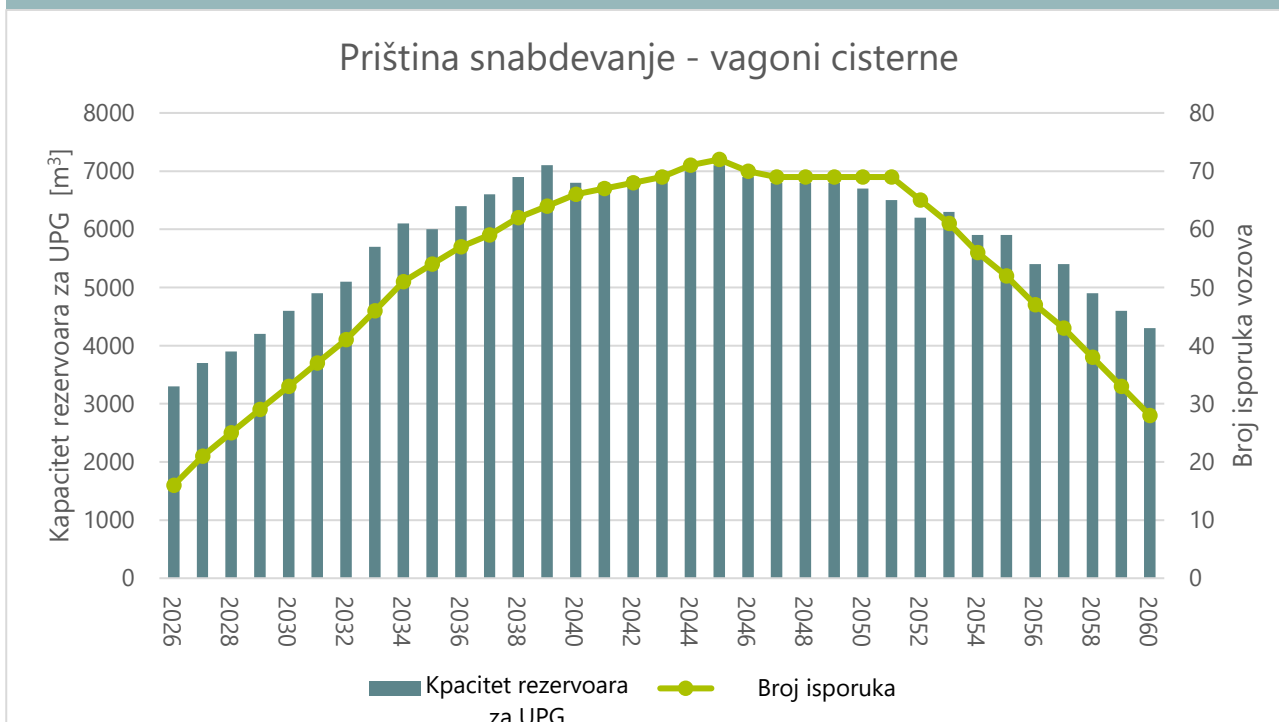


11.1.3.2 Snabdevanje kamionima cisternama

U slučaju snabdevanja tržišta u oblasti Prištine železnicom, godišnje vršno snabdevanje gasom može se zadovoljiti sa 72 isporuke vagonima cisternama.

S obzirom da isporuka železničkim UPG vagonima podrazumeva veće količine koje stižu na odredište u odnosu na drumski kamion, u početku je neophodno izgraditi UPG skladište veće zapremine (3.300 m³ u početnoj godini projekta).

SLIKA 61 – SISTEM SNABDEVANJA UPG ZA PRIŠTINU ŽELEZNICOM

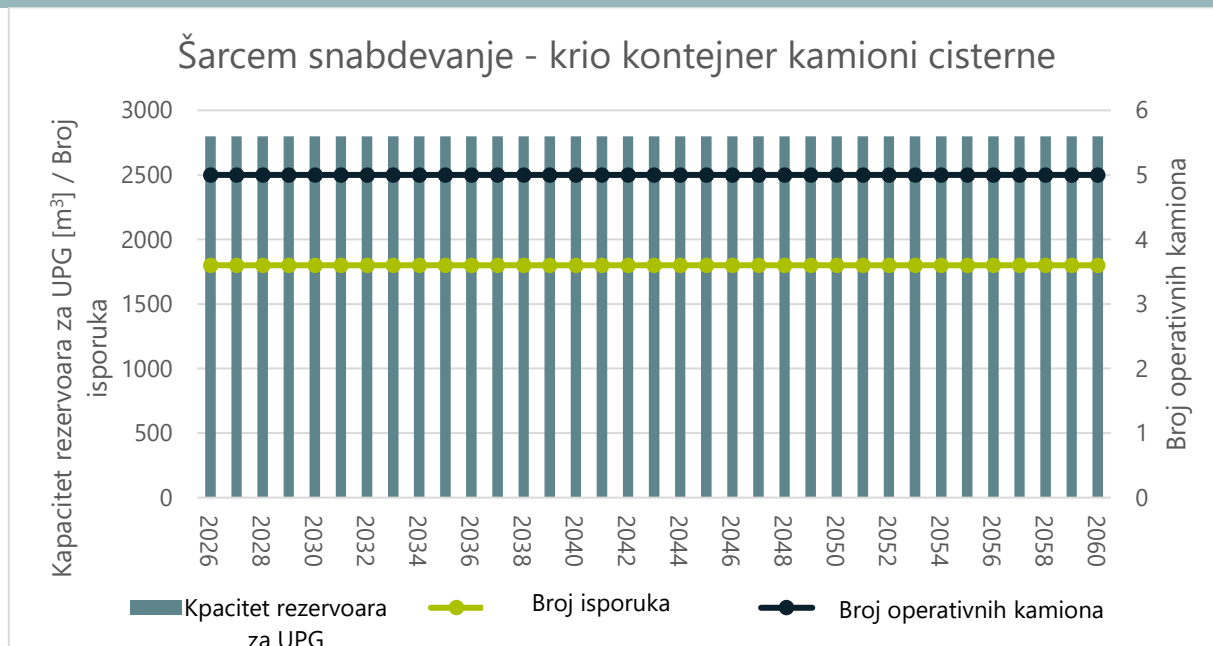


11.1.4 Snabdevanje Šarcema

Sa tehničke tačke gledišta, moguće je konstruisati lanac snabdevanja UPG za određenog industrijskog potrošača.

U slučaju Šarcema, njihova prosečna godišnja potražnja može biti zadovoljena sa ukupno pet (5) operativnih UPG kamiona i kapacitetom UPG skladišta od 2.800 m³. U proseku bi bilo potrebno realizovati 1.800 kamionskih isporuka godišnje.

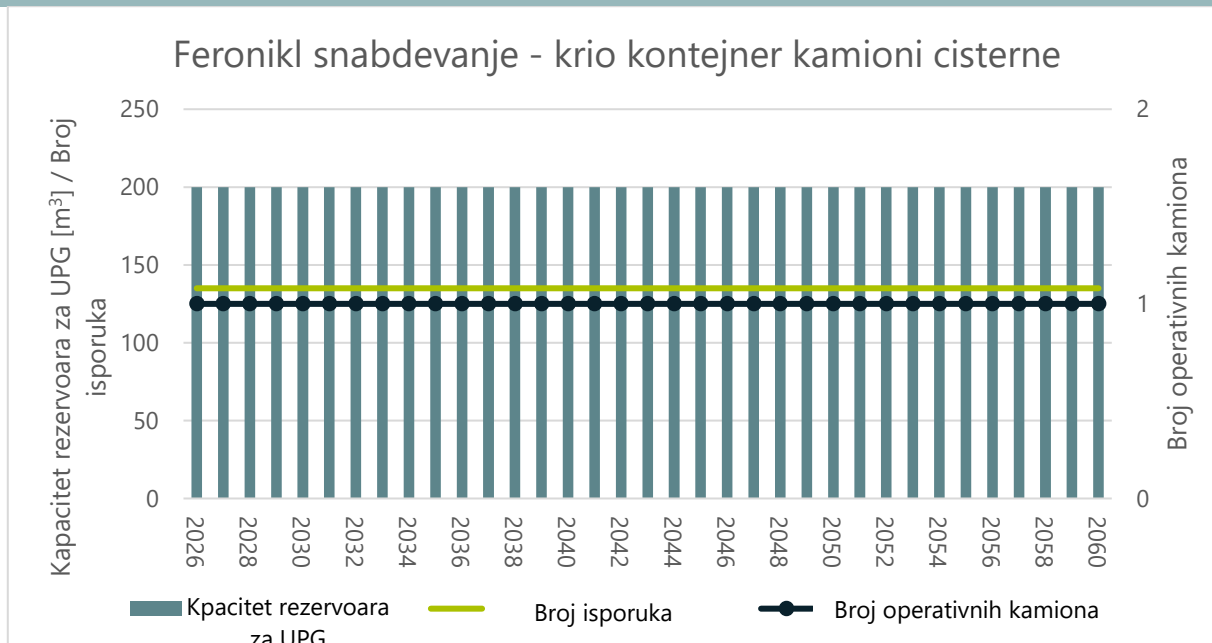
SLIKA 62 – SISTEM SNABDEVANJA UPG ZA ŠARCEM DRUMSKIM PUTEM



11.1.5 Snabdevanje Feronikla

Potražnja industrijskog potrošača Feronikl je znatno niža u odnosu na Šarcem. U slučaju organizovanja lanca snabdevanja UPG-om, za tehničko funkcionisanje sistema bio bi dovoljan jedan (1) operativni UPG kamion i UPG skladišni kapacitet od 200 m³.

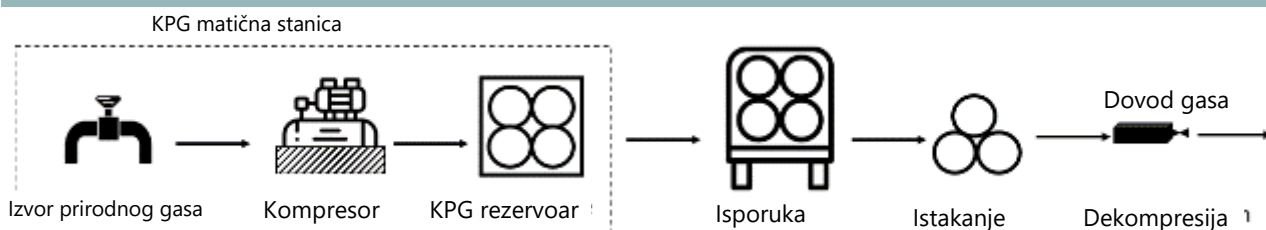
SLIKA 63 – SISTEM SNABDEVANJA UPG-OM ZA FERONIKL DRUMSKIM PUTEM



11.2 Virtuelni cevovod KPG

Koncept virtuelnog gasovoda KPG uključuje sistem koji omogućava transport prirodnog gasa u obliku komprimovanog gasa pomoću modula povezanih sa mobilnim platformama, koje se transportuju kamionima. Snabdevanje KPG-om u rasutom stanju sastoji se od nabavke/prijema iz gasovoda, kompresije, skladištenja, isporuke i dekompresije za kontinuirano snabdevanje klasičnoj distributivnoj mreži.

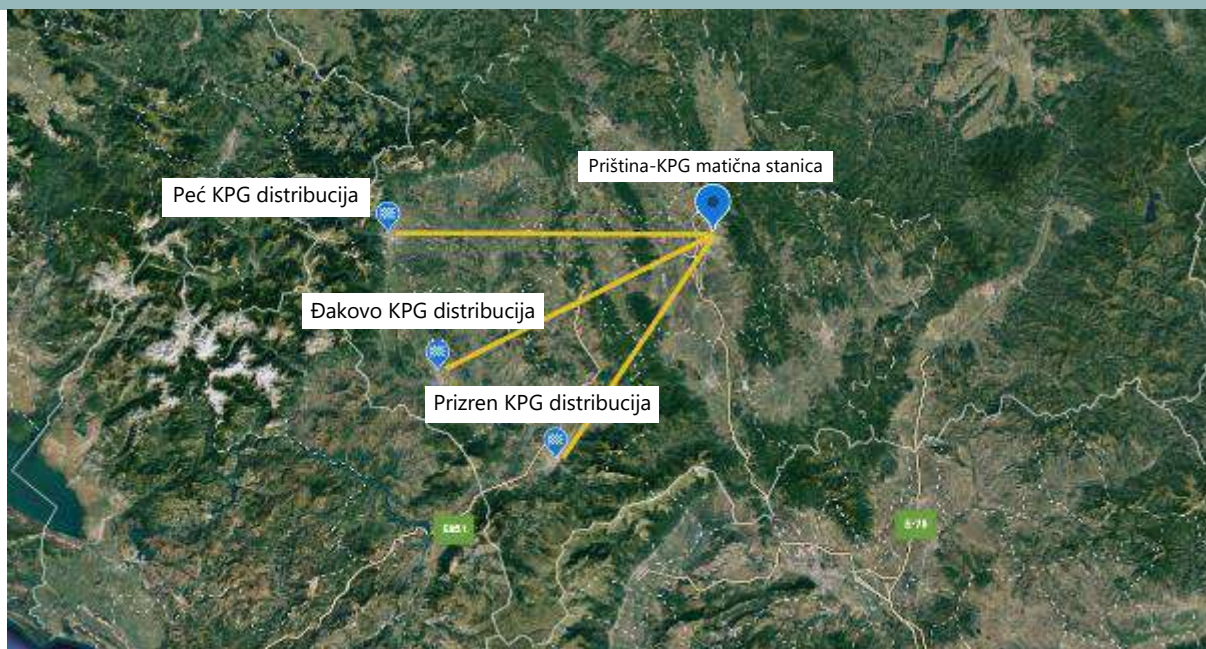
SLIKA 64 – LANAC SNABDEVANJA GASOM SA KPG KAO IZVOROM



11.2.1 KPG izvor

Pretpostavka je da će se matična stanica KPG-a nalaziti na području Prištine (preduslov je izgradnja transportnog gasovoda SKOPRI). Matična stanica je vrsta punionice koja se snabdeva prirodnim gasom direktnim priključkom na distributivnu ili transportnu gasnu mrežu i služi za punjenje prenosivih modularnih rezervoara. Sistem snabdevanja podrazumeva transport modularnih rezervoara KPG do dekompresijskih stanica koje se nalaze u gradovima Peć, Đakovica i Prizren. Dužina trasa snabdevanja ni u kom slučaju ne prelazi 100 km (u jednom pravcu).

SLIKA 65 – PUT SNABDEVANJA KPG-OM IZ PRIŠTINE



11.2.2 Metodologija optimizacije snabdevanja KPG

Osnovna pretpostavka je da će se snabdevanje KPG-om odvijati drumskim putem, pomoću kamiona sa prikolicama.

Na distributivnim lokacijama planirano je skladište KPG (grupa modularnih KPG rezervoara), koje je dimenzionisano tako da kapaciteti snabdevanja mogu da izdrže tri dana prekida isporuke KPG-a u svakoj konkretnoj godini.

Izvršena je optimizacija sistema snabdevanja, uzimajući u obzir sledeće tehničke parametre:

Prosečna količina isporučenog tereta u jednoj vožnji kamionom je 5.700 m³ prirodnog gasa.

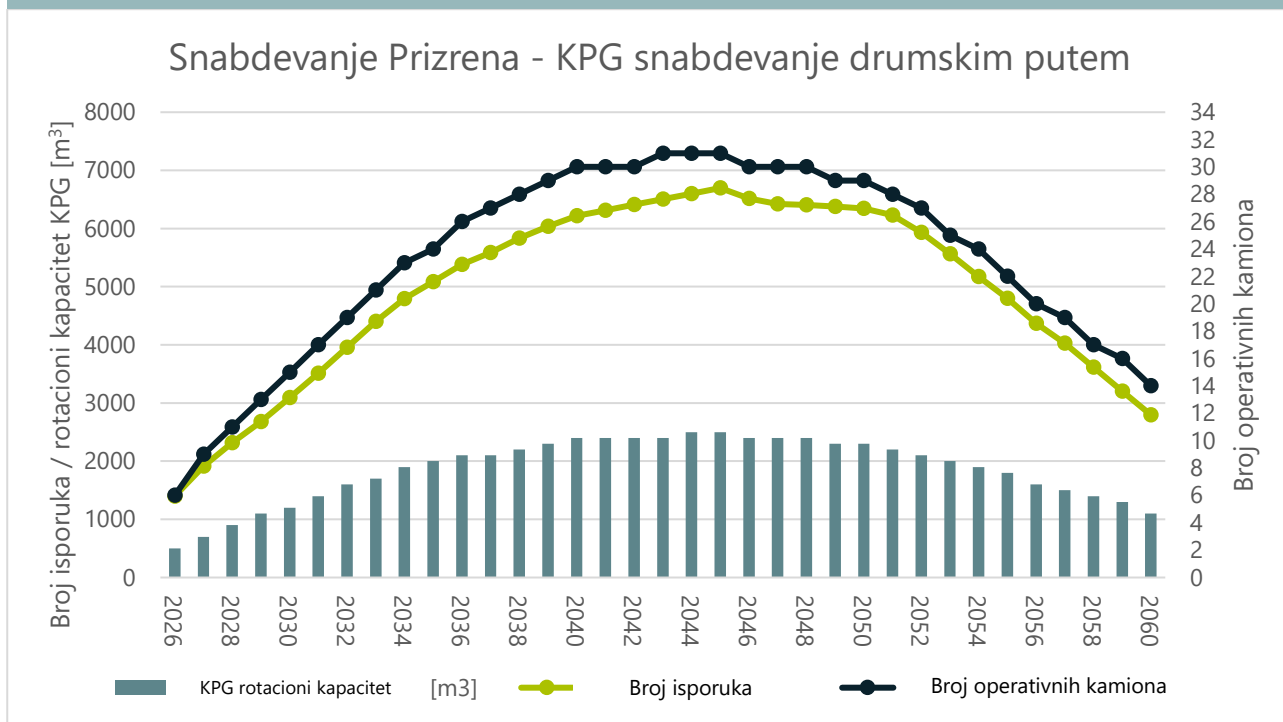
Minimalni kapacitet kompresora na strani matične stanice je 3.000 m³ (kapacitet kompresora se povećava u zavisnosti od potražnje potrošača KPG-a).

Cisterna za transport KPG može da obavi povratno putovanje koje uključuje utovar, izvlačenje, istovar i povratak do izvora KPG u istom danu.

11.2.3 Snabdevanje Prizrena

Za pokrivanje snabdevanja Prizrena gasom u posmatranom periodu potrebna je 31 funkcionalna kamion cisterna za KPG u špicu godine, čime će se realizovati ukupno skoro 6.700 isporuka. Pored toga, za tehničko funkcionisanje sistema potrebno je obezbediti 2.500 m³ rotacionih KPG rezervoara (praznih modularnih KPG rezervoara koji se pri isporuci zamenjuju punim). Imajući u vidu da se sistem sukcesivno unapređuje u pogledu operativnih kapaciteta i rezervoara, u početnoj godini potrebno je šest (6) operativnih kamiona i kapacitet od 500 m³ rotacionog skladišta KPG za kontinuirano snabdevanje tržišta Prizrena.

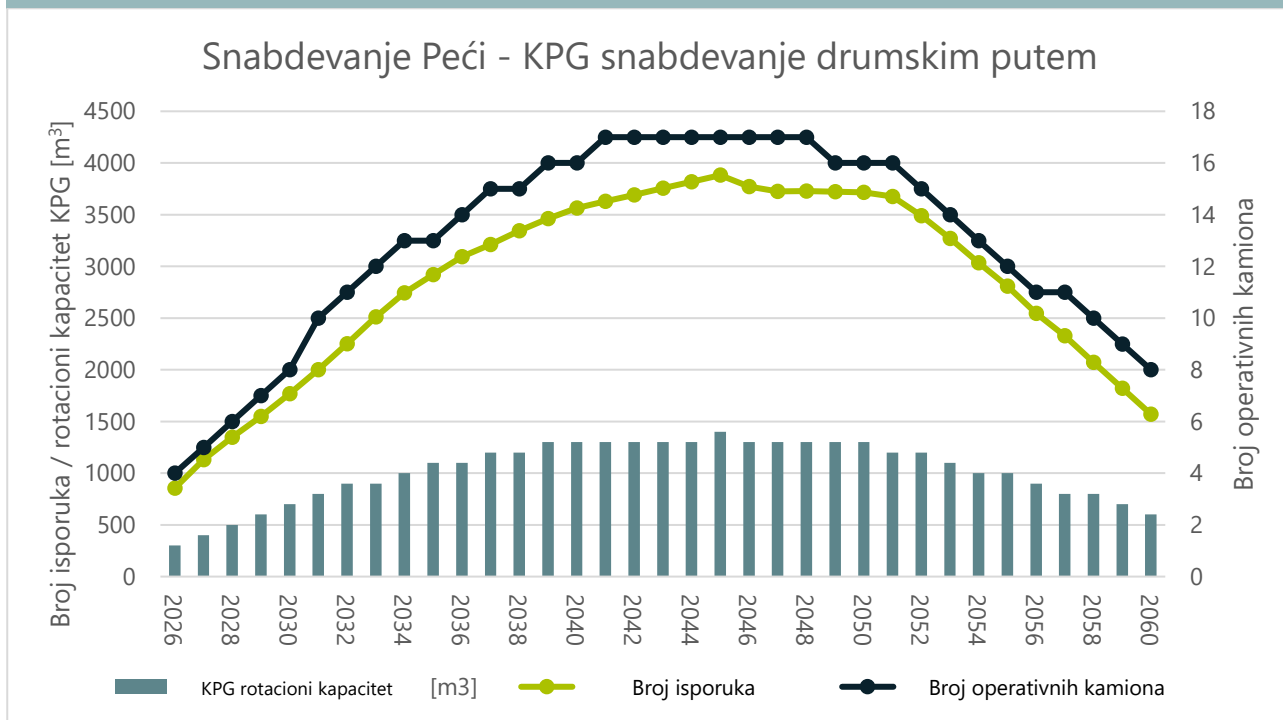
SLIKA 66 – SISTEM SNABDEVANJA KPG-OM ZA PRIZREN



11.2.4 Snabdevanje Peći

Potražnja u Peći u špicu godine može se zadovoljiti sa 17 pogonskih kamiona i dodatnim skladištima KPG-a kapaciteta 1.400 m³. Kamioni bi trebalo da obave skoro 3900 isporuka u datoj vršnoj godini. U početnoj godini projekta dovoljna su četiri (4) operativna kamiona, dok je dovoljan kapacitet skladišta KPG-a 300 m³.

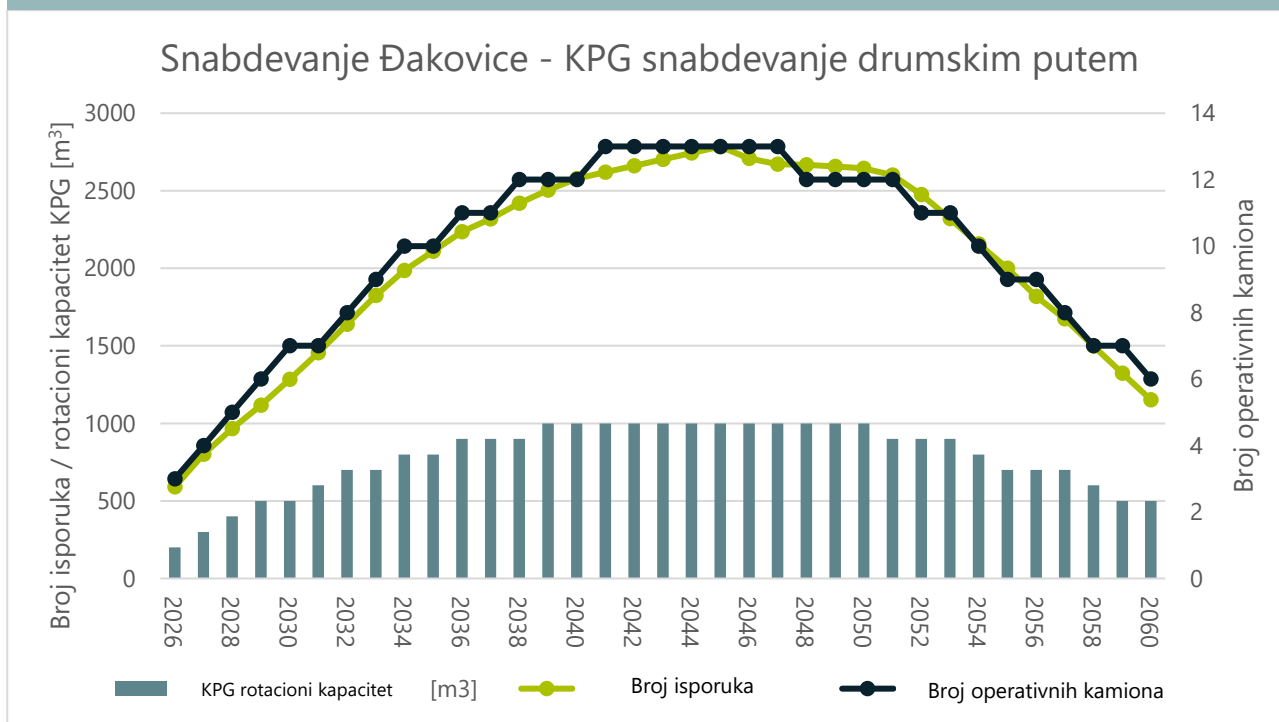
SLIKA 67 – SISTEM SNABDEVANJA KPG-OM ZA PEĆ



11.2.5 Snabdevanje Đakovice

Potencijalna potražnja područja Đakovice u špicu godine može da bude pokrivena sa 13 pogonskih KPG kamiona koji bi ostvarili ukupno oko 2.800 isporuka u konkretnoj godini. Osim toga, potreban je KPG modularni kapacitet skladišta od 1.000 m³. U početnoj godini projekta, tri (3) kamiona i skladište od 200 m³ su dovoljni da zadovolje potražnju.

SLIKA 68 – SISTEM SNABDEVANJA KPG-OM ZA ĐAKOVICU



11.3 Finansijska procena

Cilj finansijske analize je utvrđivanje troškova infrastrukture potrebne za snabdevanje krajnjih potrošača gasa na Kosovu sa UPG i KPG i izračunavanje prosečne cene (tarife) pružanja takvih usluga. Analiza ima za cilj da proceni da li bi UPG ili KPG mogli da predstavljaju alternativu razvoju transportne i, u slučaju velikog potrošača, distributivne mreže. Važno je naglasiti da obračunate prosečne tarife ne uključuju troškove prirodnog gasa koji bi se isporučio krajnjim potrošačima, već samo troškove infrastrukture za UPG i KPG. U tom smislu, tarifa za snabdevanje UPG i KPG je uporediva sa tarifom za prenos i distribuciju gasa.

Za poređenje gasa iz gasovoda i gasa koji se isporučuje kao UPG i KPG ekvivalent, pretpostavljeno je da će snabdevanje UPG i KPG gasom biti regulisane delatnosti. Kao i u slučaju gasa iz gasovoda, propis podrazumeva da subjekti koji se bave ovim delatnostima imaju pravo da ostvare dozvoljeni prihod koji bi trebalo da bude dovoljan da pokrije operativne troškove i troškove održavanja, amortizaciju i prinos na regulisanu osnovu sredstava. Kao i u slučaju gasa iz gasovoda, pretpostavljeno je da će regulisani subjekt imati pravo na realnu stopu prinosa od 8,3% godišnje.

11.4 Snabdevanje UPG-a

Ideja koja stoji iza snabdevanja UPG-om je obezbeđivanje prirodnog gasa u oblastima velike potrošnje. Kao što je ranije navedeno, UPG se može isporučiti bilo drumskim ili železničkim transportnim sredstvima. U slučaju drumskog transporta cisternama za prevoz UPG, UPG se može isporučiti na više područja potrošnje. Isporuka UPG-a vozom je ograničenija u smislu da železnička mreža stiže samo do određenih područja.

U slučaju drumskog transporta, UPG bi služio kao zamena za gasovod (Priština) i gasovod za prenos i distribuciju gasa (Šarce i Feronikl). U Prištini, kada se UPG isporuči u gradsko područje, i dalje bi bilo

neophodno razviti mrežu za distribuciju gasa za distribuciju prirodnog gasa do krajnjih potrošača. U slučaju industrijskih potrošača (Feronikl i Šarcem), UPG bi služio kao zamena i za transportnu i za distributivnu mrežu gasa jer je moguće instalirati UPG infrastrukturu na ulazu u ove industrijske potrošače.

11.4.1 Drumski saobraćaj

Za snabdevanje UPG lokacija na Kosovu, potrebna su ulaganja u sledeća sredstva sa odgovarajućim troškovima:

Cisterna za isporuku UPG: 300,000 €

Kontejneri za UPG: 2.000 €/m³

UPG isparivači: 10 €/m³ prirodnog gasa (pretpostavlja se glavni i rezervni sistem)

Ostale investicije: 25% ulaganja u kontejnere i isparivače

Objekti: 20% ulaganja u kontejnere, isparivače i druga ulaganja

Druge relevantne pretpostavke uključuju:

Period amortizacije: 35 godina za svu opremu i konstrukciju, osim za kamione koji se amortizuju za 15 godina;

Operativni troškovi za kamione:

Troškovi goriva: 1,5 €/litar

Kilometraža: 40 lit/100 km

Povratna ruta: 1,200 km

Vreme potrebno da se obavi povratno putovanje: 1 dan

Broj vozača po kamionu: 3

Bruto plata po vozaču: 2.500 €/mesec

Održavanje i osiguranje: 30.000 €/kamion/god

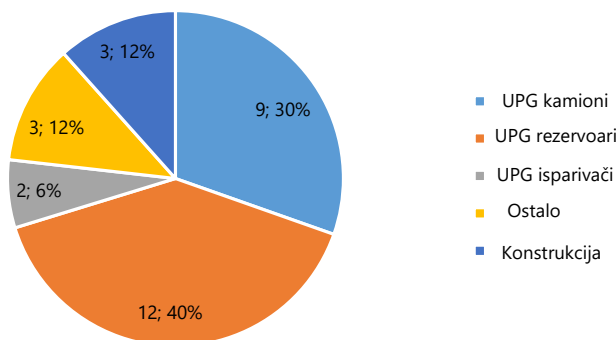
11.4.1.1 Priština

UPG infrastruktura je projektovana tako da omogući snabdevanje gasom samo gradskim područjima. Drugim rečima, ako se prirodni gas isporučuje Prištini (uključujući Obilić i Kosovo Polje) u obliku UPG-a, i dalje je neophodno razviti mrežu za distribuciju gasa za distribuciju gasa manjim potrošačima. Stoga, UPG predstavlja alternativu razvoju mreže za transport gasa u Prištini.

Na sledećoj slici prikazana je struktura investicionih troškova za Prištinski UPG koji iznosi 29,6 miliona €. Kao što pokazuje sledeća slika, glavne investicione komponente su UPG kamioni cisterne i UPG kontejneri.

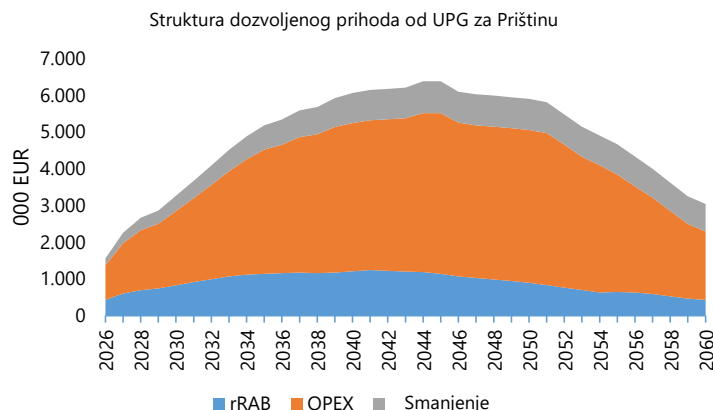
SLIKA 69 – STRUKTURA INVESTICIONIH TROŠKOVA U UPG INFRASTRUKTURU U PRIŠTINI

Struktura investicionih troškova u UPG infrastrukturu u Prištini u EUR



Slika 70 prikazuje strukturu dozvoljenih prihoda od UPG za Prištinu. Evidentno je da operativni troškovi dominiraju dozvoljenim prihodima, vođeni prvenstveno troškovima transporta (troškovi goriva i troškovi vozača). Dozvoljeni prihod ima za rezultat prosečnu tarifu za UPG usluge od nešto ispod šest €/MWh isporučenog prirodnog gasa.

SLIKA 70 – STRUKTURA DOZVOLJENOG PRIHODA OD UPG ZA PRIŠTINU



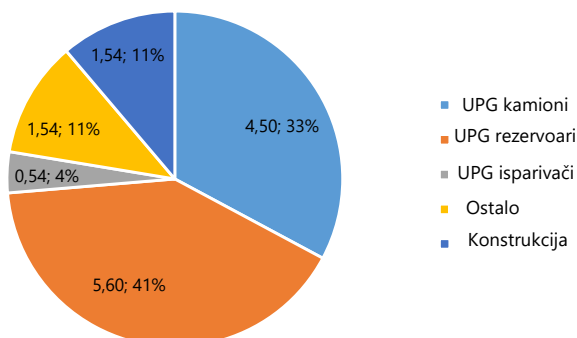
Kao što je nagovešteno na početku odeljka, UPG za Prištinu bi služio svrsi kao zamena za izgradnju mreže za transport gasa. Ipak, kada se rezultujuća tarifa za UPG za Prištinu uporedi sa tarifama za gasovod za transport prirodnog gasa, očigledno je da UPG Priština nije održiva opcija za ukupnu gasifikaciju Prištine. Rezultujuća tarifa od nešto ispod šest €/MWh, međutim, može biti prihvatljiva za određene velike potrošače ako SKOPRI ne bi bio izgrađen. Stoga, Konsultant zaključuje da snabdevanje UPG-a velikim centrima potrošnje kao što je Priština nije konkurentno po ceni u poređenju sa razvojem mreže za transport gasa. Ipak, u slučaju da je predviđena samo ograničena gasifikacija određenih distributivnih područja ili velikih potrošača (koji su voljni da snose veće troškove infrastrukture), snabdevanje UPG-om Prištine (ili drugih velikih korisnika ili distributivnih područja) može biti održiva alternativa sistemu za transport gasa. Navedeno je pokazano na nekoliko primera u odeljcima u nastavku.

11.4.1.2 Šarcem (Đeneral Janković)

Na sledećoj slici prikazana je struktura investicionih troškova za UPG za Šarcem koji iznosi 13,7 miliona €. Kao što pokazuje sledeća slika, glavne investicione komponente su UPG kamioni cisterne i UPG kontejneri.

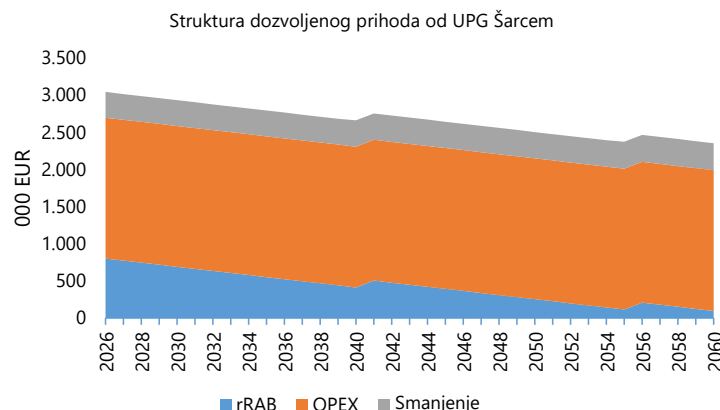
SLIKA 71 – STRUKTURA INVESTICIONIH TROŠKOVA U ŠARCEM

Struktura investicionih troškova u Šarcem u EUR



Slika 72 prikazuje strukturu dozvoljenih prihoda od UPG za Šarcem. Evidentno je da operativni troškovi dominiraju dozvoljenim prihodima, vođeni prvenstveno troškovima transporta (troškovi goriva i troškovi vozača). Rezultujuća tarifa za UPG je nešto ispod 6 €/MWh.

SLIKA 72 – STRUKTURA DOZVOLJENOG PRIHODA OD UPG ŠARCEM



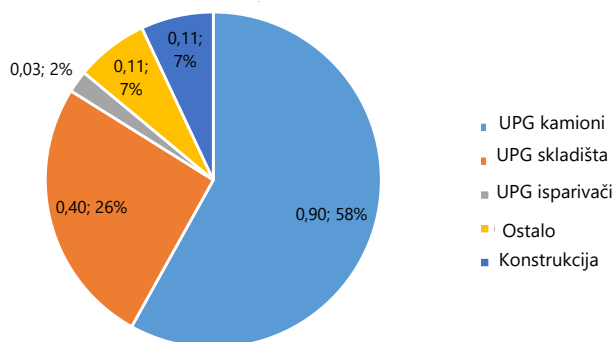
Rezultujuća tarifa za Šarcem je viša od tarife za transportnu mrežu (i u scenariju gasifikacije većeg i manjeg obima), mada razlika nije toliko značajna u slučaju scenarija gasifikacije većeg obima. Stoga, investicija u UPG za Šarcem predstavlja alternativu ako je potrebno snabdevanje Šarcem-a gasom, a ne postoji mreža za transport gasa na Kosovu.

11.4.1.3 Feronikl (Glogovac)

Na sledećoj slici prikazana je struktura investicija za UPG za Šarcem koje iznose 1,55 miliona €. Kao što pokazuje sledeća slika, više od polovine svih investicionih troškova (58%) odnosi se na ulaganja u UPG kamione cisterne. Takvi investicioni troškovi imaju za rezultat tarifu za UPG od 5,4 €/MWh.

SLIKA 73 – STRUKTURA INVESTICIONIH TROŠKOVA

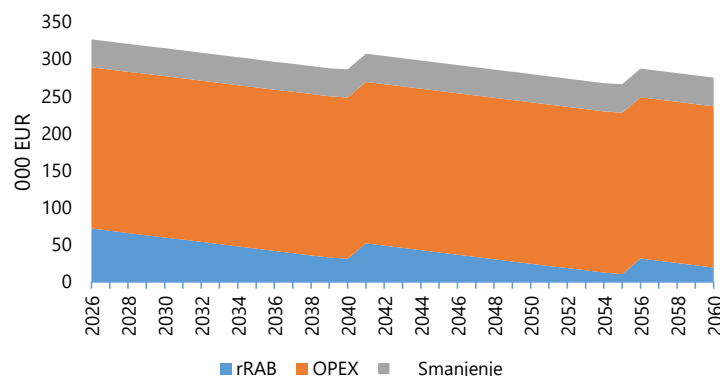
Struktura investicionih troškova od UPG za Feronikl u EUR



Slika 74 prikazuje strukturu dozvoljenih prihoda od UPG za Feronikl. Evidentno je da, baš kao i u slučaju Prištine i Đeneral Jankovića, operativni troškovi dominiraju dozvoljenim prihodima.

SLIKA 74 – STRUKTURA DOZVOLJENOG PRIHODA OD UPG ZA FERONIKL

Struktura dozvoljenog prihoda od UPG za Feronikl



Tarifa za UPG od nešto iznad 5,4 €/MWh može se smatrati troškovno konkurentnom u poređenju sa tarifom za prenos gasa.

11.4.2 Železnički transport

Kao što je naznačeno na početku ovog odeljka, železnički transport UPG-a do Prištine predstavlja zamenu za razvoj mreže za transport gasa.

Prilikom sprovođenja analize, napravljene su sledeće pretpostavke:

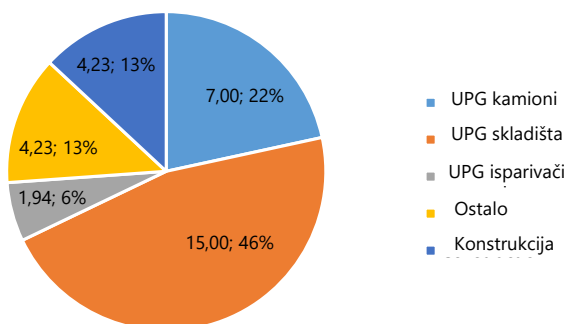
Tehnički vek vozniha vagona: 35 godina

Cena povratnog transporta železnicom: 35,000 €

Na sledećoj slici prikazana je struktura investicija za železnički transport UPG-a za Prištinu koje iznose 32,41 miliona €. Kao što pokazuje sledeća slika, više od polovine svih investicionih troškova odnosi se na ulaganja u kontejnere za transport UPG-a.

SLIKA 75 – STRUKTURA INVESTICIONIH TROŠKOVA U ŽELEZNIČKI TRANSPORT UPG-A ZA PRIŠTINU

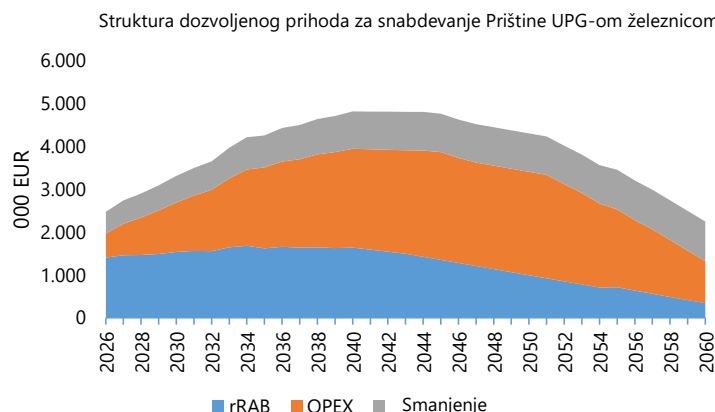
Struktura investicionih troškova u železnički transport UPG-a za Prištinu u EUR



Dobijena cena (tarifa) za železničku mrežu za UPG procenjena je na nešto iznad 5,3 €/MWh prirodnog gasa. Ovo je neznatno niže nego u slučaju snabdevanja UPG-om drumskim transportom.

Slika 76 prikazuje strukturu dozvoljenih prihoda za Prištinsku UPG infrastrukturu železnicom. Za razliku od snabdevanja UPG-om kamionima gde OPEX predstavljaju dominantne troškove, snabdevanje UPG-a železnicom je kapitalno intenzivnija, što se vidi iz većeg udela amortizacije i prinosa na regulisanu osnovu imovine.

SLIKA 76 – STRUKTURA DOZVOLJENOG PRIHODA ZA SNABDEVANJE PRIŠTINE UPG-OM ŽELEZNICOM



Kao što je nagovešteno na početku odeljka, železnički transport UPG-a za Prištinu bi služio svrsi kao zamena za izgradnju cevovoda za transport gasa. Sa rezultujućom tarifom od 5,3 €/MWh, UPG železnicom nije isplativa opcija u slučaju postojanja velikih potrošača kao što su gasne elektrane. Bez obzira, **i u slučaju ograničene potražnje, recimo u slučaju nepostojanja gasne elektrane kao glavnog potrošača, snabdevanje UPG-om železnicom predstavlja opciju koju treba razmotriti.** S druge strane, snabdevanje UPG-om železnicom nije primenljivo na potražnju ispod određenog praga zbog minimalne veličine železničke kompozicije.

11.4.3 Zaključci o snabdevanju UPG-om

Sledeća tabela daje poređenje UPG tarifa za analizirana područja potrošnje. U poređenju sa razvojem mreže za prenos gasa, dobijene tarife su više i manje konkurentne. Ipak, UPG bi se mogao smatrati opcijom u slučaju da na Kosovu ne postoji gasna elektrana ili za ograničenu gasifikaciju jednog ili više distributivnih područja i/ili velikih potrošača koji imaju ekonomski razlog da prihvate višu tarifu, tj. u slučaju da potražnja za gasom na Kosovu nije dovoljna da opravda izgradnju mreže za transport gasa. Pored toga, za razliku od infrastrukture gasovoda, infrastruktura za UPG ima manju verovatnoću da postane "nasukano sredstvo".

TABELA 37 – POREĐENJE TARIFA ZA UPG

	Tarifa [€/MWh]
Priština	5,96
Glogovac (Feronikl)	5,41
Šarcem	5,91
Priština vozom	5,26

11.5 Snabdevanje KPG-om

Da bi procenio troškove snabdevanja KPG-om, Konsultant je analizirao sledeće tri opštine: Prizren, Peć i Đakovica. Da bi se uspostavilo snabdevanje KPG-om, pretpostavljalo se da će stanica za KPG biti uspostavljena u Prištini. Gas bi se komprimovao i ubrizgavao u kamione za transport KPG-a i transportovao do opštine i uskladištio u kontejnerima za KPG.

Sa finansijskog aspekta, pretpostavljaju se sledeći CAPEX troškovi:

Kamion sa prikolicom i rezervoari za KPG: 400.000 €

Modularno skladište KPG-a: 10.000 €/m³

Matična stanica KPG (uključujući zgradu, trafostanicu, instalaciju, nadstrešnicu, rasvetu, ogradu, projekat, dozvole): 1.900.000 €

Kompresori, rezervoar visokog pritiska i električni orman (pretpostavlja se glavni i rezervni sistem): 1.150.000 €

Priključak merača masenog protoka (punjenje vozila i prikolice): 150.000 €

Izgradnja: povećanje od 300.000 € za sukcesivno povećanje dodatnog kapaciteta kompresora

Druge relevantne pretpostavke uključuju:

Period amortizacije

KPG kamion i KPG kompresor: 15 godina

KPG kontejner, KPG stanica, dispencer za prikolice: 35 godina

Operativni troškovi za kamione:

Troškovi goriva: 1,5 €/litar

Kilometraža: 40 lit/100 km

Povratna ruta: 180 km

Broj vozača po kamionu: 1

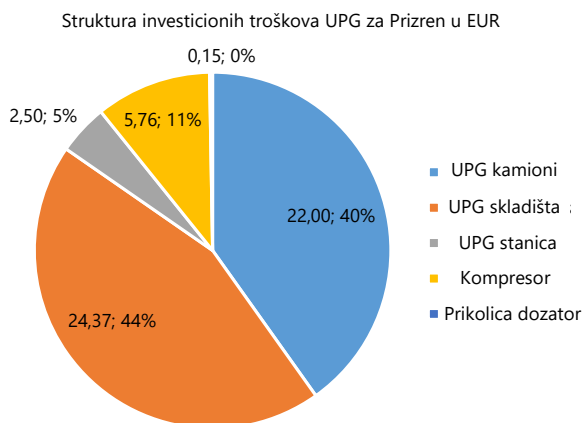
Bruto plata po vozaču: 2.500 €/mesec

Održavanje i osiguranje: 30.000 €/kamion/god

11.5.1.1 Prizren

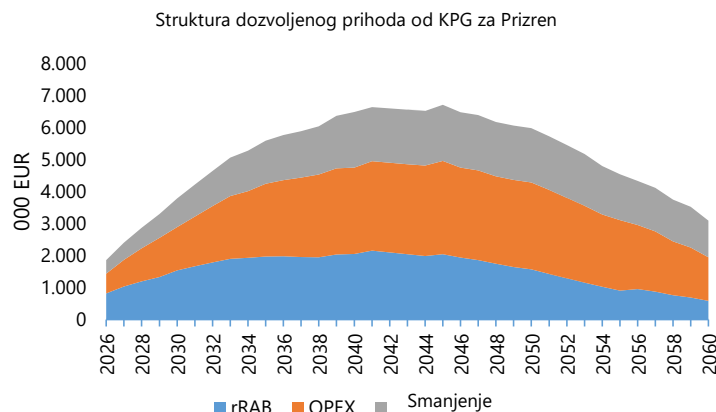
Sledeća slika prikazuje strukturu investicionih troškova za Prizren. Ukupni procenjeni troškovi investicije iznose 54,78 miliona €. Investicije u kontejnere za KPG u Prizrenu predstavljaju najveći deo ukupnih investicija i iznose 44%. Druga najveća investiciona kategorija su kamioni za transport KPG sa učešćem u ukupnoj investiciji od 40%.

SLIKA 77 – STRUKTURA INVESTICIONIH TROŠKOVA



Slika 78 prikazuje strukturu dozvoljenih prihoda opciju UPG za Prizren. Analiza ima za rezultat prosečnu cenu transporta KPG-a za Prizren na nešto iznad 19 €/MWh prirodnog gasa.

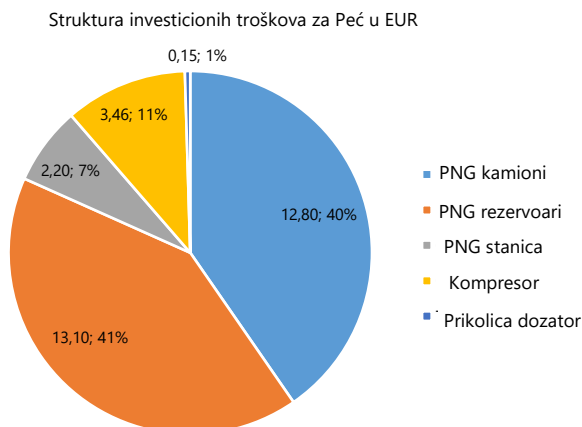
SLIKA 78 – STRUKTURA DOZVOLJENOG PRIHODA OD KPG ZA PRIZREN



11.5.1.2 Peć

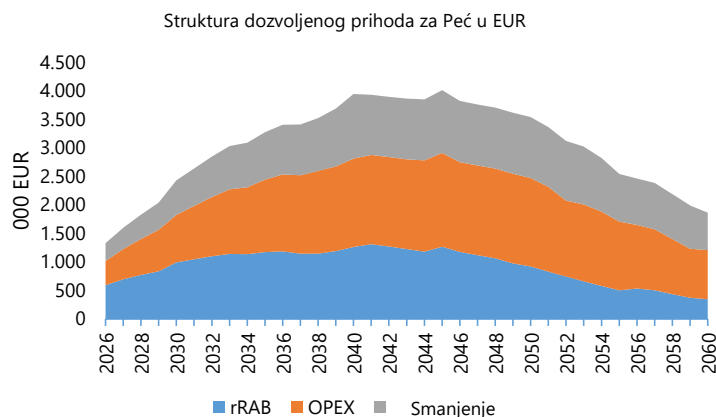
Sledeća slika prikazuje strukturu investicionih troškova za Peć. Ukupni procenjeni troškovi ulaganja iznose 31,7 miliona €. Investicija u kontejner za PNG u Peći predstavlja najveći deo ukupnih investicija i iznosi 41%.

SLIKA 79 – STRUKTURA INVESTICIONIH TROŠKOVA



Sledeća slika prikazuje strukturu dozvoljenih prihoda od KPG za Prizren. Na osnovu analize, prosečna tarifa za KPG za Peć je nešto ispod 20 €/MWh.

SLIKA 80 – STRUKTURA DOZVOLJENOG PRIHODA OD UPG ZA PEĆ

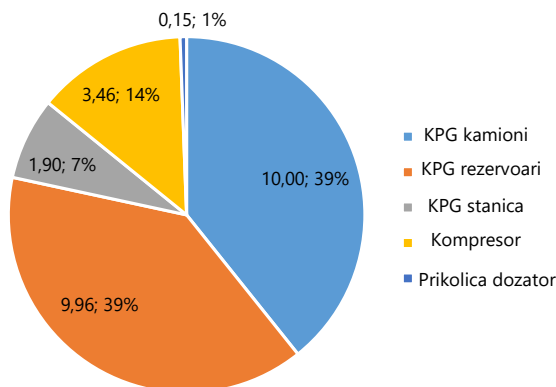


11.5.1.3 Đakovica

Sledeća slika prikazuje strukturu investicionih troškova za Đakovicu. Ukupni procenjeni troškovi ulaganja iznose 25,47 miliona €. Investicije u kamione za KPG za Peć predstavljaju najveći deo ukupnih investicija i iznose 39%.

SLIKA 81 – STRUKTURA INVESTICIONIH TROŠKOVA

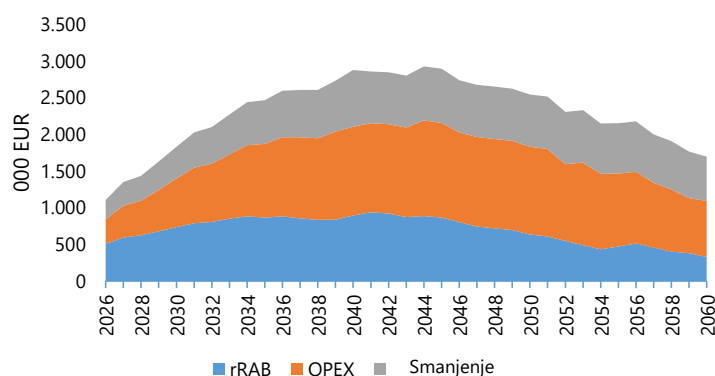
Struktura investicionih troškova za Đakovicu za KPG u EUR



Sledeća slika prikazuje strukturu dozvoljenih prihoda od KPG za Đakovicu. Na osnovu analize, prosečna tarifa za KPG za Đakovicu iznosi oko 21 €/MWh.

SLIKA 82 – STRUKTURA DOZVOLJENOG PRIHODA ZA KPG ZA ĐAKOVICU

Struktura dozvoljenog prihoda za KPG za Đakovicu



11.5.2 Zaključci o snabdevanju KPG-om

Analiza tri moguće opštine za korišćenje KPG pokazuje da bi prosečna tarifa KPG infrastrukture iznosila preko 19 €/MWh. Ovako visoke tarife čine upotrebu KPG-a nekonkurentnom u bilo kom scenariju (gasifikacije manjeg i većeg obima). Stoga, Konsultant zaključuje da se KPG može smatrati opcijom samo za određene korisnike koji nemaju alternativu osim KPG-a u slučaju da se ne izgradi Prsten.

TABELA 38 – POREĐENJE TARIFA ZA UPG

Opština	Investicija	OPEX	Ukupno	Ukupna potražnja za prirodnim gasom [GW]	Prosečna tarifa [€/MWh]
	[000 €]				
	[1]	[2]	[3] = [1] + [2]		
Prizren	54.776	75.845	130.621	9.660	19.0
Peć	34.006	43.307	77.313	5.590	20.0
Đakovica	25.469	34.512	59.981	4.016	21,1

12 POREĐENJE SA SITUACIJOM „BEZ PROJEKTA“

Agendu dekarbonizacije podstiče cilj EU da značajno smanji emisije gasova staklene bašte do 2050. godine. To će uticati na sve evropske zemlje, uključujući Kosovo. Implikacije dekarbonizacije za energetske sektor biće postepeno ukidanje elektrana na fosilna goriva koje nisu prihvatljive za životnu sredinu i povećanje udela obnovljive energije.

Prirodni gas predstavlja mogući prelazni put ka dekarbonizovanom energetske sektoru Kosova. U ovom scenariju, prirodni gas bi zamenio stare elektrane na lignit i obezbedio bi izvor energije za novu gasnu elektranu. Uzimajući u obzir ekonomski životni vek gasne mreže i gasnih elektrana, prirodni gas bi mogao da igra važnu ulogu u narednim decenijama, ali bi do sredine veka postepeno bio zamenjen gorivima koji su ekološki prihvatljiviji.

U slučaju da Kosovo ne odluči da razvije gasnu mrežu, dekarbonizacija njegovog energetske sektora mogla bi da krene drugim putem. Proizvodnja električne energije na Kosovu u velikoj meri zavisi od elektrana na lignit. Projekcije budućih maloprodajnih cena električne energije u nedavno objavljenoj studiji Sekretarijata Energetske zajednice pokazuju da bi uvođenje cena ugljenika učinilo postojeće elektrane na lignit neekonomičnim, što bi dovelo do povećanja maloprodajnih cena električne energije ³⁷

Štaviše, uvođenje gasnih mreža bi doprinelo povećanju upotrebe gasa za grejanje, omogućavajući supstituciju dalje od neodržive biomase. Prema podacima EUROSTAT-a, udeo biomase u sektoru domaćinstava (koja se prvenstveno koristi za grejanje i kuvanje) iznosi dve trećine ukupne finalne potrošnje energije domaćinstava. Stoga bi kontinuirano oslanjanje na biomasu, osim što je neodrživo, doprinelo i lokalnom zagađenju izazvanom sagorevanjem biomase.

Na kraju, scenario bez projekta bi verovatno doprineo sledećem:

Rastu maloprodajnih cena električne energije na Kosovu

Kontinuiranom oslanjanju na neodrživu biomasu i rezultirajuće lokalno zagađenje vazduha

Izazovima u prilagođavanju povremenih obnovljivih izvora energije u električnu mrežu

Većem oslanjanju na uvozu električnu energiju.

³⁷ Sekretarijat Energetske zajednice, „Projekcija cena ugljenika za Energetsku zajednicu“. 2021. [Online]. Dostupno na: https://www.euneighbours.eu/sites/default/files/publications/2021-01/Kantor_carbon_012021.pdf

13 BIBLIOGRAFIJA

- [1] Medium Term Expenditure Framework 2022-2024, Ministry of Finance, Labour and Transfers, April 2021.
- [2] Kosovo Population Projection 2017-2061, Kosovo Agency of Statistics, Prishtina, December 2017.
- [3] MCC Social and Behaviour Change, Project No. 95332418C0288, Kosovo Energy Sector, Formative Research Findings Report, July, 2021.
- [4] ACER, „Report on NRAs Survey - Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations,” 10/07/2020.
- [5] egis, „Feasibility study for North Macedonia – Kosovo gas interconnection & ESIA Scoping,” WBIF, IPF9, 2012 and ongoing.
- [6] IRENA, „ Study on Hydrogen from renewable power,” 2018.
- [7] M. G. P.O. Bjork, „A feasibility study of Hydrogen Distribution in present natural gas pipeline systems,” *Goteborg University/Chalmers University of Technology, Physics and Engineering Physics, Physical Resource Theory*.
- [8] M. L. A. O. A. S. T. W. S. Kuczynski, „Thermodynamic and Technical Issues of Hydrogen and Methane-Hydrogen Mixtures Pipeline Transmission,” *AGH University of Science and Technology, Drilling, Oil and Gas Faculty, Krakow PL30059, Poland*, t. 569, Engineers 2019.
- [9] B. & V. p. N. 43138, „AE Prefeasibility Study – 2019/2020 Kosovo Compact Energy Sector,” US Army Corps of Engineers, Europe Division, 2020.
- [10] D. A. Kirchgessner, R. A. Lott, R. M. Cowgill, M. R. Harrison i T. M. Shires, „Estimate of methane emissions from the U.S. natural gas industry, *Chemosphere*, Vol. 35, No.6, pp. 1365-1390,” Elsevier Science Publisher Ltd, City Name, 1997.
- [11] E. Comission, *The Third Energy Package consisting of two Directives and three Regulations*, European Comission, 2009.
- [12] J. Savickis, L. Zemite, I. Bode i L. Jansons, „Natural gas metering and its accuracy in the smart gas supply systems,” *Latvian journal of physics and technical sciences*, t. N 5, 2020.
- [13] L. Campbell, M. Campbell i D. Epperson, „Methane emissions from the natural gas industry, volume 9: underground pipelines, EPA-600/R-96-080i,” U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, Washington, D.C., (June 1996).
- [14] B. Lamb, H. Westberg, R. Kashinkunti, P. Czepiel, P. Crill, R. Harriss, C. Kolb i J. McManus, „Oxidation of methane in soils from underground natural gas pipeline leaks, GRI-94-0257.35,” Gas Research Institute, Chicago, IL, (July 1996).
- [15] U.S. Department of Transportation, „RSPA Form No. 7100.2-1(11-85),” U.S. Department of Transportation, Office of Pipeline Safety, Washington, D.C., (1991).

ANEKS 1: BLOK DIJAGRAMI TOKA I HIDRAULIČKI PRORAČUNSKI MODELI PO SCENARIJU

Preliminarni scenario hidrauličkog proračuna

Ovaj scenario je prvobitno razvijen da omogući procenu hidraulike sistema i potrebnih parametara gasovoda. To je zauzvrat omogućilo preliminarnu procenu CAPEX-a. Na sledećoj slici je prikazan blok dijagram toka za preliminarni hidraulički proračun.

SLIKA 83 – OSNOVNI BLOK DIJAGRAM TOKA

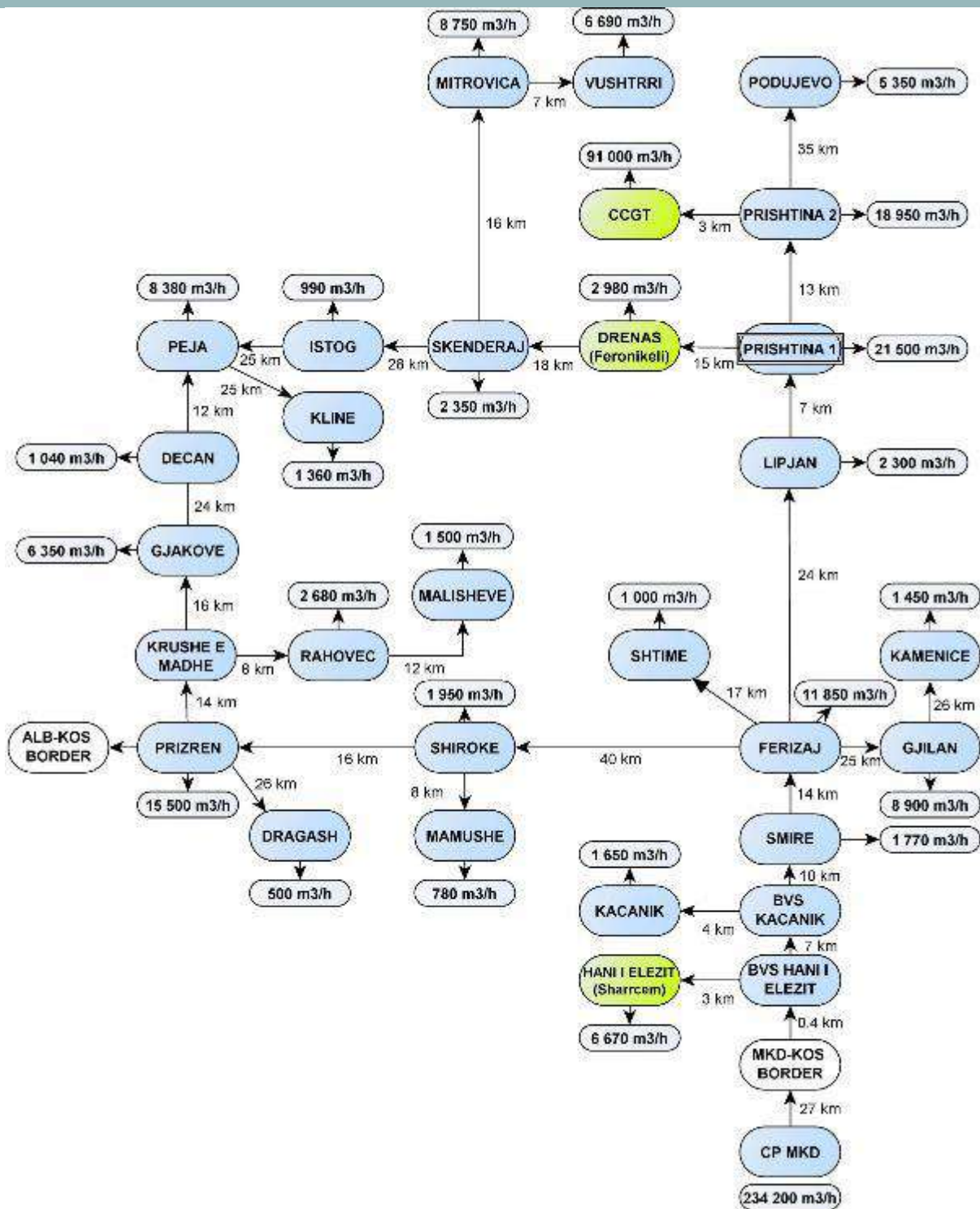


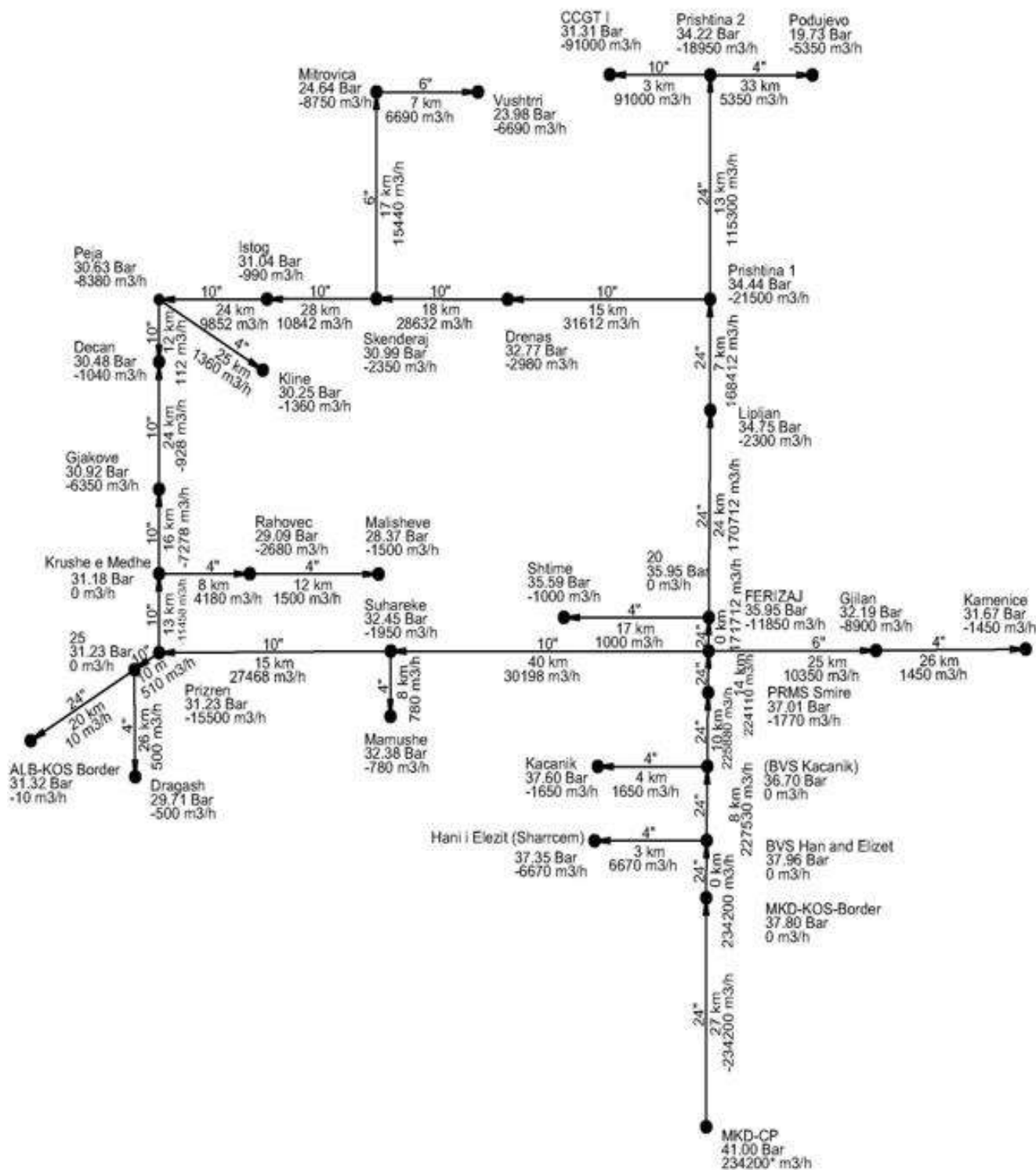
Tabela 39 prikazuje rezultate hidrauličkih proračuna. U tabeli su prikazani utvrđeni optimalni prečnici gasovoda za svaku datu deonicu i izračunat pritisak gasa na kraju svake deonice cevovoda.

Analize su pokazale da će za utvrđene prečnike i pritiske u svakom cevovodu biti sprovedeno 100% potrebne toplotne vrednosti (u MWh). S tim u vezi, ako se vodonik transportuje istim cevovodima, istih prečnika, prenosi se oko 75% potrebne toplotne vrednosti.

TABELA 39 – REZULTATI PRELIMINARNIH HIDRAULIČKIH PRORAČUNA					
	Br.	Deonica	Dužina (km)	Prečn. (inch)	Pritisak na kraju deonice (barg)
MKD/KOS	0	MKD Tačka spajanja - MKD/KOS Granica	27,0	24	37,80
	1-1	MKD/KOS Granica - BS Đeneral Janković	0,4	24	37,96
	1-2	BS Đeneral Janković - BS Kačanik	7,5	24	36,70
	2	BS Kačanik - Smira	9,8	24	37,01
	3	Smira - Uroševac	14,2	24	35,95
	4	Uroševac - Lipljan	24,2	24	34,75
	5	Lipljan - Priština	6,7	24	34,44
	6	Priština 1 - Priština 2	12,7	24	34,22
Gasni prsten	7	Uroševac - Suva Reka	39,6	10	32,45
	8	Suva Reka - Prizren	15,3	10	31,23
	9	Prizren - Velika Kruša	13,3	10	31,18
	10	Velika Kruša- Đakovica	15,5	10	30,92
	11	Đakovica - Dečani	24,0	10	30,48
	12	Dečani - Peć	12,0	10	30,63
	13	Peć- Istok	24,0	10	31,04
	14	Istok - Srbica	28,0	10	30,99
	15	Glogovac - Srbica	17,7	10	30,99
	16	Priština 1 – Glogovac (Drenas)	14,7	10	32,77
Transportne grane	17	Srbica - Mitrovica	16,5	6	24,64
	18	Mitrovica - Vučitrn	7,2	6	23,98
	19	Uroševac - Gnjilane	24,9	6	32,19
	20	Gnjilane - Kosovska Kamenica	26,0	4	31,67
	21	Velika Kruša- Orahovac	8,0	4	29,03
	22	Orahovac - Mališevo	12,0	4	28,37
	23	Uroševac - Štimlje	16,7	4	35,59
	24	Peć - Klina	25,0	4	30,25
	25	BS Kačanik - Kačanik	4,0	4	37,60
	26	Prizren-Dragaš	26,0	4	29,71
	27	Priština 2 – Podujevo	33,0	4	19,73
	28	Suva Reka - Mamuše	8,0	4	32,38
	29	BS Đeneral Janković - Đeneral Janković (Šarcem)	2,7	4	37,35

Sledeća slika prikazuje hidraulički model za preliminarni scenario gasifikacije.

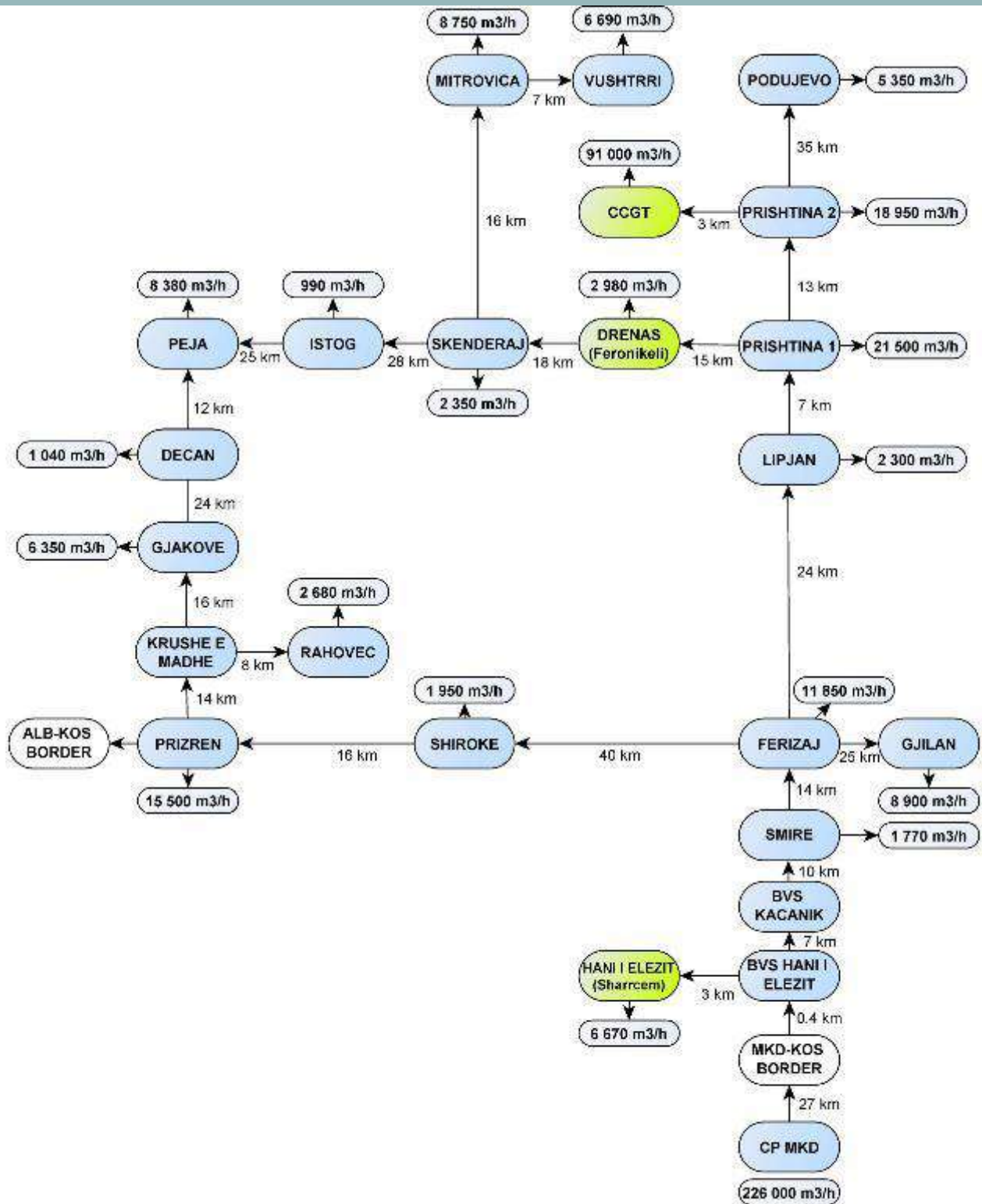
SLIKA 84 – HIDRAULIČKI MODEL ZA PRELIMINARNI SCENARIO GASIFIKACIJE



Hidraulički proračun za scenario gasifikacije većeg obima.

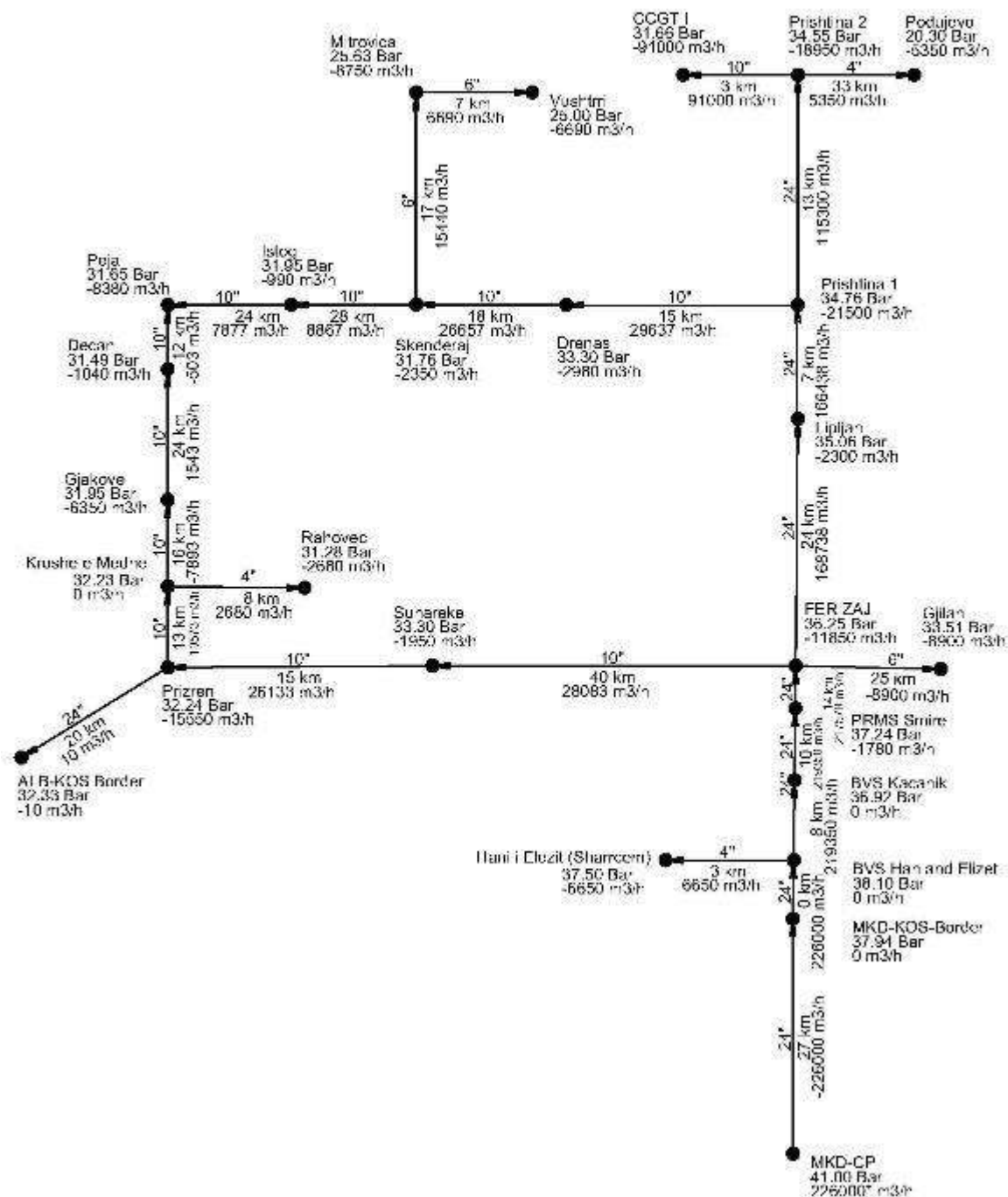
Sledeća slika predstavlja blok dijagram toka za scenario gasifikacije većeg obima.

SLIKA 85 – BLOK DIJAGRAM TOKA ZA SCENARIO GASIFIKACIJE VEĆEG OBIMA.



Sledeća slika prikazuje blok dijagram scenario gasifikacije većeg obima.

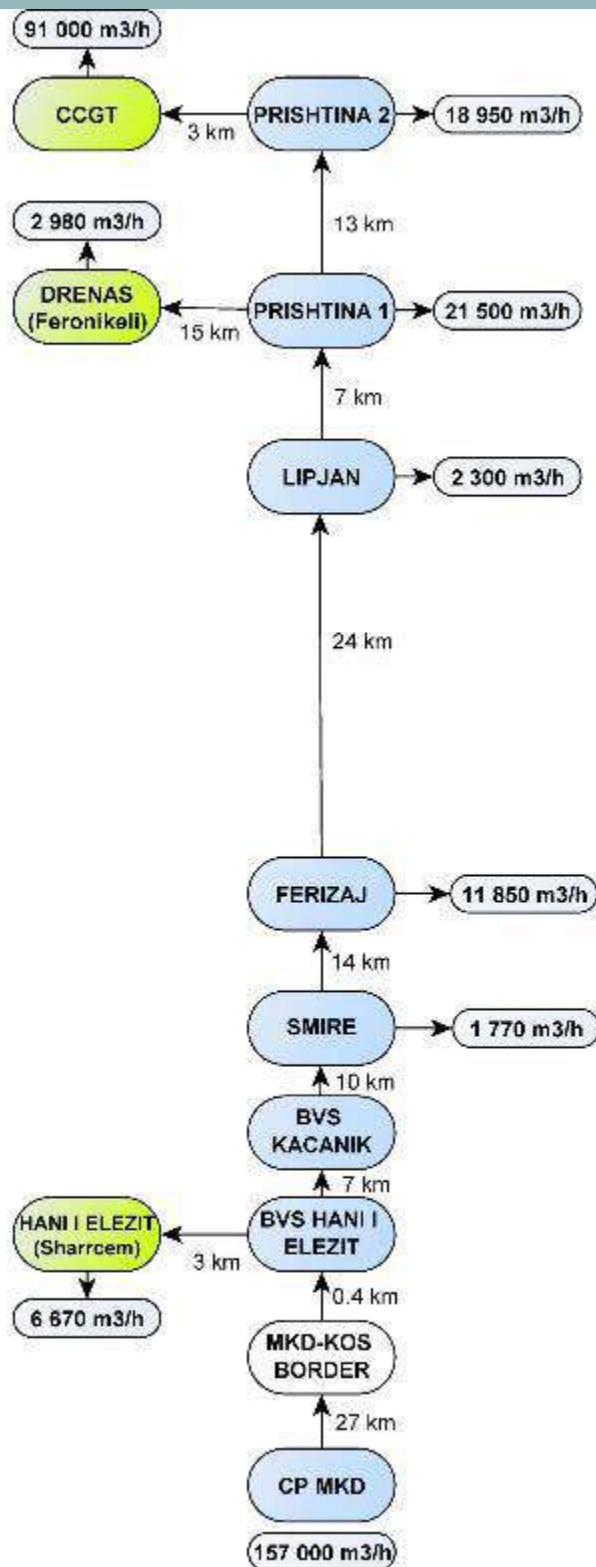
SLIKA 86 – HIDRAULIČKI MODEL ZA SCENARIO GASIFIKACIJE VEĆEG OBIMA.



Hidraulički proračun za scenario gasifikacije manjeg obima.

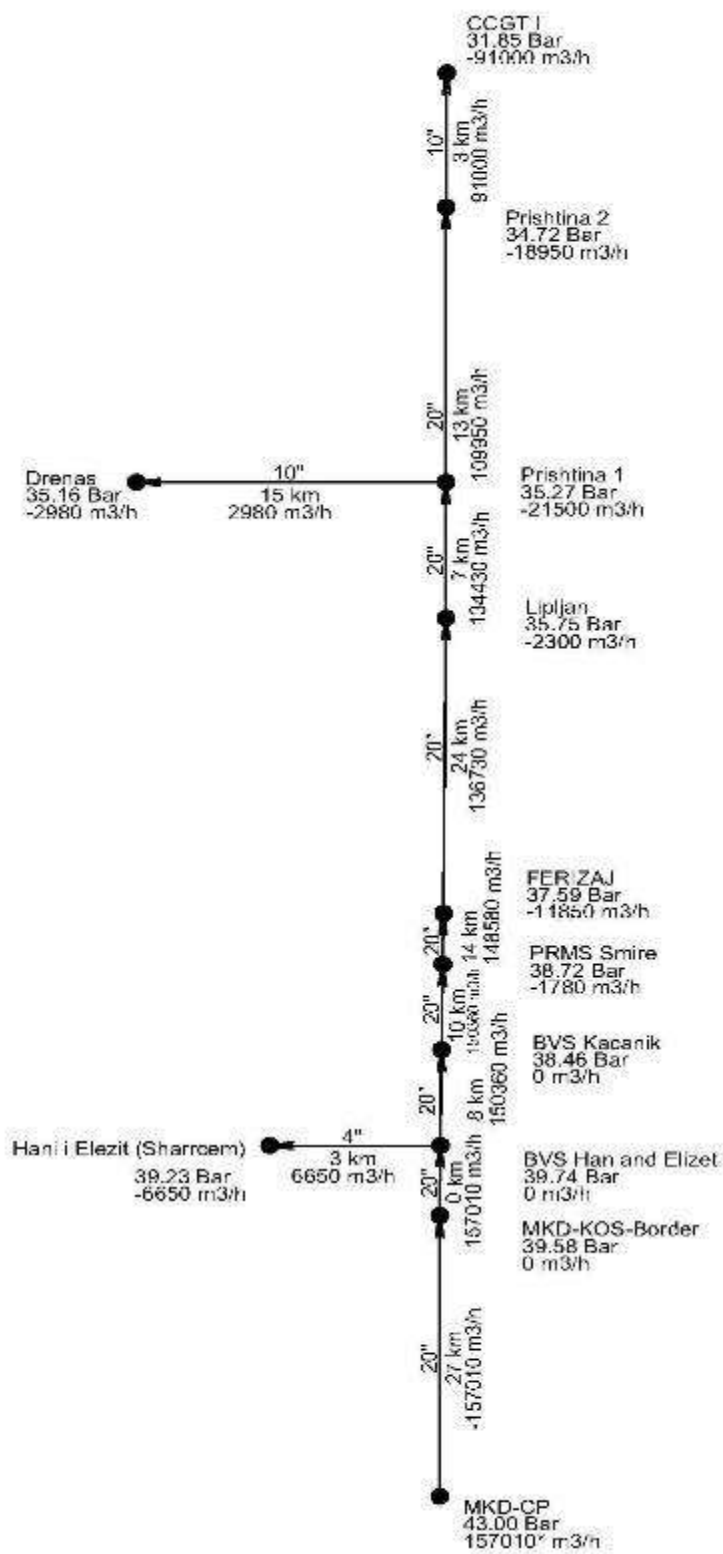
Sledeća slika predstavlja blok dijagram toka za scenario gasifikacije manjeg obima.

SLIKA 87 – BLOK DIJAGRAM TOKA ZA SCENARIO GASIFIKACIJE MANJEG OBIMA.



Sledeća slika prikazuje hidraulički model za scenario gasifikacije manjeg obima.

SLIKA 88 – HIDRAULIČKI MODEL ZA SCENARIO GASIFIKACIJE MANJEG OBIMA.

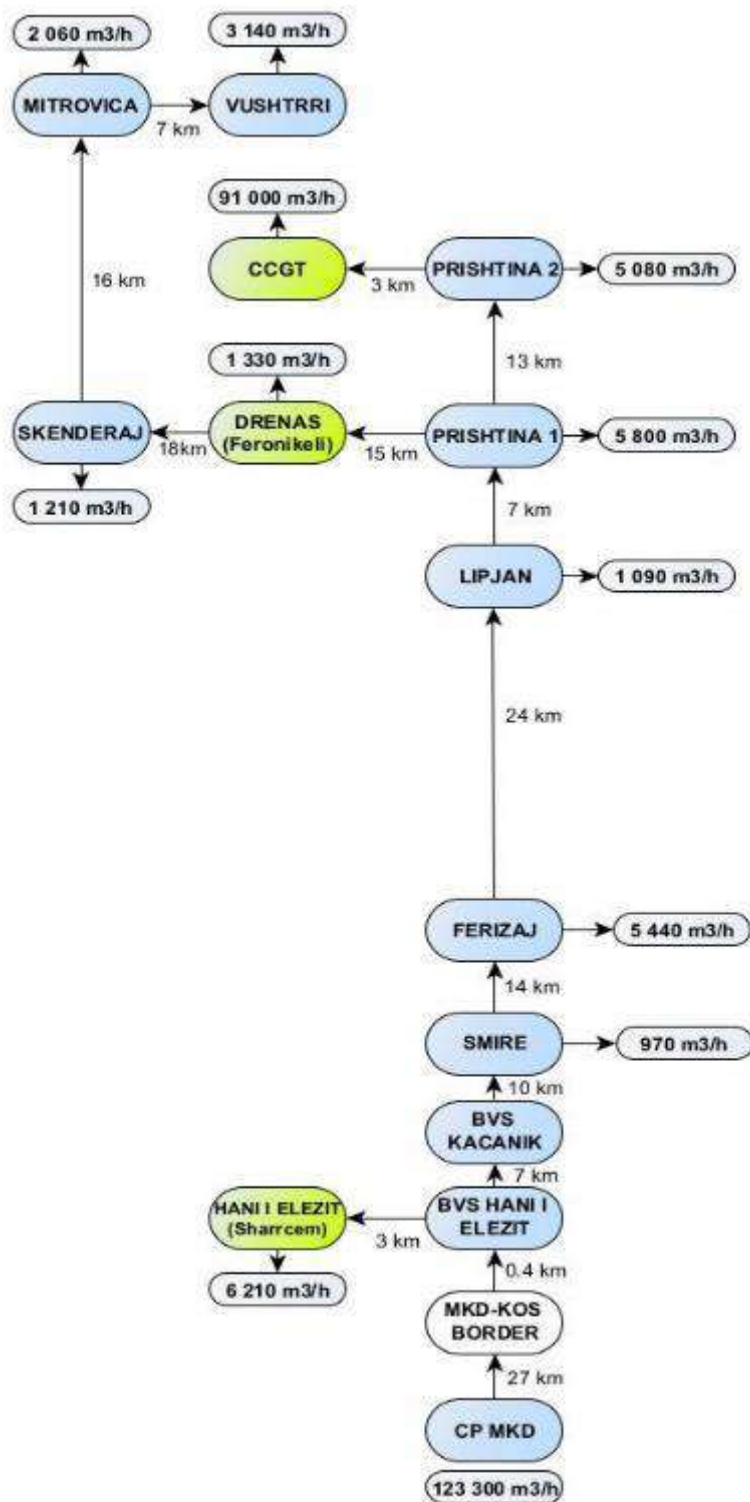


Hidraulički proračun za industrijski scenario gasifikacije

Naredna slika predstavlja Blok dijagram toka za osnovni industrijski scenario gasifikacije.

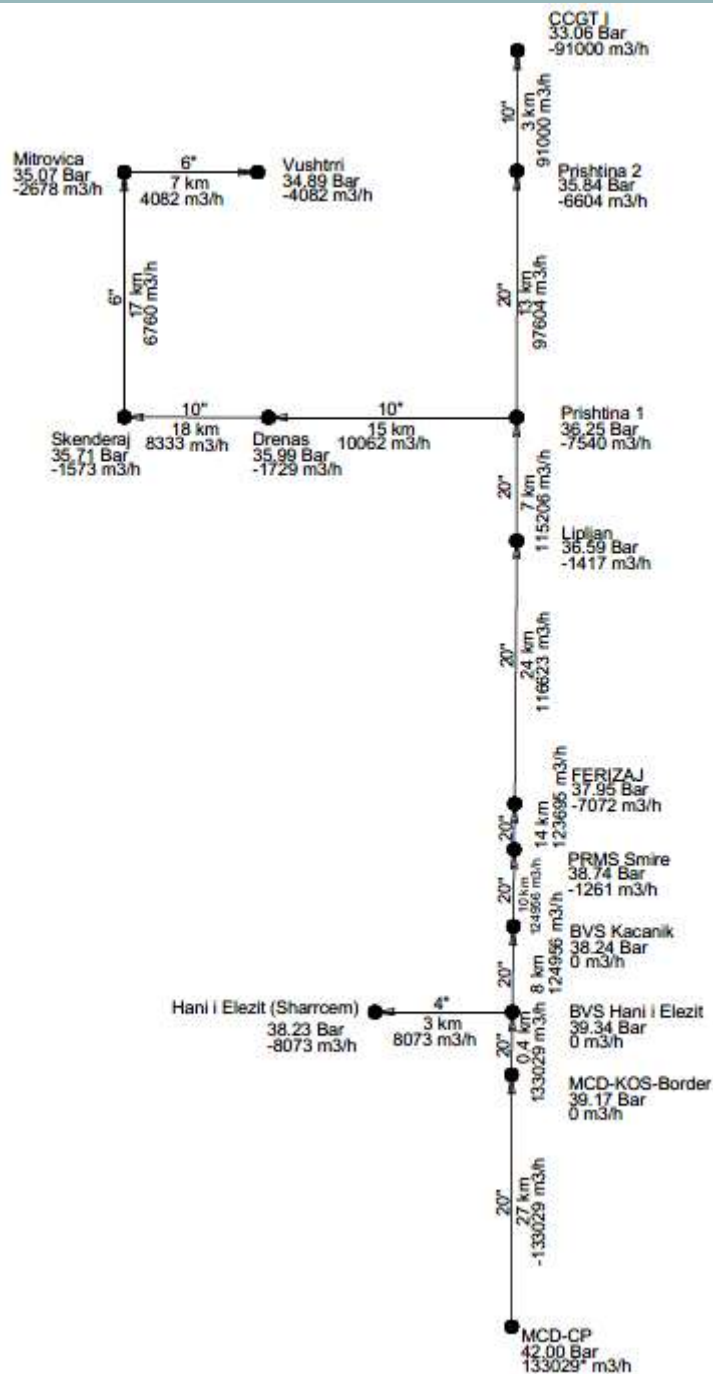
Ove količine su povećane za 30% u svrhe hidrauličkih proračuna.

SLIKA 89 – BLOK DIJAGRAM TOKA ZA INDUSTRIJSKI SCENARIO GASIFIKACIJE MANJEG OBIMA



Sledeća slika predstavlja hidraulički model za industrijski scenario gasifikacije.

SLIKA 90 – HIDRAULIČNI MODEL ZA INDUSTRIJSKI SCENARIO GASIFIKACIJE





ANEKS 2: MAPE

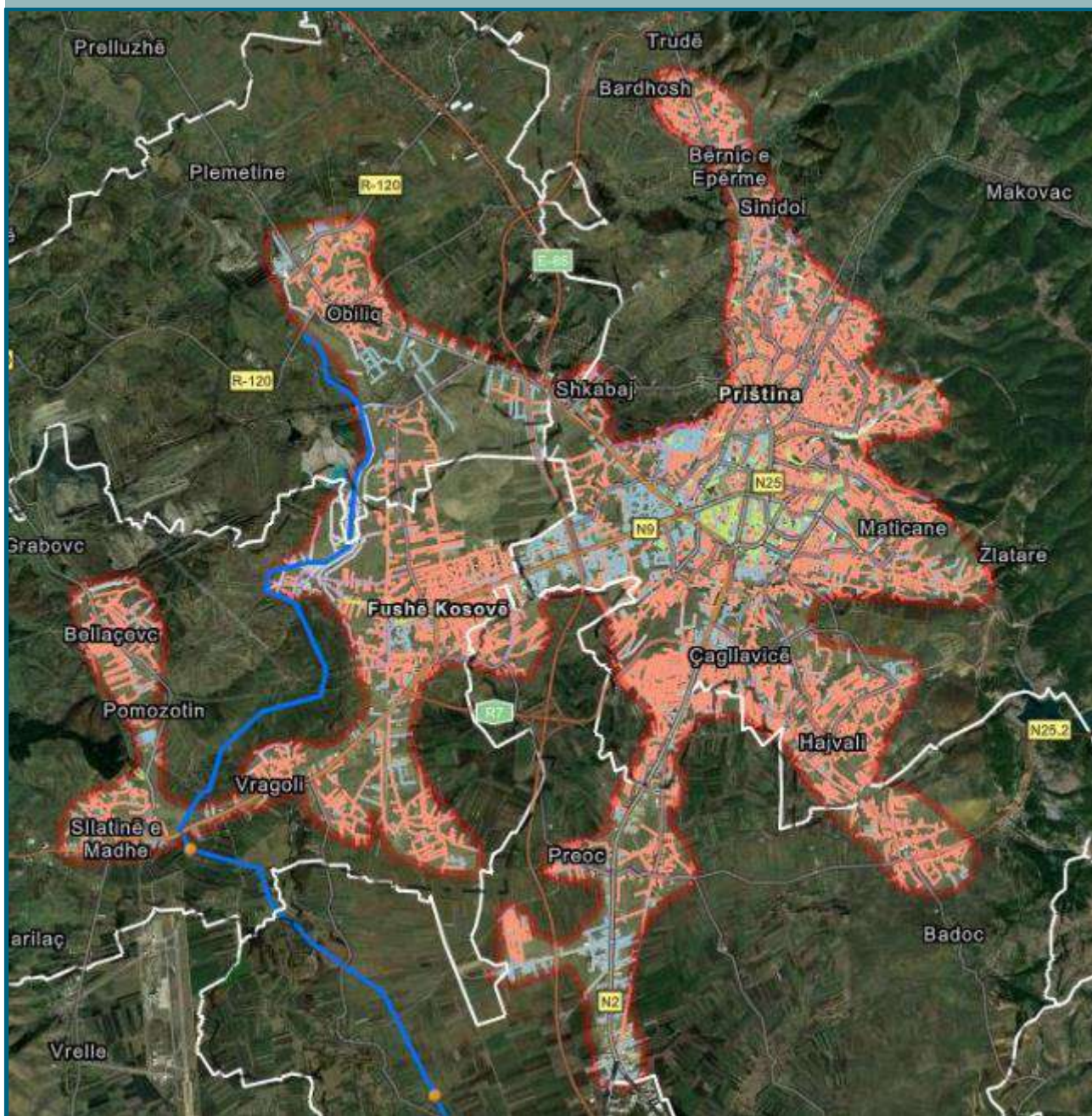
U zasebnim fajlovima.

ANEKS 3: PRIVREMENE DISTRIBUTIVNE MREŽE

Opis razvoja distributivne mreže dat je u poglavlju 7.3.

Slike date u ovom aneksu su isključivo ilustrativnog karaktera. Ovi nacrti distributivnih mreža napravljeni su sa jedinom svrhom procene potencijalne dužine distributivne mreže i ne bi trebalo da se koriste u druge svrhe.

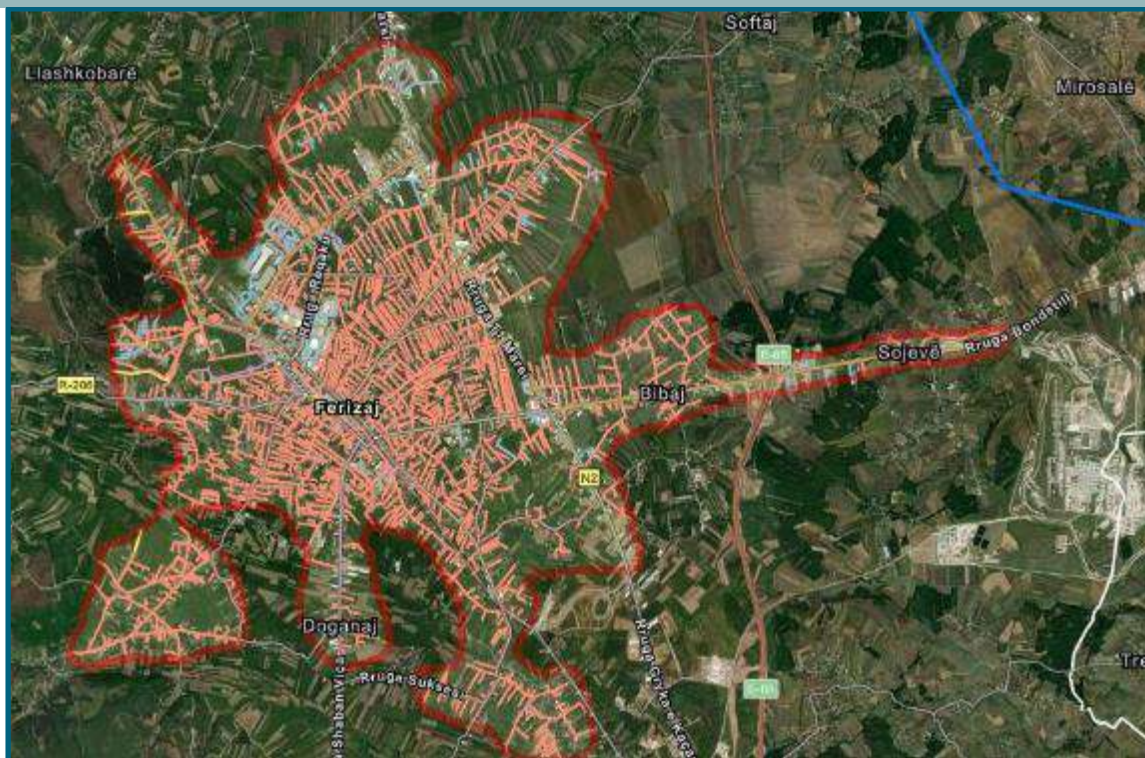
SLIKA 91 – DISTRIBUTIVNE MREŽE ZA PRIŠTINU, KOSOVO POLJE I OBILIĆ



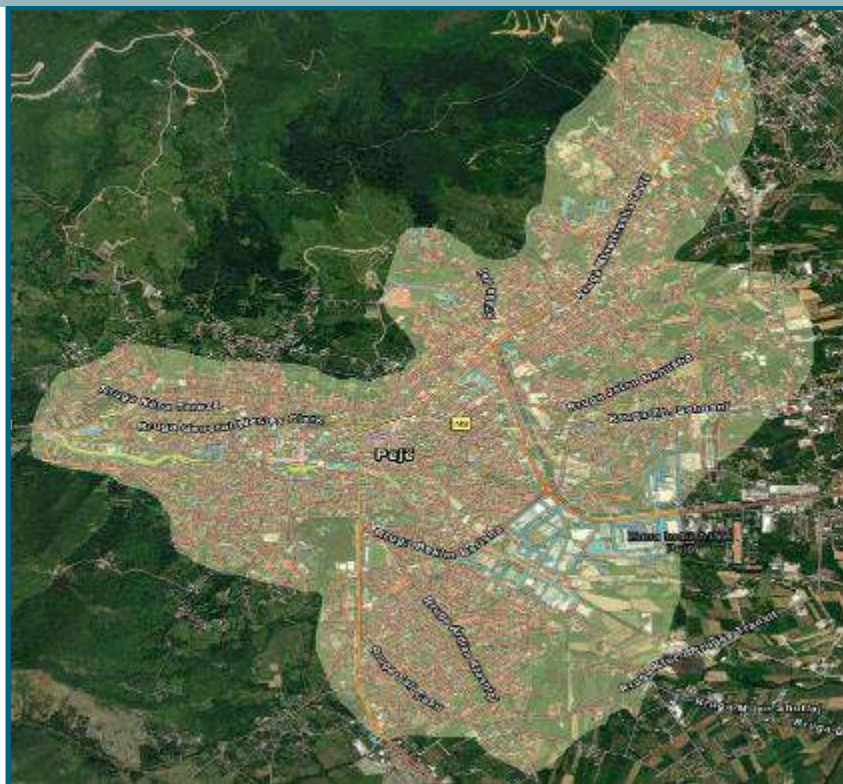
SLIKA 92 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA PRIZREN



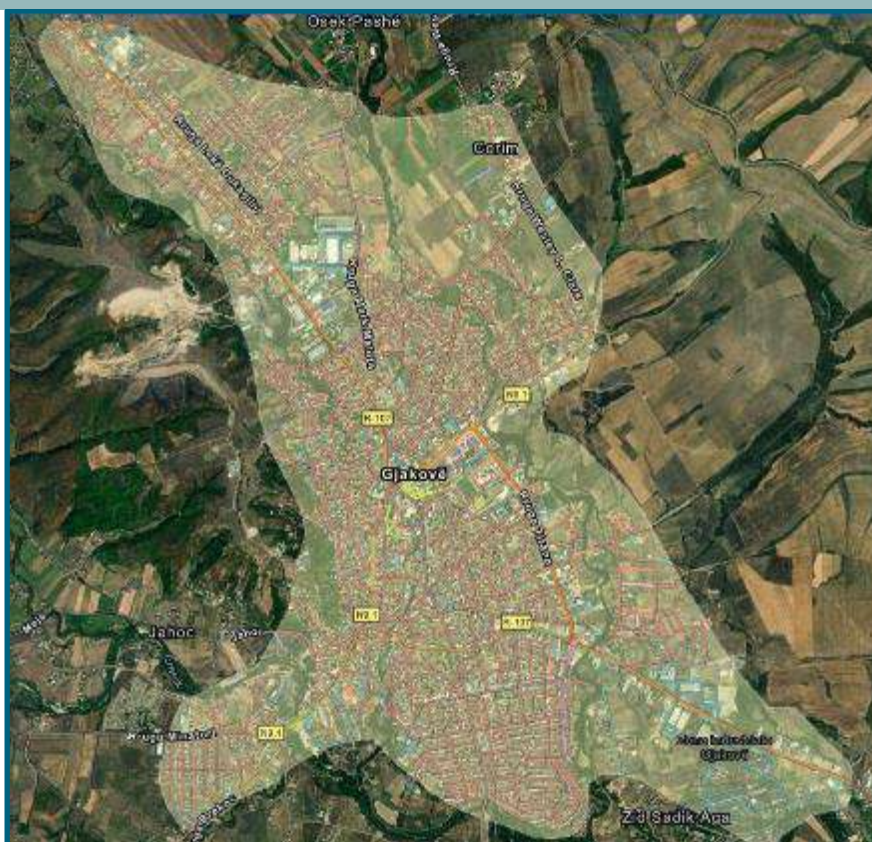
SLIKA 93 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA UROŠEVAC



SLIKA 94 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA PEĆ



SLIKA 95 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA ĐAKOVICU



SLIKA 96 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA GNJILANE



SLIKA 97 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA PODUJEVO



SLIKA 98 – DISTRIBUTIVNE MREŽE ZA KOSOVSKU MITROVICU I SEVERNU KOSOVSKU MITROVICU



SLIKA 99 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA VUČITR



SLIKA 100 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA SUVA REKA



SLIKA 101 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA GLOGOVAC



SLIKA 102 – DISTRIBUTIVNE MREŽE ZA LIPLJAN (LEVO) I ORAHOVAC (DESNO)



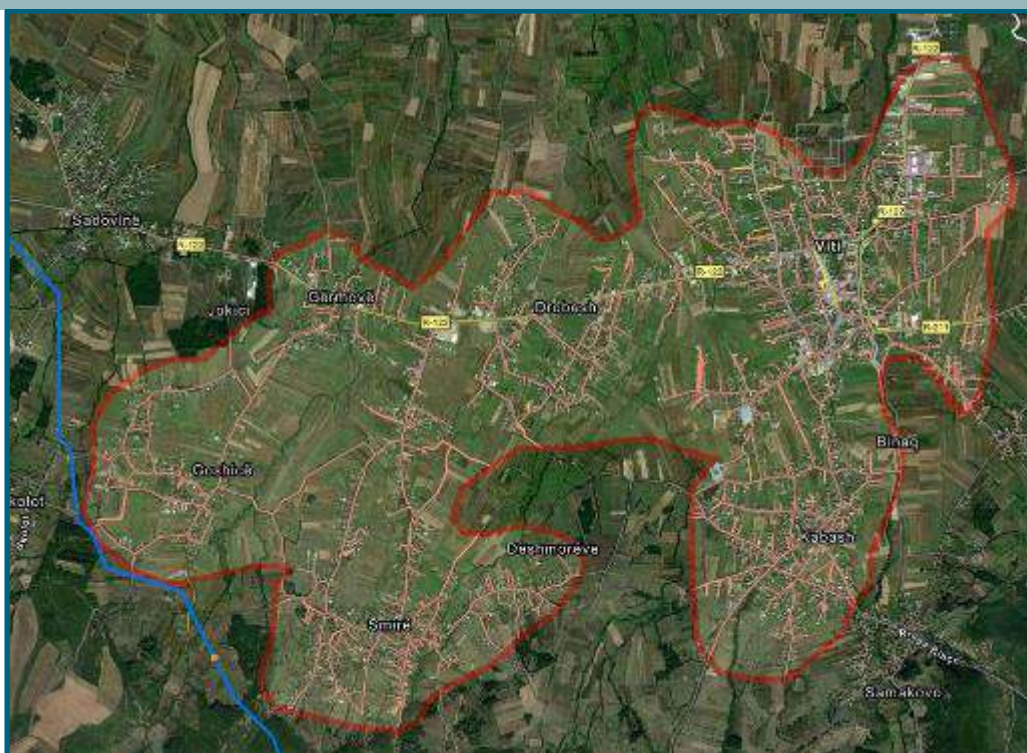
SLIKA 103 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA MALIŠEVO



SLIKA 104 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA SRBICU



SLIKA 105 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA VITINU



SLIKA 106 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA DEČANE



SLIKA 107 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA KLINU



SLIKA 108 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA KAMENICU



SLIKA 109 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA ISTOK



SLIKA 110 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA DRAGAŠ



SLIKA 111 – DISTRIBUTIVNA MREŽA ZA KAČANIK



[illegible]

ANEKS 4: ZAHTEVI U POGLEDU BEZBEDNOSTI

Prilikom izgradnje gasovoda za transport, posebnu pažnju treba posvetiti izboru trase. Odabir trase treba da uzme u obzir projektovanje, izgradnju, rad, održavanje i napuštanje gasovoda, a takođe treba uzeti u obzir i predviđeni urbani i industrijski razvoj.

Faktori koji se uzimaju u obzir prilikom izbora trase uključuju:

javnu bezbednost i bezbednost osoblja koje radi na ili u blizini gasovoda;

zaštitu životne sredine;

ostalu imovina i objekti;

delatnosti trećih strana;

geotehničke, korozivne i hidrografske uslove

zahteve za izgradnju, rad i održavanje;

nacionalne i/ili lokalne zahteve;

buduća istraživanja.

Materijali za gasovod moraju imati mehanička svojstva, kao što su snaga i čvrstoća, neophodna da bi se ispunili zahtevi za projektovanje i zahtevi za kontrolu korozije. Materijali moraju biti pogodni za predviđene metode izrade i/ili gradnje.

Regulišu se tehnički zahtevi i standardi za zaštitu ljudi i imovine i zaštitu naftovoda i gasovoda, postrojenja i opreme koji su sastavni deo sistema gasovoda.

Uzeti su u obzir lokalni propisi (od kojih većina proizilazi iz međunarodnih propisa i standarda ili su preuzeti iz regulatornog okvira bivše Jugoslavije) i međunarodne norme i standardi koji bi trebalo da se primenjuju u gasnom sektoru Kosova.

Za ovaj sektor, uzete su u obzir sledeće međunarodne norme i standardi:

EN 14161: Industrija nafte i prirodnog gasa — Sistemi cevovodnog transporta

EN 1594: Gasna infrastruktura — Cevovodi maksimalnog radnog pritiska većeg od 16 bar — Funkcionalni zahtevi

EN 1776: Sistemi za snabdevanje gasom - Merne stanice za prirodni gas - Funkcionalni zahtevi

EN 12186: Gasna infrastruktura — Distributivne i transportne stanice za regulaciju pritiska — Funkcionalni zahtevi

EN 12327: Gasna infrastruktura — Ispitivanje pritiskom, postupci za puštanje u rad i isključivanje iz rada — Funkcionalni zahtevi

EN 12583: Sistemi za snabdevanje gasom - Kompresorske stanice - Funkcionalni zahtevi

AMERIČKI / ISO STANDARDI

API 5L:2008 specifikacija za linijske cevi

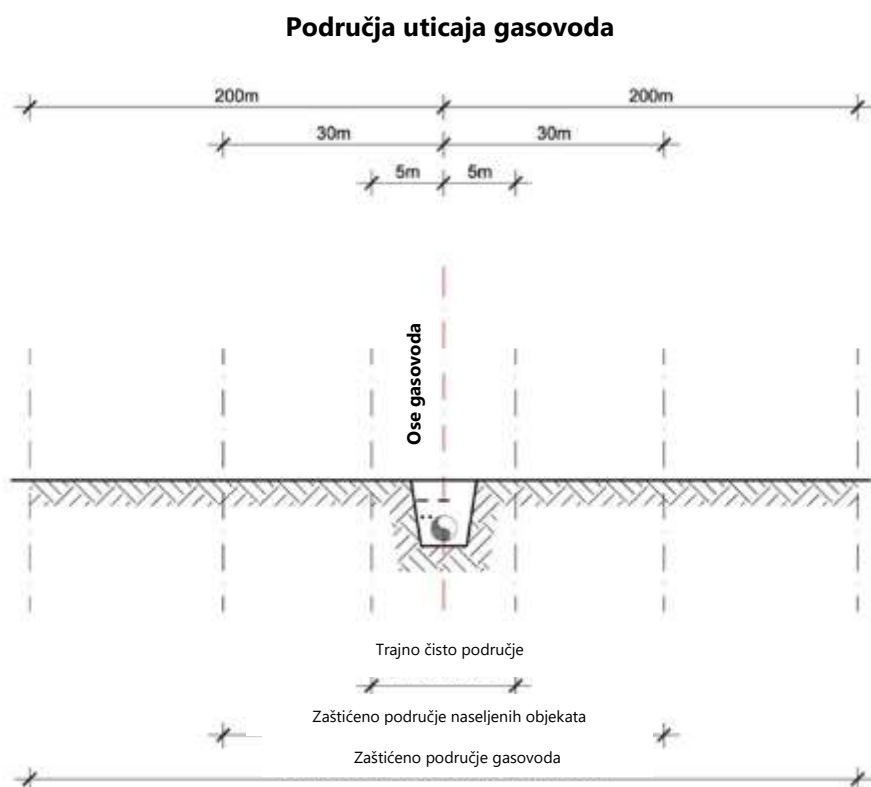
ISO 3183:2007 Industrija nafte i prirodnog gasa – Čelične cevi za sisteme cevovodnog transporta

Pravilnikom su definisane sigurnosne zone gasovoda. Sigurnosne zone za gasovode za transport gasa su predstavljene u **Tabela 40** i **Slika 114** u nastavku:

TABELA 40 – SIGURNOSNE ZONE ZA GASOVODE

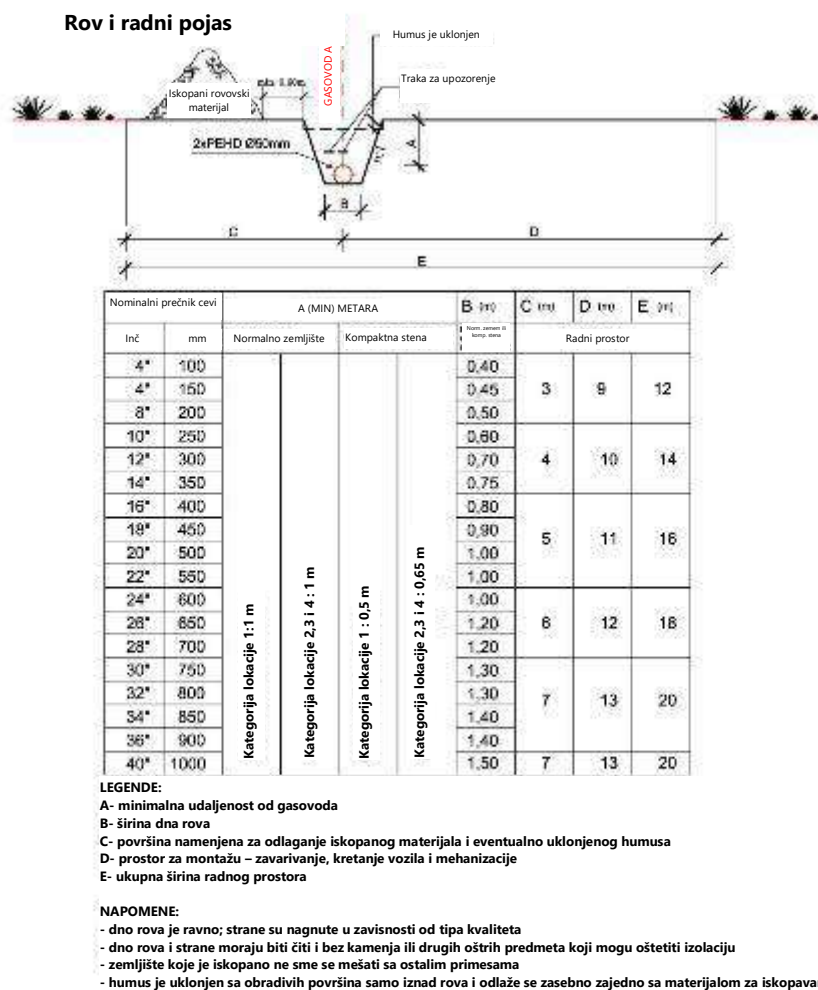
Zona	Širina	Opis
Prioritetna sigurnosna zona 5 m	5 metara sa svake strane ose gasovoda	Zabranjeno je saditi biljke sa korenom dužim od 1 metra ili biljke koje se sade u rupe dublje od 0,5 metara
Zaštićena zona 30 m	30 metara sa svake strane ose gasovoda	Zabranjena izgradnja stambenih objekata u budućnosti.
Šira sigurnosna zona / Zaštićeno područje 200 m	200 metara sa svake strane ose gasovoda	Na osnovu nivoa gustine naseljenosti treba preduzeti dodatne mere zaštite

SLIKA 114 – PODRUČJA UTICAJA GASOVODA



Radna područja gasovoda zavise od prečnika gasovoda, kao što je prikazano na **Slika 115** u nastavku, i vrste područja. Radi zaštite šuma, oblasti rada u šumama su užu u odnosu na otvorena polja i oranice.

SLIKA 115 – ROV I RADNI POJAS



Pored toga, propisane su sigurnosne zone za nadzemne gasovodne konstrukcije: blokadne stanice, čistačke stanice, redukcije pritiska gasa i merne stanice i kompresorske stanice:

Udaljenost blokadnih stanica ili čistačkih stanica od ivice puta ili železničke pruge mora biti veća od 30 m.

Udaljenost kompresorske stanice od susednih objekata mora biti veća od 100 m ili od ivice puta ili železničke pruge mora biti veća od 30 m.

Udaljenost merne stanice pritiska od susednih objekata mora biti veća od 15 m za merne stanice u objektima ili veća od 30 m za merne stanice na otvorenom prostoru

Debljina zida gasovoda mora da izdrži sva unutrašnja i spoljašnja opterećenja kojima je gasovod izložen. Pri proračunu debljine zida gasovoda treba uzeti u obzir bezbednosne faktore i zavise od naseljenosti i gustine gradnje u zaštićenom području gasovoda širine 400 m:

1. zona – deonica gasovoda na kojoj se nalazi manje od šest stambenih zgrada sa manje od četiri sprata - 1,4
2. zona - deo gasovoda na kome ima više od šest i manje od dvadeset osam stambenih zgrada sa manje od četiri sprata - 1,7
3. zona - deo gasovoda na kome se nalazi više od dvadeset osam stambenih zgrada nižih od četiri sprata, ili gde se nalaze poslovni, industrijski, uslužni, obrazovni, zdravstveni i drugi objekti i javne površine kao što su igrališta, šetališta, površine za rekreaciju, otvorene pozornice, sportski tereni, sajmišta, parkovi i slične površine na kojima stalno ili privremeno boravi više od dvadeset osoba, a nalaze se na udaljenosti od 100 m od ose gasovoda - 2,0

4. zona - deo gasovoda u kome se nalaze pretežno stambene zgrade sa više od četiri sprata - 2,5

Gore navedeni faktori se povećavaju ako gasovod prolazi ispod puteva, pruga i sl.

Regulisana je i minimalna udaljenost od gasovoda i nekih objekata koji bi se mogli nalaziti u okviru koridora izgradnje gasovoda, obično:

Više od 5 m od spoljne ivice zone puta/za regionalni i lokalni put

Više od 10 m od spoljne ivice zone puta/za puteve 1. reda

Više od 20 m od spoljne ivice zone puta/za magistralne puteve i spoljnu ivicu železničke zone /za železnicu

Više od 1 m horizontalno od građevinskih objekata/od osnove objekta, pod uslovom da nije ugrožena stabilnost.

Više od 50 cm od ostalih instalacija

Više od 10 m od uređenih vodovodnih sistema i kanala.

Gore navedene distance treba da budu potvrđene ili će biti potrebno utvrditi nove od strane nadležnih organa tokom postupka izdavanja dozvole. Svaki nadležni organ treba da izda uslove u vezi sa nacrtom gasovoda i infrastrukturom u skladu sa svojim konkretnim nadležnostima.

Gasovod treba da bude pod zemljom celom dužinom trase na minimalnoj dubini, koja zavisi od vrste tla kroz koje gasovod prolazi:

u glinovitom zemljištu: najmanje 1 m mereno od vrha gasovoda (I-III kategorije zemljišta);

u kamenom zemljištu: najmanje 0,7 m mereno od vrha gasovoda (kategorije zemljišta IV-VI).

Minimalna dubina ukopavanja takođe zavisi od zone gasovoda. Za zonu IV minimalna dubina postavljanja treba da bude najmanje 1,1 m ili više, ako gasovod prolazi ispod saobraćajnih objekata, reka i sl.

Dubina ukopavanja može da odstupa od gore navedenog, odnosno može biti i veća ako se u postupku izdavanja lokacijske dozvole propisuju takvi posebni uslovi za izgradnju.

Dubina za postavljanje je veća kada cevovod prolazi kroz zonu zaštićenih objekata (ukupna širina zone 60 m):

u glinovitom zemljištu: najmanje 2 m mereno od gornje ivice gasovoda (I-III kategorije iskopa zemljišta);

u kamenom zemljištu: najmanje 1,5 m mereno od gornje ivice gasovoda (kategorije iskopa zemlje IV-VI).

Gasovod mora biti opremljen uređajima za zatvaranje koji su postavljeni i raspoređeni na takav način da je rastojanje od bilo koje tačke gasovoda do najbližeg zaustavnih uređaja za određenu zonu izgradnje gasovoda maksimalno:

1. zona – 16 km

2. zona – 12 km

3. zona – 6 km

4. zona – 4 km

Svi delovi gasovoda moraju biti zaštićeni od korozije. Nadzemni delovi gasovoda, koji nisu pocinkovani, moraju biti zaštićeni antikorozivnim premazima koje treba naneti u skladu sa odredbama tehničkih mera i uslova za zaštitu čeličnih konstrukcija od korozije. Zaštita od korozije podzemnih gasovoda treba da se sastoji od pasivne zaštite (izolacije) i aktivne zaštite (katodne zaštite).

Ispitivanje zavarenih spojeva u cevovodu i primarnom gasovodu treba da se izvrši pre testiranja pritiska u skladu sa standardom ISO 13847.



Varove treba ispitati na sledeći način:

svi zavareni spojevi se vizuelno pregledaju

najmanje 10% zavarenih spojeva završenih u toku svakog dana će biti nasumično odabrano za pregled radiografijom ili ultrazvukom. Ispitivanje se povećava na 100% zavarenih spojeva ukoliko se uoči nedostatak kvaliteta šava, ali se naknadno može postepeno smanjivati na propisani minimalni procenat ako se ustanovi konzistentan kvalitet vara.

100% zavarenih spojeva se ispituje radiografski ili ultrazvučno u slučaju posebnih uslova kao što su gasovodi u naseljenim mestima, transportni i rečni prelazi i sl.

Cevovodi i primarne cevi se moraju testirati na pritisak na mestu nakon postavljanja, ali pre puštanja u rad kako bi se utvrdila njihova čvrstoća i otpornost na propuštanje. Prefabrikovani sklopovi i delovi za povezivanje cevi mogu se prethodno ispitati pre ugradnje pod uslovom da tokom izgradnje ili ugradnje nije narušena njihova celovitost. Minimalni ispitni nadpritisak treba da bude 25% - 50% viši od izračunatog natpritiska za gasovode, u zavisnosti od koeficijenta sigurnosti gasovoda ili zone ili u zavisnosti od vrste opreme sistema.

Trasa gasovoda mora biti jasno obeležena posebnim oznakama. Razmak između oznaka ne sme biti veći od 1.000 m na ravnom delu trase. Na zakrivljenom delu trase gasovoda, oznake se postavljaju na početku, u sredini i na kraju krivine.

Oznake trase gasovoda postavljaju se na 0,8 m desno od smera toka medija. Oznake treba postaviti sa obe strane vodotokova, puteva i sličnih ukrštanja.

Opšti zahtevi

Trase gasovoda za transport nalaze se van naseljenih mesta i zaštićenih područja. Gde god je to moguće, obezbeđeno je bezbedno rastojanje od 30 m od postojećih naselja.

Trase su analizirane sa tehničkog i ekonomskog aspekta kako bi bile kompatibilne sa ostalim urbanim i infrastrukturnim elementima područja.

Sledeće opšte preporuke treba uzeti u obzir tokom faze izrade glavnog projekta kada se bira precizno poravnanje gasovoda:

Treba uzeti u obzir buduće razvojne planove za oblasti industrijske delatnosti i kao i konsultacije sa zainteresovanim stranama na koje se to odnosi.

Treba se pridržavati „Dobre prakse trasiranja“ u pogledu uticaja na zemljište i/ili vlasnike. Trasa gasovoda ne treba da prolazi kroz gusta šumska područja ili prolazak kroz njih treba svesti na najmanju moguću meru. Uopšteno govoreći, detaljno trasiranje treba da nastoji da smanji uticaj na zemljište na najmanju moguću meru, koristeći prazna šumska područja i svodeći na minimum ometanje obradivog zemljišta.

Treba izbegavati oštre uglove kod ukrštanja. Uglovi ukrštanja uvek treba da budu što bliže pravom uglu.

Detaljno oblikovanje trase bi trebalo da svede na najmanju moguću meru zavoje gasovoda eliminišući nepotrebne tačke ukrštanja (IP-ove).

Treba izbegavati blizinu postojećih zgrada kako bi se zahtevi za teški gasovodni zid sveli na minimum.

Treba uzeti u obzir i zahteve zaštite životne sredine i sve uticaje na životnu sredinu treba svesti na prihvatljivu meru.

ANEKS 5: POSTAVLJANJE GASOVODA, ZAHTEVI ZA IZGRADNJU I NAČINI IZGRADNJE

Zahtevi za postavljanje cevi i konstrukciju

Cevi gasovoda su postavljene pod zemlju uz minimalno potrebno pokrivanje. Zahtevi za minimalno pokrivanje su zasnovani na klasi lokacije gasovoda i tipa terena u skladu sa propisanim važećim zakonima i propisima (videti Zahteve u pogledu bezbednosti).

Dubina pokrivanja takođe mora biti ispod dubine smrzavanja.

Ovo je važno da bi se izbeglo smrzavanje podzemne vode oko gasovoda, što može oštetiti izolaciju. Za pristup trasi gasovoda i objektima koriste se prevashodno postojeći putevi uz odobrenje nadležnih organa. Potrebno je izgraditi samo lokalni pristup objektima gasovoda, čime se smanjuju potrebni troškovi izgradnje i uticaj na životnu sredinu.

Za iskopavanje rova za polaganje gasovoda potrebno je obezbediti radni pojas, koji se često naziva pravo prolaza. Širina tog radnog pojasa se načelno određuje u zavisnosti od prečnika gasne cevi i drugih regionalnih i organizacionih uslova. Za minimalne zahteve radne površine cevovoda videti **Slika 115**. Kada su preseki nagiba veći od 10% (ili 10°) radni pojas se širi zbog useka i nasipa. Pri tome je važno da se rov uvek mora kopati u homogenom zemljištu.

Često je potrebno obezbediti prostor za odlaganje humusa, koji se nakon zatrpavanja gasovoda vraća na prvobitno mesto.

Rov za gasovod

Iskop rovova za gasovod se vrši mehanički i manuelno u zavisnosti od postojećih objekata na trasi i uslova terena, uz obavezan manuelni iskop u zonama postojećih podzemnih instalacija.

Potrebna širina rova na dnu zavisi od prečnika cevovoda.

Iskop za gasovod u različitim vrstama tla (materijali različitih kategorija iskopa) treba da se izvede uz odgovarajuću mehaničku opremu.

Iskopavanje i fino kopanje rovova u rastresitom mekom zemljištu, kao što su meka zemlja, čisti pesak, rastresiti šljunak, humus, peskovita glina, zbijeni pesak i sitni šljunak i slično, izvode se bez upotrebe eksploziva.

Imajući u vidu prečnik gasovoda, a samim tim i dubinu rova, iskop se vrši tako da su bočne strane pod nagibom. Kako rov nije previše dubok, a strane rova su pravilno nagnute, nije predviđeno da se bočne strane rova po potrebi ojačavaju fosnama i podupiračima. To se može značajno promeniti na lokacijama ukrštanja.

Dno rova mora biti poravnato, planirano, bez kamenih nečistoća koje mogu oštetiti izolaciju cevi. Tamo gde su podzemne vode visoke ili je teren podložan poplavama, izvođač će iskopavati rov u teškim uslovima. U takvim slučajevima, najefikasniji rad se može obaviti u sušnoj sezoni, ili ispumpanjem vode iz rova.

Zatrpavanje rova se vrši odgovarajućom mehaničkom opremom polaganjem cevi na sloj peska debljine 15 cm, a zatim zasipanjem cevi peskom do 15 cm iznad vrha cevi. U slučaju da je materijal za iskop pesak ili rastresit do te mere da ne ošteti cevi i premaz cevi tokom zasipanja, nema potrebe za korišćenjem peska u rovu. Ostatak rova se zatrpava materijalom iz iskopa.

Zaštitna žuta traka sa natpisom 'OPASNOST - GASOVOD' se postavlja na rov na predviđenoj udaljenosti iznad cevi. Traka se postavlja celom dužinom gasovoda osim na mestima bušenja ispod puteva i vodotokova.

Na deonicama sa uzdužnim nagibom gasovoda većim od 20% predviđeno je postavljanje antierozivnih barijera od džakova napunjenih mešavinom peska i cementa kako bi se sprečilo ispiranje tla.

Predviđeno je da se zaštita gasovoda od mehaničkih oštećenja na deonicama stenovitog i razlomljenog kamenog terena vrši polaganjem gasovoda na džakove peska koji su prethodno postavljeni na dno rova, nakon čega se gasovod zatrpava mekom zemljom ili peskom 0,3 m iznad cevi ili sloja vreće sa peskom.

Polaganje i savijanje cevi

Gasovodi će biti izgrađeni od približno 14 do 18 m dugih predizolovanih čeličnih cevi.

Cevi se transportuju odgovarajućim vozilima za transport cevi do gradilišta gasovoda i postaviti duž radnog pojasa. Cevi se istovaruju kamionskom dizalicom za polaganje cevi i bočnom dizalicom i postavljene kraj uz kraj duž budućeg rova, naročito vodeći računa da se cevi ne oštete.

Kada trasa gasovoda menja pravac ili ako postoje značajnih odstupanja u prirodnim konturama tla, za postepeno hladno savijanje cevi koriste se hidraulične mašine za savijanje. Ova oprema savija pojedinačne cevi do željenog ugla. Tamo gde nije moguće napraviti krivinu u skladu sa specifičnim zahtevima, koristiće se prefabrikovana savijena cev.

Zavarivanje

Cevi će biti povezane i zavarene tako da se formira deo cevi koji se postavlja na privremene nosače duž ivice rova. Nakon polaganja delova cevi u rov, pojedinačni delovi cevi će se spojiti zavarivanjem tako da formiraju cevovod. Zavarivanje se vrši odgovarajućim postupcima zavarivanja.

Varove treba pregledati kao što je opisano (videti Zahteve u pogledu bezbednosti).

Zaštita od korozije

Nakon što su zavareni spojevi pregledani, ispitani i odobreni, izloženi čelični deo na spoju između cevi treba očistiti, izbrusiti i zaštititi nanošenjem zaštitnog premaza (npr. termoskupljajuća polietilenska zaštitna navlaka oko cevi). Cevovod treba proveriti na eventualna oštećenja premaza nakon instalacije. Ceo premaz cevovoda treba elektronski pregledati, pomoću gradijenta napona jednosmerne struje (DCVG) ili nekom drugom ekvivalentnom tehnikom. Pre nego što se deo cevi položi na dno rova, treba ponovo ispitati izolaciju.

Nadzemni delovi cevovoda treba da budu zaštićeni sistemom zaštitnih boja.

Pored pasivne mehaničke antikorozivne zaštite, cevovodi treba da budu zaštićeni aktivnom katodnom zaštitom i zaštitom od lutajućih struja.

Hidrostatsko ispitivanje

Celokupna instalacija mora biti testirana na čvrstoću i nepropusnost pre upotrebe. Najčešći metod za ispitivanje integriteta gasovoda i proveru bilo kakvog potencijalnog curenja je hidrostatsko ispitivanje. Izvodi se tako što se cevovod napuni vodom i drži pod određenim pritiskom kako bi se proverilo da gasovod nije oštećen i da neće curiti tokom rada. Minimalni ispitni pritisak u gasovodu za ispitivanje čvrstoće mora biti veći od maksimalnog radnog pritiska. Završno ispitivanje instalacije se izvodi nakon što je cevovod položen u rov i zatrpan.

Praćenje i kontrola procesa i optički komunikacioni sistem

Nadzor i kontrola obuhvataju prikupljanje podataka od elektronskih uređaja za blokiranje (Electronic Line Break Control - ELBC) i ostale opreme za praćenje, kontrolu i prenos podataka u Dispečerski centar (DC). Sva postrojenja su povezana na sistem daljinskog nadzora i kontrole gasne mreže.

Oprema za nadzor i kontrolu biće postavljena u kontejner u okviru postrojenja. Kontejner mora biti postavljen izvan opasnog područja, koje je definisano u odnosu na potencijal za nastanak eksplozivne atmosfere (Ex zona). Kontejner mora da obezbedi odgovarajuće uslove temperature i vlažnosti (klimatizacija, grejanje, sobna temperatura od 15° do 25°C, i mehanička ventilacija).

Prenos podataka i komunikacija do DC-a je obezbeđena optičkim kablom. Duž cele trase gasovoda mogu se postaviti dve 50-milimetarske HDPE cevi (jedna aktivna, jedna rezervna) za svetlovodni signalni kabl.

Metode izgradnje

Predložene metode izgradnje su opisane u nastavku, uključujući tehnike koje će se koristiti za ukrštanje puteva, železničkih pruga i vodotokova.

Obično, kada ne postoje drugi specifični zahtevi, izgradnja gasovoda na kopnu je proces koji se odvija u fazama, uključujući nekoliko zasebnih operacija, a naziva se:

Tehnika postavljanja cevi ("spread")

"Spread" metoda izgradnje kopnenih gasovoda redovno se koristi i uključuje nekoliko grupa građevinskog osoblja i opreme koji zajedno sprovode različite faze operacije izgradnje. Svaka grupa osoblja i opreme dovršava određenu aktivnost, koju zatim preuzima nova grupa; na taj način proces građenja nastavlja se korak po korak, do trenutka kada je moguća sljedeća faza. U zavisnosti od dinamike gradnje, može biti potrebno nekoliko "spreads" na različitim lokacijama.

Tipična tehnika postavljanja cevi pri izgradnji gasovoda odvija se na sledeći način:

Ispitivanje pravca, pripremni radovi na terenu, uklanjanje i gradiranje tla. Ovom aktivnošću se priprema kontinuitet radova za osoblje koje gradi gasovod.

Savijanje i postavljanje cevi. Ovo uključuje transport cevi od odlagališta za cevi do lokacije za postavljanje i njihovo postavljanje na grede u kontinuiranom nizu spremnom za zavarivanje.

Zavarivanje. Pojedinačne cevi se spajaju u kontinuirani niz.

Nedestruktivno testiranje (NDT) obično se sprovodi pomoću radiografije.

Terensko premazivanje spojeva i provera premaza gasovoda za eventualne nedostatke.

Priprema rova.

Postavljanje niza u rov.

Zatrpavanje.

Hidrostatičko ispitivanje.

Ispuštanje vode i sušenje gasovoda. Nakon toga može da sledi čišćenje vodonikom, ako puštanje u rad ne sledi ubrzo nakon operacije sušenja. Svrha čišćenja vodonikom jeste stvaranje nekorozivne atmosfere unutar gasovoda i sprečavanje nastanka eksplozivne mešavine gasa i vazduha u trenutku prvog puštanja gasa u gasovod.

Ispitivanje premaza i zaštite od korozije kako bi se osiguralo da sistem zaštite od korozije ispravno radi i da ne postoje veći nedostaci u premazu.

Čišćenje lokacije i vraćanje u početno stanje. Kod poljoprivrednog zemljišta to uključuje vraćanje radnog pojasa u početno stanje i stavljanje semena, odnosno sađenje.

Uz "spread" timove biće osnovani i posebni timovi za radove povezane sa putnim, železničkim i rečnim ukrštanjima i ostalim deonicama na kojima postoje ograničavajući uslovi rada, te za građenje deonice kroz posebno osetljiva područja, uključujući površine koje podležu merama konzervacije. Na takvim deonicama sa posebno osetljivom okolinom, standardna spread tehnika obično podleže modifikacijama, kako bi se uklonila mogućnost zagađenja okoline, koje je moguće izbeći.

Konačne metode građenja određuju se tokom faze izvođačkog projekta.

Prolaz gasovoda ispod puta, železničke pruge i vodotokova metodom prekopavanja

Metoda prekopavanja prolaza gasovoda slična je standardnom građenju gasovoda, ali sa debljim pokrovom i, gde je to potrebno, ukopavanjem betonskih montažnih bunara iznad gasovoda. Nakon toga obično sledi vraćanje prelaza u prvobitno stanje.

Prekopi su jeftiniji za građenje od metoda bez rovova i iz tog se razloga koriste kada građenje gasovoda nema značajno negativan učinak na saobraćaj ili okolinu.

Spiralno bušenje

Spiralno bušenje je tehnika bez iskopavanja rova za realizaciju prolaska ispod puteva, železničkih pruga ili vodotokova, koja zbog korišćenja specijalizovane opreme ima veće početne troškove građenja od tradicionalne metode prekopavanja. Međutim, uzimajući u obzir disrupciju saobraćaja ili okoline koju uzrokuje metoda prekopavanja, spiralno bušenje postaje preferirana opcija. U većini zemalja nadležni organi za auto-puteve uslovljavaju da se sva veća putna ukrštanja i važni vodotokovi moraju graditi tehnikom bez iskopavanja rova. Prema tome, za sve važnije ili prometnije asfaltne puteve (regionalne, magistralne, državne), predviđena je metoda spiralnog bušenja.

Spiralno bušenje predstavlja sigurnu metodu instalacije cevi i kablova kojom se osigurava tlo tokom bušenja.

Spiralno bušenje sprovodi se ugradnjom čelične zaštitne cevi kroz jamu i kroz tlo, stalno uklanjajući zemlju pužnim transporterom (nalazi se u čeličnoj zaštitnoj cevi), koji se rotira i istovremeno gura u zemlju. Zaštitna cev podupire okolnu zemlju kako bušenje napreduje, zemlja se usitnjava i pužni transporter vraća zemlju u radnu jamu. Nakon ugradnje zaštitne cevi, ugrađuje se cev produktovoda, a preostali prstenasti prostor se puni injekcijskom cementnom smešom ili se ugrađuju ventili za ispuštanje vazduha. Kako bi se izbegli problemi sa katodnom zaštitom cevovoda, čelična zaštitna cev može takođe uključivati sistem katodne zaštite. Ugradnja zaštitne cevi često je propisana lokalnim propisima i standardima.

Tipična maksimalna dužina bušilice iznosi približno 80 m do 100 m.

Ugradnja potisnih cevi

Ugradnja pritisnih cevi uključuje ugradnju plašta, koji je najčešće izrađen od unapred napravljenih betonskih cevi, ispod ukrštanja i zatim ugradnju cevovoda unutar plašta. Ovom metodom se nove cevi potiskuju kroz okno ili jamu, tako da se celi niz cevi instalira istovremeno sa iskopavanjem. Kod tehnike ugradnje pritisnih cevi radnici moraju biti u bušotini tokom iskopavanja i instalacije pritisne cevi i prema tome pritisna cev mora biti dovoljno velika za ulazak čoveka. Ugradnja pritisnih cevi skuplja je od spiralnog bušenja, ali omogućava veću dužinu ukrštanja, tako da se obično preporučuje za ukrštanja dužine između 100 m i 150 m.

Horizontalno usmereno bušenje (HUB)

Horizontalno usmereno bušenje je građevinska metoda bez iskopavanja rova u kojoj se koristi oprema i tehnika iz tehnologije horizontalno usmerenog bušenja nafte i konvencionalnog bušenja puteva. HUB građenje koristi se za instalaciju gasnog cevovoda kada nije izvodljivo konvencionalno građenje metodom prekopavanja u rovu ili kada bi uzrokovalo nepovoljni uticaj na okolinu, korišćenje zemljišta ili fizičke prepreke, odnosno kada je ukrštanje predugačko za bušenje uz primenu pužnog transportera ili uvlačenja cevi.

Usmerena ukrštanja imaju najmanji uticaj na okolinu, u poređenju s ostalim metodama. Tehnologija takođe omogućava maksimalno prekrivanje pod preprekom i na taj način daje maksimalnu zaštitu i minimizaciju troškova održavanja. Instalacija HUB uključuje tri glavna koraka: bušenje pilot bušotine, proširivanje prečnika pilot bušotine kroz bušenje i istovremeno uvlačenje prefabrikovane cevi.

Pokretna bušilica za horizontalno usmereno bušenje i dodatna oprema postavljaju se na ulaznoj lokaciji bušenja određenoj tokom faze planiranja. Pilot bušotina se buši pod projektovanim uglom i nastavlja se ispod prepreke duž projektovanog profila koji se sastoji od ravnih tangenti i lukova dugog radijusa.

Mulj od bušenja se pod pritiskom injektira ispred glave bušilice kako bi se iskopani materijal izbacio na površinu, očistile naslage na dletu za bušenje, ohladilo dleto, smanjilo trenje između bušilice i zida bušotine, i stabilizovala bušotina.

Kada je pilot bušotina gotova, ona se proširuje do odgovarajućeg prečnika za produktovod. Broj prolaza proširivanja određen je čvrstoćom materijala koji se proširuje, kao i mogućnošću izbacivanja iskopanog materijala iz bušotine.

Geološko-geografski uslovi kritični su za ovu građevinsku metodu, na osnovu čega je moguća realizacija križanja dužine do dva kilometra.

Na osnovu predloženih trasa, njihovih karakteristika, tehnoloških i tehničkih zahteva i načina izgradnje, utvrđeni su troškovi ulaganja.

Razmatranja naprednih tehnologija sistema za transport

Fugitivne emisije metana

Emisije metana iz nafte i prirodnog gasa, uključujući sve emisije iz ispitivanja, proizvodnje, prerade, transporta i rukovanja naftom i prirodnim gasom (isključujući korišćenje) čine 1,3% ukupnih emisija gasova staklene bašte (GHG) u Evropskom ekonomskom prostoru (EEA). U periodu od 1990. do 2016. godine, EEA je prijavila smanjenje emisija GHG u ovim sektorima za 38%, uglavnom zbog smanjenja emisije metana iz aktivnosti prirodnog gasa. Emisije metana iz gasnih operacija predstavljale su 6% ukupnih emisija metana u EU, što je ekvivalentno 0,6% ukupnih emisija GHG u EU. U istom periodu potrošnja gasa je povećana za 25% (sa 360 na 449 bcm). Povećana je i dužina gasne mreže.

Danas je veliki broj najboljih dostupnih tehnika (BAT) u oblasti detekcije, kvantifikacije i ublažavanja emisija metana već na snazi širom lanca vrednosti gasa, koje gasna industrija primenjuje na dobrovoljnoj osnovi. Oni će biti ugrađeni u buduće gasovode za prirodni gas na teritoriji Kosova.

BAT-ovi za smanjenje emisije metana odnose se na inženjersko projektovanje, puštanje u rad, rad, uključujući održavanje i popravke, i stavljanje van pogona. Primeri BAT-a u transportu su: [10]:

Aktivnosti u fazi projektovanja:

Ukloniti nepotrebnu opremu i/ili sisteme (kako bi se minimiziralo curenje opreme u stanicama za merenje i regulaciju pritiska)

Aktivnosti u toku eksploatacije i održavanja koje će biti omogućene odgovarajućim projektantskim rešenjima:

Sakupljanje gasa iz operacija kopanja cevovoda (da bi se smanjile emisije izduvnih gasova tokom duvanja i pročišćavanja)

Korišćenje tehnika ispuštanja gasovoda za snižavanje pritiska u gasovodu pre održavanja – ponovna kompresija umesto odzračivanja (da bi se minimizirale ispuštene emisije tokom izduvanja i pročišćavanja)

Aktivnosti tokom rada i održavanja:

Testirajte i popravak sigurnosnih ventila za ograničavanje pritiska (kako bi se minimiziralo curenje opreme u stanicama za merenje i regulaciju pritiska)

Kompozitni omotač za defekte cevovoda koji ne propuštaju (da bi se smanjile emisije izduvnih gasova tokom ispuštanja i pročišćavanja)

Izvršiti popravku curenja ventila tokom zamene cevovoda (da bi se smanjilo curenje opreme u stanicama za merenje i regulaciju pritiska)

Korišćenje "hot tap" tehnike u izradi cevnih priključaka u radu (da bi se minimizirale izduvne emisije tokom ispuštanja i pročišćavanja)

Upotreba inertnih gasova i čistača za pročišćavanje cevovodada bi se minimizirale izduvne emisije tokom ispuštanja i pročišćavanja)

Ubrizgavanje gasa za produvanje u mrežu niskog pritiska ili sistem gorivog gasa (da bi se minimizirale izduvne emisije tokom ispuštanja i pročišćavanja)

Smanjite učestalost zamene modula u turbinskim brojlama (da biste smanjili curenje opreme u mernim stanicama i stanicama za regulaciju pritiska)

Povećati ispitivanje hoda jednom u 5 na 3 godine (da bi se smanjilo curenje podzemnih cevovoda)

Implementirati programe minimiziranja ventilacionih otvora (da bi se smanjilo curenje opreme u stanicama za merenje i regulaciju pritiska)

Programi za otkrivanje i popravku curenja (LDAR) (za smanjenje curenja opreme i podzemnih cevovoda).

LDAR programi za smanjenje fugitivnih emisija

Propisi LDAR (Leak Detection and Repair - detekcija i popravka curenja) su postavljeni u nastojanju da se smanje fugitivne emisije zbog količine VOC (isparljivih organskih jedinjenja – uključujući metan) koje emituje industrija. Gasna industrija je implementirala LDAR kako bi osigurala dobre performanse i povećala bezbednost zbog ekoloških aspekata.

LDAR program [1] je sistem procedura koje se koriste za identifikaciju i popravku komponenti koje propuštaju, kako bi se minimizirale emisije metana. Obično uključuje:

Zakazivanje ili sistematske inspekcije;

Izrada i praćenje radnih naloga kada se otkriju komponente koje propuštaju;

Obuka osoblja koje treba da bude svesno značaja smanjenja emisija;

Procedure za identifikaciju opreme koja curi, procedure za popravku i praćenje opreme koja curi;

Metode verifikacije koje obezbeđuju pravilno sprovođenje LDAR programa

Tipičan LDAR pristup se sastoji od 5 faza:

1. Inventar fugitivnih izvora emisije u objektu:

Analiza tehničke dokumentacije objekta (P&ID dijagram, dijagrami procesa, parametri i sl.);

Identifikacija potencijalno propusnih elemenata u objektu (ventili, konektori, otvoreni vodovi, priрубnice, pumpe, kompresori, itd.);

Planiranje aktivnosti na terenu (tj. integrisanje LDAR procesa u aktivnosti održavanja).

2. Definicija curenja:

Određivanje granične vrednosti metana. Curenje se detektuje kad god izmerena koncentracija metana u okolini premaši definiciju curenja. Granična vrednost praga može se postaviti drugačije za pojedinačne elemente.

3. Program za merenje

Praćenje na licu mesta i otkrivanje curenja metana;

Detekcija curenja prema definiciji curenja;

Identifikacija izvora emisije;

Procena emisije, prema izmerenoj koncentraciji i jednačini korelacije ili merenja emisija ako su dostupni odgovarajući merni uređaji;

Klasifikacija curenja.

4. Održavanje i popravak

Hitna popravka elemenata koji propuštaju gde god je to moguće;

Izrada plana održavanja/popravke;

Evaluacija isplativosti;

Određivanje prioriteta intervencija;

Periodične provere.

5. Praćenje i sledljivost

Implementacija baze podataka sa jasnom identifikacijom elemenata za curenje, korišćenih instrumenata, datuma otkrivanja curenja, datuma kada je curenje popravljeno, rezultata testova praćenja kako bi se utvrdilo da li je popravka bila uspešna i bilo koje dalje radnje

Potencijalna implementacija tehnologija i praksi za smanjenje emisije metana može smanjiti strateški i operativni rizik i pokazati njihovu posvećenost zaštiti životne sredine.

Razmatranja naprednih tehnologija distributivnog sistema

Pametno merenje

Transportni gasovodi i distributivne mreže predstavljeni u ovom izveštaju biće potpuno novi, izgrađeni od visokokvalitetnih polietilenskih cevi ili čeličnih cevi zaštićenih katodnom zaštitom. Potrebna je kontrola kvaliteta materijala i radova, kao i mere da se preduzmu sve mere zaštite.

Jedini gubici su netehnički i mogu nastati zbog različitih očitavanja brojila na ulaznim tačkama iz prenosnog sistema u distributivnu mrežu (PRMS), za razliku od brojila na distributivnoj mreži (priključci domaćinstva).

Naime, zapremina gasa je prirodno zavisna od temperature i geodetskog i atmosferskog pritiska. Primena visokog protoka i visokog pritiska, kao što je redukcija pritiska i merna stanica, koristi brojila koja imaju elektronsku korekciju faktora pomenutih iznad, ispunjavajući zahtevane kriterijume EN standarda (na primer, ultrazvučna brojila, turbinska merila.)

S druge strane, za kućne priključke se obično koriste konvencionalni membranski gasomeri. Njihova očitavanja zavise od temperature i nadmorske visine, što zahteva izračunavanje korekcije (koristeći prosečne godišnje vrednosti temperature, vazdušnog pritiska i nadmorske visine). Dozvoljeno odstupanje tačnosti gasomera je regulisano i zavisi od ugradnje, upotrebe i održavanja. Međutim, ove netačnosti u merenju se prirodno prenose na obračun potrošnje gasa.

TABELA 41 – GASOMERI

Konvencionalni membranski merač gasa	Ultrazvučni merač gasa	Pametni merač gasa
		

Ultrazvučni gasomeri su dugo u upotrebi u industriji i svojom primenom su dokazali tačnost merenja. Kako nemaju pokretne delove, njihova tačnost se ne menja tokom godina, što u velikoj meri smanjuje gubitke gasa usled grešaka u merenju uzrokovanih habanjem materijala.

Pametna brojila su digitalni uređaji koji beleže potrošnju energije u čestim intervalima. Za razliku od konvencionalnih brojila, oni podržavaju dodatne usluge, koje se mogu daljinski kontrolisati i potpuno su automatizovane. Namenjani su za ugradnju u velika područja snabdevanja.

Glavne prednosti pametnog merenja su:

Precizno daljinsko očitavanje koje koristi operateru distributivnog sistema (povećana efikasnost u očitavanju brojila, fakturisanju i prekidu ili obnavljanju usluge)

Dostupnost tačnih podataka o potrošnji u realnom vremenu koji koriste dobavljačima omogućavajući im da ponude nove usluge

Lokalni ekran u kući koji služi potrošačima kroz dostupnost preciznijih i pravovremenih informacija o stvarnoj potrošnji energije.

Direktiva o gasu uvedena kao deo 3. energetske paketa [11] predviđa „implementaciju inteligentnih mernih sistema kako bi se pomoglo aktivnom učešću potrošača na tržištu snabdevanja gasom“. Potrošači treba da budu „pravilno informisani o stvarnoj potrošnji gasa i troškovima dovoljno često da im se omogući da regulišu sopstvenu potrošnju gasa“.

Dakle, iz razloga energetske efikasnosti, posebno potrebe za smanjenjem emisije ugljenika, EK podstiče upotrebu pametnih mernih sistema.

Problemi koji su do sada identifikovani u pilot projektima uglavnom se odnose na različitu primenu komunikacionih standarda, složenu instalaciju i održavanje uređaja, brojne propise koji zahtevaju dodatnu obuku osoblja, veliki broj podataka, kao i pitanje privatnost pojedinaca ili kompanija.

Pametna gasna mreža

Predviđeno je da se u narednim decenijama distribuiraju različite vrste energije kroz mreže sposobne da trenutno upravljaju i regulišu višestruke, diskontinualne i dvosmerne tokove. Kombinacija tehnologije pametnog merenja sa senzorima za pametne ventile, detektorima pritiska gasa i curenja gasa, koji su integrisani u istu gasnu mrežu, predstavljaju tzv. pametnu gasnu mrežu (Smart Gas Grid). Pametne gasne mreže omogućavaju da mreža za distribuciju gasa postane oruđe cirkularne ekonomije jer se prikupljeni otpad koristi kao sirovina za proizvodnju zelenih gasova, koji se ubrizgavaju u mrežu. Takođe optimizuje troškove energije na lokalnom nivou kroz fleksibilnost koju nudi električnoj mreži. Pored toga, pomaže u prilagođavanju povremeno dostupnih obnovljivih izvora energije kao što su energija vetra i sunčeva energija u energetskom miksu, čime se olakšava postizanje ciljeva smanjenja efekata gasova staklene bašte. [12]



Pametna gasna mreža će:

olakšati uključivanje zelenih gasova u distributivnu mrežu;

olakšati integraciju sa električnom, grejnom, vodovodnom i telekomunikacionim mrežama;

omogućiti aktivno upravljanje mrežom i trenutne informacije o relevantnim parametrima, kako za mrežne operatere tako i za učesnike na tržištu;

poboljšati energetska efikasnost gasne mreže.

Pametne cevi kao komponenta pametne gasne mreže zasnovane su na tri ključna koncepta:

Daljinski nadzor instalacija otkriva sve kvarove i obezbeđuje najkvalitetniji mogući servis.

Daljinska detekcija pomaže u poboljšanju rekonstrukcije protoka kombinovanjem podataka sa različitih merača i senzora na ključnim tačkama u mreži. Dodatne prednosti uključuju poboljšani odgovor u hitnim slučajevima, optimizovane investicije i optimizovane zalihe.

Daljinsko upravljanje određenim instalacijama će pomoći da se maksimizira ubrizgavanje obnovljivih gasova i omogućiti bolji balans između ponude i potražnje.

ANEKS 6: GEOLOŠKA, HIDROGEOLOŠKA I GEOTEHNIČKA PROCENA

DEONICA: Priština 1 - Suva Reka km 0+000 -14+600 (14,7 km)

Sa geomorfološkog aspekta teren je od ravničarskog do brdsko-planinskog (550-700 mnm), sa tektonskog aspekta, teren je stabilan sa pojavom tektonskih struktura (raseda, kraljušta, sinklinala itd.). Na više delova trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje vodotoke.

Sa geološkog aspekta, teren je sastavljen od mladih nevezanih sedimenata do metamorfoziranih stenskih masa kao što su:

Na poddeonicama km 0+000-3+300, km 10+160-11+500, km 12+000-12+310, km 12+600-13+000, km 13+200-14+150, teren se sastoji od kvartarnih i pliocenskih sedimenata, nisko graničenih sa pojavom podzemnih voda na dubini > 3m. Ima šljunka, peska, peskovitih glina i glina, male gustine, pogodne za temeljenje linearnih objekata (cevovoda i sl.). Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III i IV kategoriji prema GN 200.

Na poddeonicama km 3+300-10+160, km 11+500-12+000, km 12+310-12+600, km 13+000-13+200, teren je sastavljen od trijaskih niskometamorfoziranih peščara, konglomerata i kvarcita, blago ispucalog i velike čvrstoće. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju V i VI kategoriji prema GN 200.

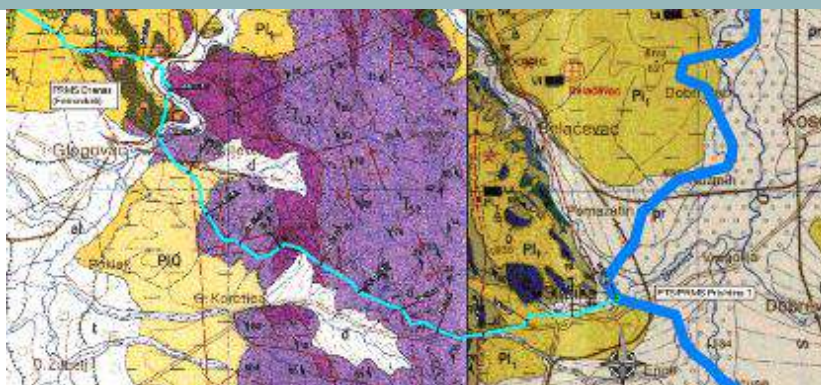
Na km 14+150-14+600 teren je sastavljen od nisko metamorfnog serpentinstog harchburgita, blago ispucalog i velike čvrstoće. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju V i VI kategoriji prema GN 200.

Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave kao što su spiranje, potočići, odroni kamenja itd. su slabije izraženi.

SLIKA 116 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA ZA DEONICU: PRIŠTINA 1 – GLOGOVAC (DRENAS)



SLIKA 117 – SINOPTIČKA GEOLOŠKA KARTA, UROŠEVAC I ORAHOVAC, DEONICA: PRIŠTINA 1 – GLOGOVAC (DRENAS)



DEONICA: Glogovac - Srbica km 14+600 - 32+437 (17,7 km)

Sa geomorfološkog aspekta teren je od ravničarskog do brdsko-planinskog (550-730 mnm), sa tektonskog aspekta, teren je stabilan sa pojavom tektonskih struktura (raseda, kraljušta, sinklinala itd.). Na više delova trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje vodotoke.

Sa geološkog aspekta, teren je sastavljen od mladih nevezanih sedimenata do metamorfoziranih stenskih masa kao što su:

Na poddeonicama km 14+600-15+210, km 18+130-18+350, km 19+800-19+850, km 20+400-20+850, km 22+800-23+700 i km 28 +750-32+437, teren sačinjavaju trijaski i kredni blago meamorfozirani krečnjaci i krečnjačke breče i škriljci, metamorfozirani peščari i glinci, kao i masivni krečnjaci, blago ispucali i velike čvrstoće. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju V kategoriji prema GN 200.

Na poddeonicama km 15+210-18+130, km 18+350-18+800, km 19+150-19+800, km 19+850-20+400, km 20+850-22+800, km 23 +700-28+500, teren je sastavljen od pliocenskih sedimenata, predstavljenih glinom, laporovitom glinom, laporcima, peskom i šljunkom, blago vezani, srednje do veoma gusti, sa pojavom podzemnih voda na dubini > 5m, povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, IV i VI kategoriji prema GN 200.

Na poddeonicama km 18+800-19+150 i km 28+500-28+750 teren je sastavljen od aluvijalnih nevezanih sedimenata, sa pojavom podzemnih voda na dubini > 3m. Ima šljunka i peska, male gustine, povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III i IV kategoriji prema GN 200.

Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave kao što su spiranje, potočići, odroni kamenja itd. su slabije izraženi.

SLIKA 118 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA ZA DEONICU: GLOGOVAC (FERONIKL)- SRBICA



SLIKA 119 – SINOPTIČKA GEOLOŠKA KARTA, STRANE ORAHOVAC I MITROVICA DEONICA: GLOGOVAC (FERONIKL)- SRBICA



DEONICA: Uroševac - Suva Reka km 0+000 -39+600 (39,6 km)

Sa geomorfološkog aspekta teren na km 0+000-14+400 je uglavnom ravan (450-600m mnm), sa tektonskog aspekta teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura (raseda, kraljušta, sinklinala itd.). Na više delova trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje vodotoke.

Na km 14+400-23+100 teren je brdsko-planinski (600-1300m mnm), sa tektonskog aspekta, teren sa mnoštvom struktura kao što su rasedi, kraljušti, dajkovi i druge pojave. Na ovom delu trase mali je broj ukrštanja sa lokalnim, regionalnim i planinskim putevima, kao i tokovima.

Na km 23+100-31+930 sa tektonskog aspekta teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura (raseda, kraljušti, sinklinala, itd.).

Na km 31+930-39+600 teren je uglavnom ravan (450-600m mnm), sa tektonskog aspekta teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura (raseda, kraljušti, sinklinala, itd.). Na više delova trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje vodotoke.

Sa geološkog aspekta, teren je sastavljen od mladih nevezanih sedimenata do metamorfoziranih stenskih masa kao što su:

Na poddeonicama km 0+000-14+400 i km 31+930-39+600 teren je sačinjen od kvartarnih (K) i pliocenskih sedimenata (Pl), predstavljeni peskom, šljunkom, glinom, peskovitim glinama i drugim sedimentima, koje su slabo vezani do nevezani, i slabo do srednje vezani sa pojavom podzemnih voda na pojedinim delovima do 2-3m od površine tla, kao povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV kategoriji prema GN 200.

Na km 14+400 – 19+950 teren je sastavljen od sedimenata krede, slabo metamorfoziranih krečnjaka i krečnjačke breče, konglomerata, škriljaca, metamorfoziranih peščara i glinčanika, kao i masivnih krečnjaka, slabo do srednje ispucanih, veoma čvrstih, na pojedinim delovima površinski jako trošenih. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju V kategoriji prema GN 200.

Na km 19+950-23+100 teren je sastavljen od trijaskih, jurskih i krednih sedimenata, predstavljenih krečnjacima, marbelizovanim krečnjacima, fosilnim krečnjacima, dijabazom i krečnjacima, flišnim sedimentima na kontaktima sa serpentinitiskim dajkovima. Sa tektonskog aspekta, oni su srednje do jako ispucali, na pojedinim delovima zdrobljeni kao rezultat brojnih raseda, kraljušti i dajkova. Imajući u vidu pristup u fazi izgradnje, na višim delovima terena duž trase očekuju se prilično otežani uslovi, uz mogućnost pojave manjih odrona. Kao medijum za iskopavanje, uglavnom pripadaju V i VI kategoriji prema GN 200.

Na km 23+100-31+930 teren je sastavljen od paleozojskih hlorit-sericitnih škriljaca, vrlo škriljastih, slabo do srednje ispucanih, na površini delimično trošenih. Na strmim padinama moguće su pojave nestabilnosti kao što su lokalna klizišta, potočići, spiranja i sl. u delu diluvijalno-proluvijalnih naslaga. Kao medijum za iskopavanje, IV i VI kategoriji prema GN 200.

Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. U fazi izgradnje mogući su inženjersko-geološki procesi i pojave kao što su spiranje, potočići, odroni kamenja, talus itd.

SLIKA 120 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA ZA DEONICU: UROŠEVAC - SUVA REKA



SLIKA 121 – SINOPTIČKA GEOLOŠKA KARTA, UROŠEVAC I ORAHOVAC, DEONICA: UROŠEVAC - SUVA REKA



DEONICA: Suva Reka - Prizren km 39+600 -54+950 (15,3 km)

Sa geomorfološkog aspekta teren je po celoj dužini trase, uglavnom ravan (320-400 mnm), sa tektonskog, teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura (raseda, kraljušta, sinklinala itd.). Na nekoliko lokacija trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje i veće vodotoke, sa brojnim naseljima i uglavnom poljoprivrednim zemljištem.

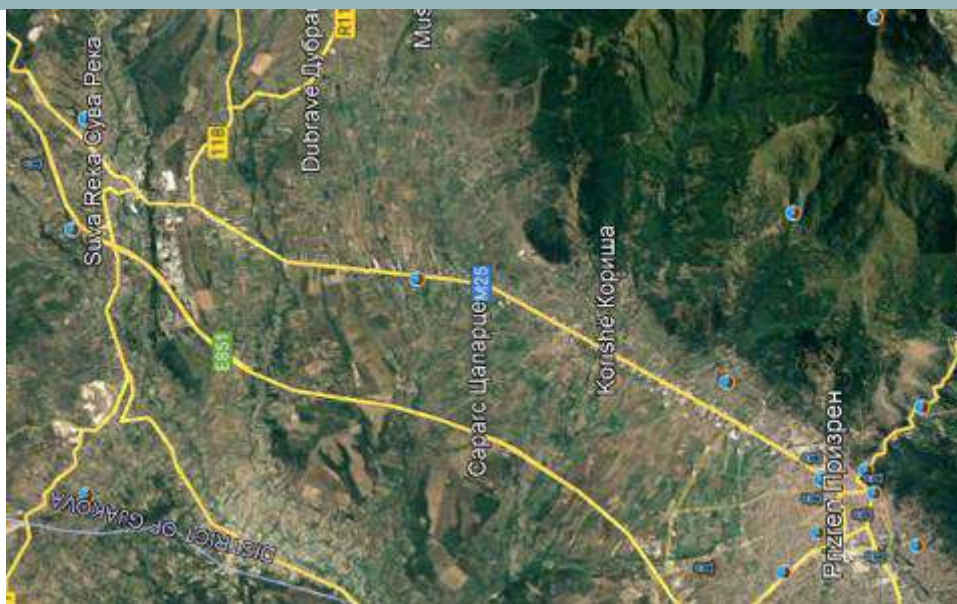
Sa geološkog aspekta, teren je sastavljen od mladih nevezanih sedimenata do metamorfoziranih stenskih masa kao što su:

Na poddeonicama km 39+600-41+700, km 44+500-45+130, km 47+150-47+550, km 48+250-49+150, km 51+200-52+100, km 52 +900-53+100 i km 53+500-53+950 teren sačinjavaju kvartarni aluvijalno-terasni sedimenti, predstavljeni peskom, šljunkom, glinom, peskovitim glinama i drugim sedimentima, koji su nevezani, male gustine sa pojavom podzemnih voda, na dubini od 3m od površine tla, na pojedinim delovima i na 1-2m, povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV kategoriji prema GN 200.

Na poddeonicama km 41+700-44+500, km 45+130-47+150, km 47+550-48+250, km 49+150-51+200, km 52+100-52+900, km 53 +100-53+500, km 53+950-54+950 teren je sastavljen od gruboklastičnih jezerskih sedimenata kao i pliocenskih sedimenata predstavljenih peskom, šljunkom, glinom, peskovitom glinom i prelazima pomenutih sedimentnih materijala. Postojeće litološke celine su nevezane do blago vezane i blago do srednje vezane, sa pojavom podzemnih voda, na dubini do 3-4m od površine tla, i povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV kategoriji prema GN 200.

Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave poput fluvijalne erozije mogu biti česta pojava duž korita, dok pojave kao što su spiranje, potočići i sl. mogu biti retke u fazi izgradnje.

SLIKA 122 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA ZA DEONICU: SUVA REKA - PRIZREN



SLIKA 123 – SINOPTIČKA GEOLOŠKA KARTA, STRANE ORAHOVAC I PRIZREN, DEONICA: SUVA REKA - PRIZREN



DEONICA: Prizren - Velika Kruša km 54+950 -68+170 (13,3 km)

Sa geomorfološkog aspekta teren je po celoj dužini trase, uglavnom ravan (350 - 410 mnm), sa tektonskog, teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura (raseda, kraljušta, itd.). Procesi poput formiranja potočića, spiranja, erozija itd. Slabo su razvijeni sa izuzetkom fluvijalne erozije. Na nekoliko lokacija trasa prelazi regionalne i lokalne puteve, kao i manje i veće vodotoke (reka Topluga, Koriška reka, Jaglenica itd.), sa brojnim naseljima i uglavnom poljoprivrednim zemljištem.

Sa geološkog aspekta, teren se sastoji od mladih kvartarnih (aluvijalnih, proluvijalnih i jezerskih sedimenata) koji su nevezani, i pliocenskih sedimenata koji su nevezani do blago vezani i to:

Na poddeonici km 54+950-58+600 teren je sastavljen od gruboklastičnih jezerskih sedimenata kao i pliocenskih sedimenata predstavljenih peskom, šljunkom, glinom, peskovitom glinom i prelazima pomenutih sedimentnih materijala. Postojeće litološke celine su nevezane do blago vezane, slabe do srednje gustine, sa pojavom podzemnih voda, na dubini do 3-4m od površine tla, i povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV kategoriji prema GN 200.

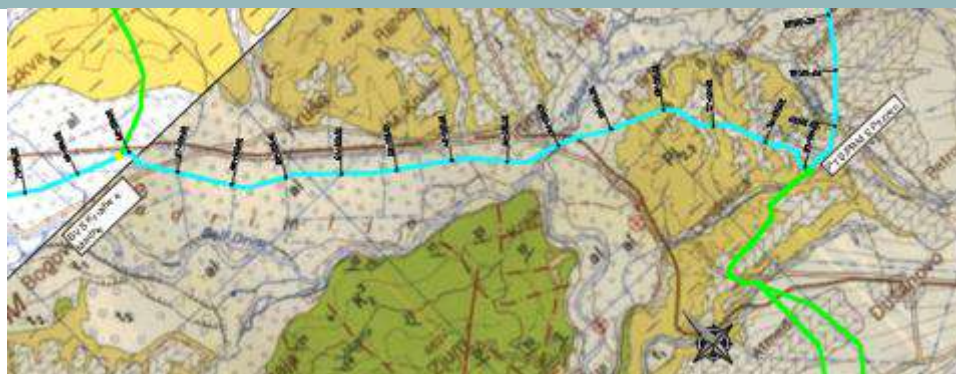
Na poddeonici km 58+600-68+170 teren čine kvartarni proluvijalni i aluvijalno-terasni sedimenti, predstavljeni peskom, šljunkom, glinom, peskovitom glinom i drugim sedimentima, koji su nevezani, male gustine sa pojavom podzemnih voda, na dubini do 3m od površine tla, na pojedinim delovima i do 1-2m u blizini rečnih korita, povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV kategoriji prema GN 200.

Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave poput fluvijalne erozije mogu biti česta pojava duž korita, dok pojave kao što su spiranje, potočići i sl. mogu biti retke u fazi izgradnje.

SLIKA 124 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA ZA DEONICU: PRIZREN – VELIKA KRUŠA



SLIKA 125 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA, DEONICA: PRIZREN – VELIKA KRUŠA



DEONICA: Velika Kruša - Đakovica km 68+170-83+700 (15,5 km)

Sa geomorfološkog aspekta, teren je po celoj dužini trase uglavnom ravan (340-400m n.v.), sa tektonskog aspekta teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura (raseda, kraljušta i sl.). Procesi poput formiranja potočića, spiranja, erozija itd. Slabo su razvijeni sa izuzetkom fluvijalne erozije. Na nekoliko lokacija trasa prelazi preko regionalnih i lokalnih puteva, kao i manjih i većih vodenih tokova (reka Beli Drim, Erenik i drugi manji vodeni tokovi), sa brojnim naseljima i pretežno poljoprivrednim zemljištem.

Sa geološkog aspekta teren je sastavljen od mladih kvartarnih (aluvijalno – terasastih) i pliocenskih sedimenata koji su nevezani do blago vezani i krednih sedimenata predstavljenih krečnjacima i to:

Na poddeonicama km 68+170-74+300, km 75+400-80+000 i km 80+300-82+000 teren je sastavljen od kvartarnih aluvijalno-terasnih sedimenata, predstavljenih peskom, šljunkom, peskovitom glinom itd. koji su nevezani, male gustine sa pojavom podzemnih voda, na dubini do 3m od površine tla, na pojedinim delovima i do 1-2m u blizini rečnih korita, povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV kategoriji prema GN 200.

Na poddeonicama km 80+000-80+300 i km 82+000-83+700 teren je sastavljen od pliocenskih sedimenata predstavljenih laporovitim i peskovitom glinom, peskom i šljunkom i prelazima pomenutih sedimentnih materijala. Postojeće litološke celine su nevezane do blago vezane, slabe do srednje gustine, sa retkom pojavom podzemnih voda, na dubini većoj od 5m od površine tla, kao povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV kategoriji prema GN 200.

Na poddeonici km 74+300-75+400 teren je sastavljen od krednih sedimenata, predstavljenih krečnjacima, grebanskim fosilnim krečnjacima koji su slojeviti do gusto slojeviti. Sa tektonskog aspekta, retke su pojave rasednih struktura, koje su srednje do vrlo ispucale na pojedinim delovima zdrobljene. Imajući u vidu pristup u fazi izgradnje, očekuju se povoljni uslovi. Kao medijum za iskopavanje, uglavnom pripadaju V - VI kategoriji prema GN 200.

Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave poput fluvijalne erozije mogu biti česta pojava duž korita, dok pojave kao što su spiranje, potočići i sl. mogu biti retke u fazi izgradnje.

SLIKA 126 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA ZA DEONICU: VELIKA KRUŠA- ĐAKOVICA



SLIKA 127 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA, DEONICA: VELIKA KRUŠA- ĐAKOVICA



DEONICA: Đakovica - Dečani km 83+700-107+550 (24 km)

Sa geomorfološkog aspekta, teren je po celoj dužini trase uglavnom ravan (420-570m mnm), sa tektonskog aspekta teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura. Procesi poput formiranja potočića, spiranja, erozija

itd. Slabo su razvijeni sa izuzetkom fluvijalne erozije. Na više lokacija trasa ukršta regionalne i lokalne puteve, kao i manje i veće vodotoke (reka Trakanić, Proni mol i dr.), sa brojnim naseljima i uglavnom poljoprivrednim zemljištem.

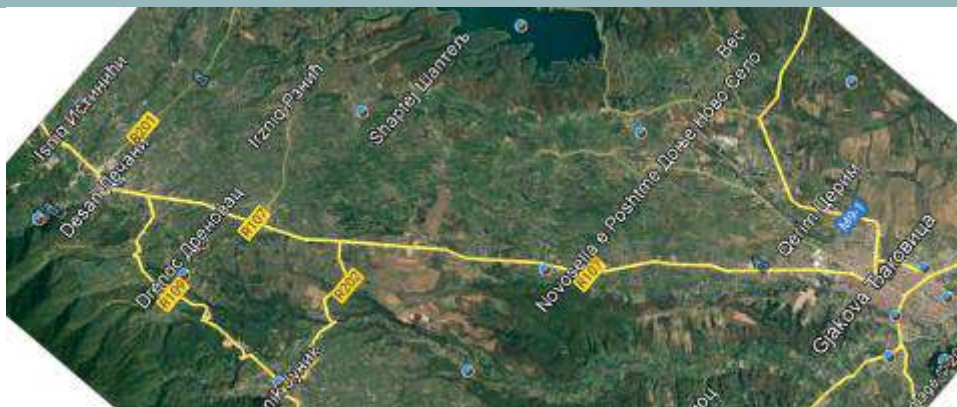
Sa geološkog aspekta, teren se sastoji od mladih kvartarnih (aluvijalno-terasni sedimenti) koji su nevezani, i pliocenskih i jezerskih sedimenata koji su nevezani do blago vezani i to:

Na poddeonicama km 83+700-86+600, km 87+200-87+500, km 94+650-94+850, km 96+200-97+130 i km 102+850-103+130 teren je sastavljena od gruboklastičnih jezerskih sedimenata kao i pliocenskih sedimenata predstavljenih laporovitom i peskovitom glinom, peskom, šljunkom i glinom sa prelazima pomenutih sedimentnih materijala. Postojeće litološke celine su nevezane do blago vezane, slabe do srednje gustine, sa pojavom podzemnih voda, na dubini do 3-4m od površine tla, i povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV kategoriji prema GN 200.

Na poddeonicama km 86+600-87+200, km 87+500-94+650, km 94+850-96+200, km 97+130-102+850, km 103+130-107+550 teren je sastavljen od kvartarnih aluvijalno-terasnih sedimenata, predstavljeni peskom i šljunkom sa retkim prisustvom peskovite gline, koji su nevezani, male gustine, sa pojavom podzemnih voda na dubini do 3 m od površine tla, na pojedinim delovima i do 1- 2m u blizini korita, kao povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV kategoriji prema GN 200.

Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave poput fluvijalne erozije mogu biti česta pojava duž korita, dok pojave kao što su spiranje, potočići i sl. mogu biti retke u fazi izgradnje.

SLIKA 128 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA ZA DEONICU: ĐAKOVICA - DEČANI



SLIKA 129 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA, DEONICA: ĐAKOVICA - DEČANI



DEONICA: Dečani - Peć km 107+550-119+700 (12 km)

Sa geomorfološkog aspekta, teren je po celoj dužini trase uglavnom ravan (500-540 m mnm), sa tektonskog aspekta teren je stabilan bez pojave tektonskih struktura. Procesi poput formiranja potočića, spiranja, erozija

itd. su dobro razvijeni. Na više lokacija trasa ukršta regionalne i lokalne puteve, kao i manje i veće vodotoke (reka Dečani, i dr.), sa brojnim naseljima i uglavnom poljoprivrednim zemljištem.

Sa geološkog aspekta teren je sastavljen od mladog kvartara (aluvijalni i proluvijalni sedimenti) koji su nevezani do blago vezani, i trijaskog peščara, filita, hloritnih škrljaca, konglomerata, rožnaca i krečnjaka:

Na poddeonicama km 107+550-109+350 i km 110+105-119+700 teren čine kvartarni aluvijalni i proluvijalni sedimenti, predstavljeni glacijalnim materijalima (pesak, šljunak i glina sa blokovima različitih stenskih masa, koji su male do srednje gustine, blago vezani sa pojavom podzemnih voda na dubini do 3-5 m od površine tla, na pojedinim delovima i do 2-3 m u blizini korita, kao povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju IV - V kategoriji prema GN 200.

Na poddeonici km 109+350-110+105 teren je sastavljen od trijaskih sedimenata, predstavljenih od peščara, filita, hloritnih škrljaca, konglomerata, rožnaca i krečnjaka. Sa tektonskog aspekta oni su srednje do jako ispućali, na nekim delovima zdrobljeni kao rezultat brojnih rasednih struktura. Imajući u vidu pristup u fazi izgradnje, na višim delovima terena duž trase očekuju se prilično otežani uslovi, uz mogućnost pojave manjih odrona. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju V i VI kategoriji prema GN 200.

Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Uz korita se mogu očekivati inženjersko-geološki procesi i pojave kao što je fluvijalna erozija koja je česta pojava, dok su pojave kao što su formiranje potočića i spiranje veoma dobro razvijene sa čestim pojavama dubokih jaruga.

SLIKA 130 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA ZA DEONICU: DEČANI - PEĆ



SLIKA 131 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA, DEONICA: DEČANI - PEĆ



DEONICA: Peć - Istok km 119+700-143+650 (24 km)

Sa geomorfološkog aspekta, teren je po celoj dužini trase uglavnom ravničarski sa niskim brašcima (420-600 m mnm), dok je sa tektonskog aspekta teren stabilan bez pojave tektonskih struktura. Procesu poput formiranja potočića, spiranja, erozija itd. Slabo su razvijeni sa izuzetkom fluvijalne erozije. Na nekoliko lokacija trasa prelazi

preko regionalnih i lokalnih puteva, kao i manjih i većih vodenih tokova (reka Beli Drim, Istok i druge), sa brojnim naseljima i pretežno poljoprivrednim zemljištem.

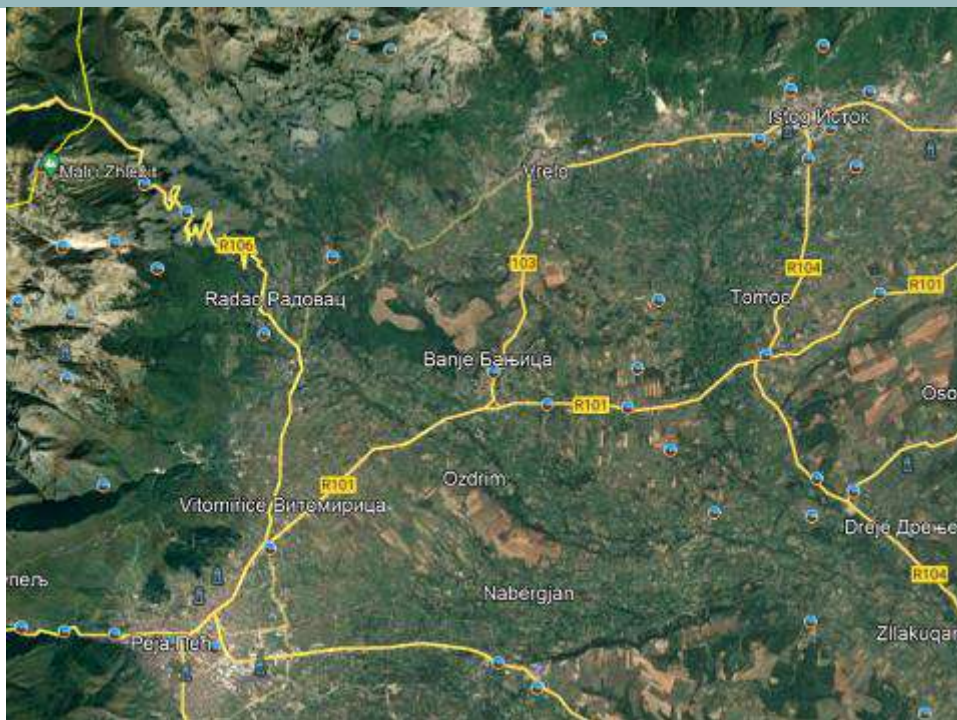
Sa geološkog aspekta, teren se sastoji od mladih kvartarnih (proluvijalni, aluvijalni i aluvijalno-terasn) koji su nevezani, i pliocenskih sedimenata koji su nevezani do blago vezani i to:

Na poddeonicama km 119+700-126+430, km 130+400-132+250, km 135+300-137+000 i km 138+000-143+650 teren je sastavljen od kvartarnih proluvijalnih, aluvijalnih i aluvijalno-terasnih sedimenata, predstavljenih peskom i šljunkom sa retkim pojavama peskovite gline, koji su nevezani, male gustine, sa pojavom podzemnih voda na dubini do 3-4 m od površine tla, na pojedinim delovima i do 1-2 m u blizina korita, kao povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV kategoriji prema GN 200.

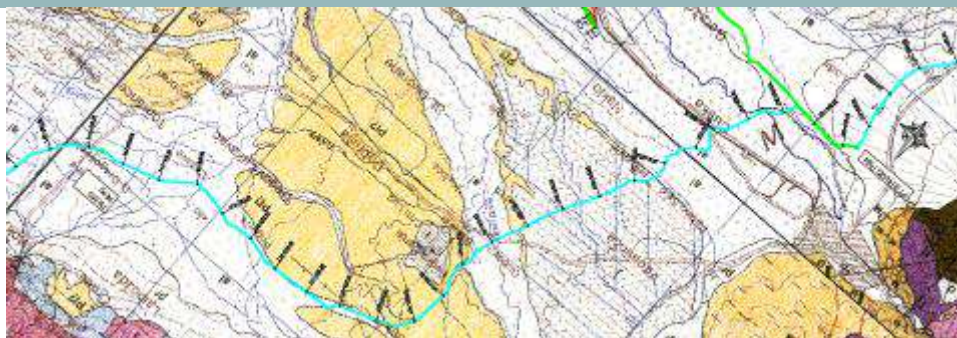
Na poddeonicama km 126+430-130+400, km 132+250-135+300 i km 137+000-138+000 teren je sastavljen od gruboklastičnih jezerskih sedimenata kao i pliocenskih sedimenata predstavljenih konglomeratom, peščarom, brečom, peskom, glinom sa prelazima pomenutih sedimentnih materijala. Postojeće litološke celine su nevezane do blago vezane, slabe do srednje gustine, sa pojavom podzemnih voda, na dubini većoj od 5 m od površine tla, kao povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, pripadaju III - IV, V kategoriji prema GN 200.

Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave poput fluvijalne erozije mogu biti česta pojava duž korita, dok pojave kao što su spiranje, potočići i sl. mogu biti retke.

SLIKA 132 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA ZA DEONICU: PEĆ - ISTOK



SLIKA 133 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA, DEONICA: PEĆ - ISTOK



DEONICA: Istok - Srbica km 143+650 – 171+597 (28 km)

Sa geomorfološkog aspekta teren je od ravničarskog do brdsko-planinskog (470-780 mnm), sa tektonskog aspekta, teren je uglavnom stabilan sa pojavom tektonskih struktura (raseda koji presecaju trasu). Na nekoliko lokacija trasa prelazi regionalne i lokalne puteve kao i veće vodotoke (Rakoška reka, Radiševska reka, Rudnička reka) i druge manje vodotoke.

Sa geološkog aspekta, teren je sastavljen od mladih nevezanih sedimenata do blago metamorfoziranih stenskih masa kao što su:

Na poddeonicama km 150+450-150+750, km 151+450-152+080, km 152+230-152+430, km 167+850-169+000, km 169+800-171+001, km +220-171+597 teren je sastavljen od trijaskih i krednih sedimenata predstavljenih pločastim i debeloslojnim krečnjacima, vulkanogenim sedimentnim formacijama predstavljenih glincima, škriljcima, metapeščarima, metadijabazama i krečnjacima, flišnim sedimentima predstavljenim glincima i mramornim kamenom, delimično raspadnut, prekriven deluvijalnim nanosom debljine 2-3 m, na pojedinim delovima u pojedinim formacijama i prilično čvrstim. Kao medijum za iskopavanje pripadaju V i VI kategoriji prema GN 200.

Na poddeonicama km 149+600-150+000, km 150+750-151+450, km 152+430-152+900, km 154+080-154+330, km 154+800-155+850, km +170-163+850, km 164+320-167+850 teren je sastavljen od miocenskih sedimenata, predstavljenih glinom, laporovitom glinom, laporom, peskom i šljunkom, blago vezani, srednje do veoma gusti sa pojavom podzemnih voda na dubini većoj od 5m, povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje, IV i VI kategoriji prema GN 200.

Na poddeonicama km 143+650-149+600, km 150+000-150+450, km 150+550-150+700, km 152+080-152+230, km 152+900-154+080, km +850-164+320 i km 166+100-166+800 teren je sastavljen od aluvijalnih, aluvijalno-proluvijalnih i jezerskih nevezanih sedimenata i blago vezanih sedimenata, sa pojavom podzemnih voda na dubini većoj od 3m. Ima šljunka i peska, male gustine, povoljan medijum za temelj. Kao medijum za iskopavanje pripadaju III i IV kategoriji prema GN 200.

Najveći deo trase prolazi kroz poljoprivredno zemljište. Može se zaključiti da je povoljno za izgradnju ovakvog tipa objekata. Inženjersko-geološki procesi i pojave kao što su spiranje, potočići i sl. su česte. Klizišta su dosta izražena na delu v. Čitak do Rudnika. Ovom delu trase u fazi detaljnih istraživanja treba posvetiti više pažnje.

SLIKA 134 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA ZA DEONICU: ISTOK - SRBICA



SLIKA 135 – SINOPTIČKA GEOGRAFSKA KARTA, DEONICA: ISTOK - SRBICA





Financed under specific grant agreement no. 2018/402-850 from the EU IPA II Multi-Beneficiary Programme for Albania, Bosnia and Herzegovina, North Macedonia, Kosovo*, Montenegro and Serbia

Western Balkans Investment Framework

Infrastructure Project Facility Technical Assistance 9 (IPF9)

TA2018149 R0 IPA / AA-001107-001

WB21-KOS-ENE-02

GAS DEVELOPMENT PLAN AND REGULATORY FRAMEWORK REVIEW AND ASSISTANCE – GAS DEVELOPMENT PLAN

12 October 2022





Document information

The Infrastructure Project Facility (IPF) is a technical assistance instrument of the Western Balkans Investment Framework (WBIF) which is a joint initiative of the European Union, International Financial institutions, bilateral donors and the governments of the Western Balkans which supports socio-economic development and EU accession across the Western Balkans through the provision of finance and technical assistance for strategic infrastructure investments. This technical assistance operation is financed with EU funds.

Disclaimer: The authors take full responsibility for the contents of this report. The opinions expressed do not necessarily reflect the view of the European Union or the European Investment Bank.

GENERAL INFORMATION

Contract	Western Balkans Investment Framework, Infrastructure Project Facility, Technical Assistance 9 (IPF9), Infrastructures: Digital, Energy, Environment, Transport and Social
Contract number:	TA2018149 R0 IPA
Contracting Authority:	The European Investment Bank
Contractor:	EGIS International (FR) / WYG International (NL) / WYG International Danismanlik Limited Sirketi (WYG Turkiye) (TR) / COWI A/S (DK) / COWI AS (NO) / GOPA Infra GmbH (DE) / GOPA — International Energy Consultants GmbH (DE) / CESTRA d.o.o. Beograd (RS) / TRENECON Consulting & Planning Ltd (HU) SYSTEMA Consulting SMLTD (GR) / Danish Refugee Council (DK) / SOFRECOM (FR)
Subproject name:	Gas Development Plan and Regulatory Framework Review and Assistance
Subproject ref:	WB21-KOS-ENE-02
Beneficiaries:	Government of Kosovo - Ministry of Economy, Department of Energy
Promoter:	
Sector:	Energy
Country:	Kosovo
Lead IF:	EBRD
Responsible IPF:	IPF9
Subproject Start Date:	29.06.2021
Subproject Duration:	18 months
Anticipated Completion:	11.01.2023
Experts contributing to this report:	Karmen Stupin, Ilir Shala, Jurica Brajković, Davor Kolednjak, Sabina Kukich, Ivica Bilušić, Darko Horvat, Mladen Zeljko, Tomislav Nekić, Hrvoje Pavlović, Panche Krlev, Damir Pešut, Daniel Golja, Aleksandar Đurković, Ines Rožanić, Mario Pokrivač, Marta Brkić, Adnan Alshani, Tajana Uzelac Obradović, Marijana Bakula, Mirjana Marčenić, Igor Anić, Ines Geci, Konrad Kiš, Ivan Juratek, Vancho Angelov



Sectoral Project Manager: Marko Krejči

HISTORY OF CHANGES

Version	Date	Checked by	Function	Visa
V01	03-Jun-2022	Ognjen Paleka	IPF9 Key energy expert	
V02	12-Sep-2022	Ognjen Paleka	IPF9 Key energy expert	
V03	12-Oct-2022	Ognjen Paleka	IPF9 Key energy expert	

Version	Date	Approved by	Function	Visa
V01	03-Jun-2022	Ralph Henderson	IPF9 Team leader	
V02	12-Sep-2022	Ralph Henderson	IPF9 Team leader	
V03	12-Oct-2022	Ralph Henderson	IPF9 Team leader	

RECIPIENTS

Name	Entity
Florim Canolli	Prime Minister's Office
Luan Morina	Ministry of Economy
Anyla Beqa	Ministry of Economy
Leonita Shabani	Ministry of Economy
Arberesha Isufi	Ministry of Economy
Besiana Berisha	Ministry of Economy
Blin Berdoniqi	Ministry of Economy
Drin Ponosheci	Ministry of Economy
Fjolla Fazliu	Ministry of Economy
Miftar Nika	Ministry of Economy
Mehmet Qelaj	Ministry of Economy
Milot Kelmendi	Ministry of Economy
Rina Lluka	Ministry of Economy
Sabit Gashi	Ministry of Economy
Bashkim Pllana	Ministry of Economy
Rina Kryeziu-Rogova	Ministry of Economy
Dije Rizvanolli	Ministry of Finance, Labor and Transfers
Shqiptar Ibra	Ministry of Finance, Labor and Transfers
Servet Spahiu	Ministry of Environment, Spatial Planning and Infrastructure
Muhamet Malsiu	Ministry of Environment, Spatial Planning and Infrastructure
Burbuqe Hydaverdi	Ministry of Environment, Spatial Planning and Infrastructure
Agim Isufi	Ministry of Industry, Entrepreneurship and Trade
Astrit Saraqini	ERO
Shyqeri Morina	KOSTT
Sidorela Dodaj	KEDS
Andi Aranitasi	EBRD
Jeff Jeter	EBRD
Neil Taylor	EBRD
Bekim Muaremi	EBRD
Cristian Carraretto	EBRD



Francesco Corbo
Stefan Kostovski
Aurora Popova
Luigi Brusa
Lendita Gashi
Flamur Junuzi
Besime Kajtazi
Natalia Tselenti
Frederic Moury
Ralph Henderson
Ognjen Paleka
Marko Krejči
Alush Grosha

EBRD
EBRD
NIPAC, Kosovo
EUO, Kosovo
EUO, Kosovo
EUO, Kosovo
EUOK - WBIF Focal Point, Kosovo
IPF9
IPF9
IPF9
IPF9
IPF9
IPF9



TABLE OF CONTENTS

1	SUMMARY AND WAY FORWARD	17
2	INTRODUCTION	25
2.1	Scope and objectives	25
3	THE GENERAL CONTEXT	26
3.1	The socio-economic environment.....	26
3.2	The context within the energy sector and relevant strategies.....	31
4	GAS MARKET	33
4.1	Potential gas demand assessment	33
4.1.1	Gas for heat.....	36
4.1.2	Gas for electricity.....	37
4.1.3	Profiles of gas demand	40
4.1.4	Load management and storage.....	41
4.2	Gas supply assessment	43
4.2.1	Gas supply route options	44
4.2.2	Gas infrastructure, developments and sources of natural gas in the region	47
4.2.2.1	Potential LNG supply sources.....	50
4.2.3	Natural gas trade and reserves.....	50
4.3	Gas pricing – tariff considerations	53
4.3.1	Gas transmission tariffs.....	53
4.3.2	Gas distribution tariffs	53
4.3.3	Gas prices	54
4.4	Gasification feasibility considerations	57
4.4.1	Gas competitiveness.....	57
4.4.2	Green deal considerations	59
4.4.2.1	100% H₂ dedicated networks.....	60
5	INSTITUTIONAL, LEGISLATIVE AND POLITICAL FRAMEWORK	62
5.1	Institutional aspects.....	62
5.2	Legislative aspects	65
5.3	Political aspects.....	67
5.4	TSO/DSO market models	68
6	TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM.....	71
6.1	Basic information.....	71
6.1.1	Pipeline routes	72
6.1.1.1	Gas pipeline MKD/KOS border to Prishtina.....	73
6.1.1.2	Gas pipeline Ferizaj - Prizren.....	74



6.1.1.3	Gas pipeline Prizren - Gjakovë.....	75
6.1.1.4	Gas pipeline Gjakovë - Pejë.....	76
6.1.1.5	Gas pipeline Pejë - Istog.....	77
6.1.1.6	Gas pipeline Istog - Skenderaj.....	78
6.1.1.7	Gas pipeline Prishtina 1 - Drenas.....	78
6.1.1.8	Gas pipeline Drenas - Skenderaj.....	79
6.1.1.9	Gas pipeline Skenderaj - Mitrovicë.....	79
6.1.1.10	Gas pipeline Mitrovicë - Vushtrri.....	79
6.1.1.11	Gas pipeline Ferizaj - Gjilan.....	80
6.1.1.12	Gas pipeline Gjilan - Kamenicë.....	80
6.1.1.13	Gas pipeline Krushë e Madhe - Rahovec.....	80
6.1.1.14	Gas pipeline Rahovec - Malishevë.....	80
6.1.1.15	Gas pipeline Ferizaj - Shtime.....	80
6.1.1.16	Gas pipeline Pejë - Klinë.....	81
6.1.1.17	Gas pipeline to Kaçanik.....	81
6.1.1.18	Gas pipeline Prizren - Dragash.....	81
6.1.1.19	Gas pipeline Prishtinë - Podujevë.....	81
6.1.1.20	Gas pipeline Suharekë - Mamushë.....	82
6.1.1.21	Gas pipeline BVS Hani i Elezit to Sharrcem.....	82
6.1.1.22	Gas pipeline Prizren – ALB/KOS border.....	82
6.2	Technical considerations for hydrogen (H₂)-ready infrastructure.....	82
6.2.1.1	Current H ₂ blending limits in EU.....	82
6.2.1.2	Energy carried in 100% hydrogen pipelines.....	84
6.2.1.3	Technical issues of hydrogen and methane mixtures - in pipeline transmission.....	85
6.2.1.4	Hydrogen-ready pipes and materials.....	85
6.3	Preliminary hydraulic calculations.....	86
6.3.1	Methodology.....	86
6.3.2	Standard conditions and gas quality.....	86
6.3.2.1	Standard conditions.....	86
6.3.2.2	Gas properties.....	86
6.3.3	Pipeline related data.....	87
6.3.4	Design pressure.....	87
6.3.5	Wall thickness calculation.....	88
6.4	Preliminary transmission system CAPEX and OPEX estimates.....	88
7	TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF THE DISTRIBUTION SYSTEM . 90	
7.1	Gas distribution system basics.....	90
7.2	Layout development principles.....	91
7.2.1	System layout.....	91
7.2.2	Consumer connections.....	92
7.3	Potential gas distribution networks.....	92
7.4	Preliminary distribution networks CAPEX and OPEX estimates.....	93



8	ECONOMIC EVALUATION AND SYSTEM DEVELOPMENT OPTIONS	94
8.1	Introduction.....	94
8.2	Methodology	95
8.2.1	Gas distribution tariffs	96
8.2.2	Transmission tariffs	103
8.2.2.1	Gas transmission tariffs for the development of the SKOPRI pipeline	104
8.2.2.2	Gas transmission tariff for the development of Ring pipeline	104
8.2.2.3	Gas transmission tariffs for the development of the entire gas transmission network (SKOPRI and Ring combined).....	105
8.2.2.4	Limited development of Ring pipeline	105
8.3	Gas transmission network costs	106
9	OPTIMIZED GASIFICATION SCENARIOS.....	110
9.1	Large gasification scenario	110
9.1.1	Transmission system parameters	110
9.1.2	Economic and tariff calculations	112
9.1.3	Environmental considerations	112
9.2	Small gasification scenario description	115
9.2.1	Transmission system parameters	115
9.2.2	Economic and tariff calculations	117
9.3	Industrial scenario.....	118
9.3.1	Gas demand	119
9.3.2	Transmission system parameters	119
9.3.3	Economic and tariff calculations	123
9.4	Industrial only scenario	125
9.4.1	Gas demand	125
9.4.2	Transmission system parameters	125
9.4.3	Economic and tariff calculations	125
9.5	Notes on the assessed gasification scenario	126
10	FINANCING OPTIONS.....	128
11	ALTERNATIVE GASIFICATION SCENARIOS - SUPPLY OF LNG/CNG...	130
11.1	LNG Virtual Pipeline	130
11.1.1	LNG supply optimization methodology	130
11.1.2	LNG source	131
11.1.3	Supply of Prishtina	131
11.1.3.1	Cryo container trucks supply.....	131
11.1.3.2	Train tank cars supply.....	132
11.1.4	Supply of Sharrcem	133
11.1.5	Supply of Ferronikeli	133



11.2	CNG Virtual Pipeline	134
11.2.1	CNG source.....	134
11.2.2	CNG supply optimization methodology	134
11.2.3	Supply of Prizren	135
11.2.4	Supply of Peja	135
11.2.5	Supply of Gjakova.....	136
11.3	Financial Assessment	137
11.4	Supply of LNG	137
11.4.1	Road transport.....	137
11.4.1.1	Prishtina.....	138
11.4.1.2	Sharrcem (Hani I Elezit).....	139
11.4.1.3	Ferronikeli (Drenas).....	139
11.4.2	Rail transport	140
11.4.3	LNG gas supply conclusions	141
11.5	Supply of CNG	142
11.5.1.1	Prizren	142
11.5.1.2	Pejë.....	143
11.5.1.3	Gjakovë	144
11.5.2	Conclusions on CNG supply of gas	145
12	COMPARISON WITH “NO PROJECT”	146
13	BIBLIOGRAPHY	147

ANNEX 1: BLOCK FLOW DIAGRAMS AND HYDRAULIC CALCULATION MODELS PER SCENARIO

ANNEX 2: MAPS

ANNEX 3: PROVISIONAL DISTRIBUTION NETWORKS

ANNEX 4: SAFETY REQUIREMENTS

ANNEX 5: PIPELINE LAYING, CONSTRUCTION REQUIREMENTS AND CONSTRUCTION METHODS

ANNEX 6: GEOLOGICAL, HYDROGEOLOGICAL, AND GEOTECHNICAL ASSESSMENT



LIST OF FIGURES

Figure 1 – Geographical distribution of the potential gas demand.....	17
Figure 2 – Estimate of total distribution tariffs	18
Figure 3 – Kosovo gas transmission system Large gasification scenario with average tariffs.....	19
Figure 4 – Kosovo gas transmission system Small gasification scenario with average tariffs	21
Figure 5 – Kosovo gas transmission system Industrial Scenario w/o connections to Drenas and Skenderaj	23
Figure 6 – Gross domestic product growth rate from 2015 until 2020	26
Figure 7 – Average annual Inflation rate from 2015 until 2020	27
Figure 8 – Unemployment rate from 2015 until 2020	28
Figure 9 – Public Debt as % of Gross domestic product from 2015 until 2020.....	29
Figure 10 – Trade balance from 2015 until 2020	29
Figure 11 – Gross domestic product structure projection	34
Figure 12 – Kosovo population projections 2017-2061	34
Figure 13 – Forecasted thermal energy demand in Kosovo.....	36
Figure 14 – Geographical distribution of the potential gas demand	37
Figure 15 – Installed capacities by technology in Kosovo for the period 2040-2060	38
Figure 16 – Electricity generation by technology in Kosovo for the period 2040-2060	39
Figure 17 – Scheme of propane-air peak shaving plant.....	42
Figure 18 – Potential natural gas supply routes.....	44
Figure 19 – ALKOGAP corridor.....	45
Figure 20 – North Macedonia-Kosovo gas interconnection route.....	47
Figure 21 – Existing and planned gas infrastructure	48
Figure 22 – The route of TANAP.....	49
Figure 23 – The route of the TurkStream pipeline	49
Figure 24 – LNG infrastructure	50
Figure 25 – Natural gas trade flows, cross border capacities, domestic consumption and production in the region in 2021 (mcm).....	51
Figure 26 – Natural gas production and share in consumption in SEE region	52
Figure 27 – Short-term natural gas price forecasts	54
Figure 28 – Long-term natural gas price forecasts	55
Figure 29 – Comparison of wholesale natural gas prices in the third quarter of 2021	56
Figure 30 – Historic electricity prices for industrial consumers in Kosovo in comparison to natural gas prices for industrial consumers in SEE	57
Figure 31 – Historic electricity prices for residential and commercial consumers in Kosovo in comparison to natural gas prices for household consumers in SEE	58
Figure 32 – Preliminary layout of the planned Kosovo gas transmission pipelines.....	72
Figure 33 – Hydrogen tolerance of gas infrastructure components.....	83
Figure 34 – Absolute Share of gas consumption in the power sector and non-power sector.....	94
Figure 35 – Relative Share of gas consumption in the power sector and non-power sector.....	95
Figure 36 – Cumulative gas demand by municipality during the life of the project (GWh)	95
Figure 37 – Estimate of distribution tariffs	97
Figure 38 – Structure of investment in distribution network	99
Figure 39 – Estimate of total distribution tariffs.....	100
Figure 40 – Estimate of total distribution tariffs.....	101
Figure 41 – Distribution areas with competitive gas distribution tariffs	102
Figure 42 – Feasible gas demand.....	103



Figure 43 – Cumulative gas quantities used in calculation of average transmission tariffs during the lifetime of the project	103
Figure 44 – Selected European Gas network costs for household consumers	107
Figure 45 – Selected European Gas network costs for non-household consumers	107
Figure 46 – Gas network costs for consumption areas IF SKOPRI only is developed	107
Figure 47 – Gas network costs for selected consumption areas if SKOPRI and Ring are developed	108
Figure 48 – Geographical distribution of Gas network costs for selected consumption areas if SKOPRI and Ring are developed	109
Figure 49 – Gas demand in large gasification scenario	110
Figure 50 – Gas demand in small gasification scenario	115
Figure 51 – Gas network costs for selected consumption areas in Small gasification scenario	117
Figure 52 – Geographical distribution of Gas network costs for selected consumption areas for Small gasification scenario	118
Figure 53 – Gas demand in industrial scenario	119
Figure 54 – Kosovo transmission system for the alternative gasification scenario, industrial	123
Figure 55 – Assumed gas demand for the alternative gasification scenario, industrial	124
Figure 56 – Gas demand in industrial only scenario	125
Figure 57 – Assumed gas demand for the alternative gasification scenario, industrial	125
Figure 58 – Gas supply chain with LNG as source	130
Figure 59 – LNG supply route to Prishtina	131
Figure 60 – LNG supply system for Prishtina by road	132
Figure 61 – LNG supply system for Prishtina by rail	132
Figure 62 – LNG supply system for Sharrcem by road	133
Figure 63 – LNG supply system for Ferronikeli by road	133
Figure 64 – Gas supply chain with CNG as source	134
Figure 65 – CNG supply route from Prishtina	134
Figure 66 – CNG supply system for Priren	135
Figure 67 – CNG supply system for Peje	136
Figure 68 – CNG supply system for Gjakove	136
Figure 69 – Structure of investment costs in LNG infrastructure in Prishtina	138
Figure 70 – Structure of allowed revenue of Prishtina LNG	138
Figure 71 – Structure of investment costs in Sharrcem	139
Figure 72 – Structure of allowed revenue for Sharrcem LNG	139
Figure 73 – Structure of investment costs	140
Figure 74 – Structure of allowed revenue of Ferronikeli LNG	140
Figure 75 – Structure of investment costs in train LNG for Prishtina	141
Figure 76 – Structure of allowed revenue for Prishtina LNG by rail	141
Figure 77 – Structure of investment costs	143
Figure 78 – Structure of allowed revenue for Prizren CNG	143
Figure 79 – Structure of investment costs	143
Figure 80 – Structure of allowed revenue for Peja CNG	144
Figure 81 – Structure of investment costs	144
Figure 82 – Structure of allowed revenue for Gjakova CNG	145
Figure 83 – Basic block flow diagram	148
Figure 84 – Hydraulic model for the preliminary gasification scenario	150
Figure 85 – Block flow diagram for the large gasification scenario	151
Figure 86 – Hydraulic model for the large gasification scenario	152
Figure 87 – block flow diagram for the small gasification scenario	153



Figure 88 – Hydraulic model for the small gasification scenario	154
Figure 89 – block flow diagram for the industrial small gasification scenario	155
Figure 90 – Hydraulic model for the industrial gasification scenario	156
Figure 91 – Distribution networks of Prishtina, Fushe Kosove, and Obiliq	158
Figure 92 – Distribution network of Prizren	159
Figure 93 – Distribution network of Ferizaj	159
Figure 94 – Distribution network of Peja	160
Figure 95 – Distribution network of Gjakova	160
Figure 96 – Distribution network of Gjilan	161
Figure 97 – Distribution network of Podujevë	161
Figure 98 – Distribution networks of Mitrovicë and Mitër e Veriut (North Mitër)	162
Figure 99 – Distribution network of Vushtrri	162
Figure 100 – Distribution network of Suharekë	163
Figure 101 – Distribution network of Drenas	163
Figure 102 – Distribution networks of Lipjan (left) and Rahovec (right)	164
Figure 103 – Distribution network of Malishevë	164
Figure 104 – Distribution network of Skenderaj	165
Figure 105 – Distribution network of Viti	165
Figure 106 – Distribution network of Deçan	166
Figure 107 – Distribution network of Klinë	166
Figure 108 – Distribution network of Kamenicë	167
Figure 109 – Distribution network of Istog	167
Figure 110 – Distribution network of Dragash	168
Figure 111 – Distribution network of Kaçanik	168
Figure 112 – Distribution network of Shtime	169
Figure 113 – Distribution networks of Hani i Elezit (left) and Mamushe (right)	169
Figure 114 – Gas pipeline impact areas	171
Figure 115 – Trench and work area	172
Figure 116 – Synoptic geographical map for section: Prishtina 1 - Drenas	185
Figure 117 – Synoptic geological map, pages Ferizaj and Rahovec, section: Prishtina 1 – Drenas	185
Figure 118 – Synoptic geographical map for section: Drenas (Ferronikeli) - Skenderaj	186
Figure 119 – Synoptic geological map, pages Rahovec and Mitrovica, section: Drenas (Ferronikeli) - Skenderaj	186
Figure 120 – Synoptic geographical map for section: Ferizaj - Suhareke	188
Figure 121 – Synoptic geological map, pages Ferizaj and Rahovec, section: Ferizaj - Suhareke	188
Figure 122 – Synoptic geographical map for section: Suhareke - Prizren	189
Figure 123 – Synoptic geological map, pages Rahovec and Prizren, section: Suhareke - Prizren	189
Figure 124 – Synoptic geographical map for section: Prizren – Krushe e Madhe	190
Figure 125 – Synoptic geological map, section: Prizren – Krushe e Madhe	190
Figure 126 – Synoptic geographical map for section: Krushe e Madhe - Gjakova	191
Figure 127 – Synoptic geological map, section: Krushe e Madhe - Gjakova	191
Figure 128 – Synoptic geographical map for section: Gjakova - Deçan	192
Figure 129 – Synoptic geological map, section: Gjakova - Deçan	192
Figure 130 – Synoptic geographical map for section: Deçan - Peja	193
Figure 131 – Synoptic geological map, section: Deçan - Peja	193
Figure 132 – Synoptic geographical map for section: Pejë - Istog	194
Figure 133 – Synoptic geological map, section: Pejë - Istog	195
Figure 134 – Synoptic geographical map for section: Istog - Skenderaj	196



Figure 135 – Synoptic geological map, section: Istog - Skenderaj..... 196



LIST OF TABLES

Table 1 – Differences between considered scenarios	24
Table 2 – Macroeconomic indicators for 2019 and 2020	30
Table 3 – Gross domestic product projections	33
Table 4 – Projections of population, household size, and number of households	35
Table 5 – Forecasted heat demand in Kosovo presented as potential natural gas consumption	36
Table 6 – Kosovo electricity demand 2040-2060	38
Table 7 – Electricity generation from CCGT units [GWh]	39
Table 8 – Gas demand for power generation [mcm]	39
Table 9 – Potential gas transmission capacity considering the forecasted gas consumption in Kosovo	41
Table 10 – Long-term natural gas price forecasts	55
Table 11 – Sections of the MKD-KOS gas Interconnection	73
Table 12 – Sections of the gas pipeline Ferizaj - Prizren	75
Table 13 – Sections of the gas pipeline Prizren - GJAKOVË	76
Table 14 – Sections of the gas pipeline Gjakova - Peja	77
Table 15 – Gas pipeline Peja - Istog	78
Table 16 – Gas pipeline Istog - Skenderaj	78
Table 17 – Gas pipeline Prishtina 1 - Drenas	79
Table 18 – Gas pipeline Drenas - Skenderaj	79
Table 19 – Natural gas composition	87
Table 20 – Pipeline related data	87
Table 21 – Preliminary CAPEX for all initially developed transmission pipelines	89
Table 22 – CAPEX for all initially developed distribution networks	93
Table 23 – Total cost of developing distribution network	98
Table 24 – Average tariffs in selected European countries	104
Table 25 – Comparison of investment costs and cumulative gas demand for SKOPRI and Ring pipeline	105
Table 26 – Overall average gas transmission tariffs for staged development of Kosovo gas transmission pipeline	106
Table 27 – Results of hydraulic calculations and CAPEX for transmission pipelines developed in large gasification scenario	111
Table 28 – GDP implementation with environmental protection objectives compliance analysis	113
Table 29 – Results of hydraulic calculations and CAPEX for transmission pipelines developed in small gasification scenario	116
Table 30 – Total cost of developing distribution network for small gasification scenario	116
Table 31 – Comparison of hydraulic results of industrial gasification scenarios against small gasification scenario	120
Table 32 – Results of hydraulic calculations and CAPEX for transmission pipelines developed in DN400 industrial gasification scenario	121
Table 33 – Results of hydraulic calculations and CAPEX for transmission pipelines developed in DN500 industrial gasification scenario	122
Table 34 – Preliminary CAPEX branch Obiliq – Vushtrri - Mitrovica	122
Table 35 – Investments costs for the industrial gasification scenario (DN500)	124
Table 36 – Investments costs for the industry only gasification scenario (DN400)	126
Table 37 – Comparison of LNG tariffs	142
Table 38 – Comparison of CNG tariffs	145
Table 39 – Results of the preliminary hydraulic calculations	149
Table 40 – Safety zones of the pipelines	171



Table 41 – Gas meters	183



List of abbreviations

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ALB	Albania
ALKOGAP	Albania-Kosovo Gas Pipeline
API	American Piping Inspection
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
a.s.l.	Above sea level
BAT	Best available techniques
bcm	billion cubic meters
BG	Bulgaria
BVS	Block valve station
CAPEX	Capital expenses
CCGT	Combined cycle gas turbine (power plant)
CEER	Council of European Energy Regulators
CHP	Combined Heat and Power plant
CNG	Compressed natural gas
COP	Coefficient of Performance
CPI	Consumer Price Index
CTMS	Custody transfer metering station
DC	Dispatch Centre
DCVG	Direct Current Voltage Gradient
DH	District Heating
DSO	Distribution System Operator
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EC	European Commission
ECRB	Energy Community Regulatory Board
ECS	Energy Community Secretariat
ECT	Energy Community Treaty
EEA	European Economic Area
EIB	European Investment Bank
ELBC	Electronic Line Break Control
EnC	Energy Community
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ERO	Energy Regulatory Office
ES	Energy Strategy
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment
EU	European Union
EUO	European Union Office
FS	Feasibility Study
GDP	Gas Development Plan
GHG	Greenhouse gases
GWh	Gigawatt-hour
H ₂	Hydrogen



HICP	Harmonised Index of Consumer Prices
HP	High pressure
IAP	Ionian Adriatic pipeline
IEA	International Energy Agency
IP	Intersection point
IPA	Instrument for Pre-accession Assistance
IPF	Infrastructure Project Facility
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISO	Independent System Operator
ITO	Independent Transmission Operator
KAS	Kosovo Agency of Statistics
KBRA	Kosovo Business Registration Agency
KCC	Kosovo Competition Commission
KEPA	Kosovo Environmental Protection Agency
KIESA	Kosovo Investment and Enterprise Support Agency
KOS	Kosovo
KOSTT	Transmission System Operator in Kosovo
LDAR	Leak Detection and Repair
LHV	Lower Heating Value
LNG	Liquefied natural gas
LP	Low pressure
MAED	Model for Analysis of Energy Demand
MCC	Millennium Challenge Corporation
MESPI	Ministry of Environment, Spatial Planning and Infrastructure
mcm	million cubic meters
MJ	Megajoule
MKD	North Macedonia
MOU	Memorandum of Understanding
MP	Medium pressure
MRS	Metering and regulation station
MS	Member States
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hour
NDS	National Development Strategy
NECP	National energy and climate plan
NER	National Energy Resources
NG	Natural gas
NGV	Natural gas vehicles
NIPAC	National IPA Coordinator
NRA	National Regulatory Authorities
NDT	Non-destructive testing
OPEX	Operating expenses
OS	Odorizing station
P&ID	Process and instrumentation diagram
PJ	Petajoule
PPP	Public-Private Partnership
PRMS	Pressure reducing and metering station



PTS	Pig trap station
PSV	Punto di Scambio Virtuale
REKK	Regional Centre for Energy Policy Research
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
SAA	Stabilization and Association Agreement
SAC	State Aid Commission
SAD	State Aid Department
SCADA	Supervisory Control and data Acquisition
SEA	Strategic Environmental Assessment
SEE	South East Europe
SKOPRI	North Macedonia-Kosovo gas interconnection (Skopje-Prishtina)
TA	Technical assistance
TANAP	Trans Anatolian pipeline
TAP	Trans Adriatic pipeline
TEP	Third Energy Package
ToR	Terms of Reference
TPP	Thermal power plant
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawatt-hour
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
US	United States
VAT	Value-Added Tax
VOC	Volatile Organic Compounds
WBIF	Western Balkans Investment Framework

1 SUMMARY AND WAY FORWARD

This report summarizes the Consultant's work in assessing options for the gas development plan of Kosovo. The timing of this assignment is concurrent with significant uncertainties and disruptions in the European energy market caused by the COVID-19 pandemic, conflict in Ukraine, and overall European endeavor to transform and decarbonize its energy sector. All these cause significant changes in energy and material prices, which significantly affect the economic analyses in this assignment.

The energy strategy of Kosovo, currently in development, considers several scenarios, and one of those considers the use of natural gas.

Gas in Kosovo is considered a transition fuel in the decarbonization of Kosovo's economy. Gas infrastructure is considered such that it can also transport hydrogen, in case future developments enable its widespread use.

It is considered that gas to Kosovo would be supplied via the SKOPRI pipeline connection between Skopje and Prishtina. Gas would, in turn, be sourced from Bulgaria via the existing pipeline from Zidhilovo to Skopje or Greece via pipeline Nea Mesimvria-Negotino currently in preparation for construction. Ultimate sources of natural gas for Kosovo could be gas from Russia, Greek LNG, TAP, or Croatian LNG (via IAP).

Usage of natural gas in Kosovo is expected in the residential, services, industry, and power generation sectors. Gas is potentially competitive in all considered sectors. Potential gas demand was developed based on modeling a number of parameters, including Gross domestic product, population, energy efficiency, and other parameters. Gas-to-power demand was estimated based on the input from the Beneficiary until 2040 and further modeled by the Consultant until 2060.

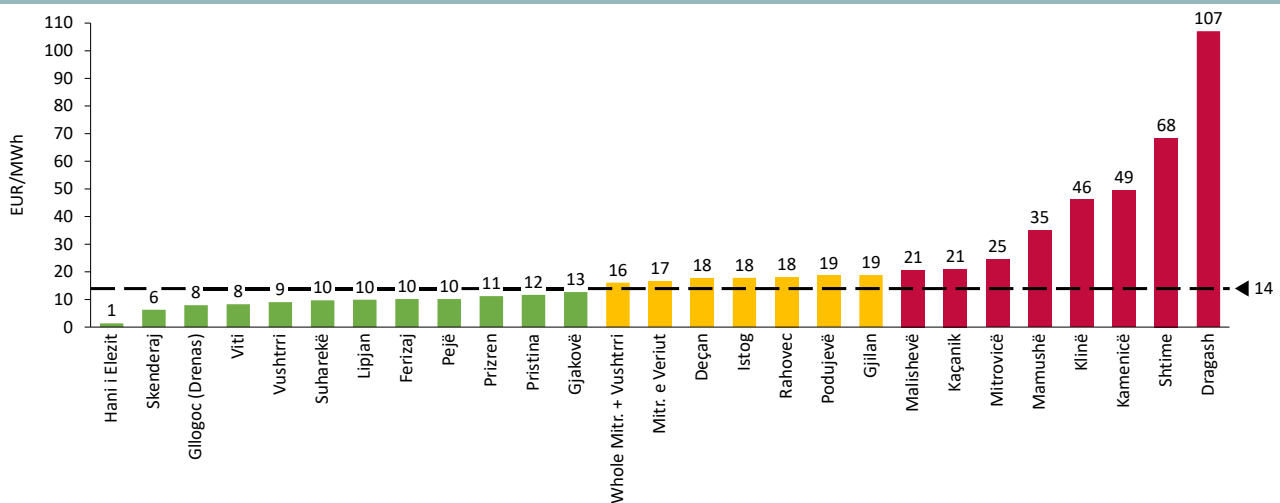
The estimated potential annual gas demand was geographically distributed, as provided in **Figure 1** (for settlements larger than 20.000 inhabitants). The size of the circle indicates the potential gas demand (excluding gas-to-power demand). Expected patterns of gas use and weather extremes were taken into account when estimating peak hourly gas demands needed for dimensioning the transmission system.

FIGURE 1 – GEOGRAPHICAL DISTRIBUTION OF THE POTENTIAL GAS DEMAND



Provisional distribution networks were developed for those settlements. This enabled a preliminary estimate of distribution tariffs for gas consumers in each settlement, as provided in **Figure 2**.

FIGURE 2 – ESTIMATE OF TOTAL DISTRIBUTION TARIFFS



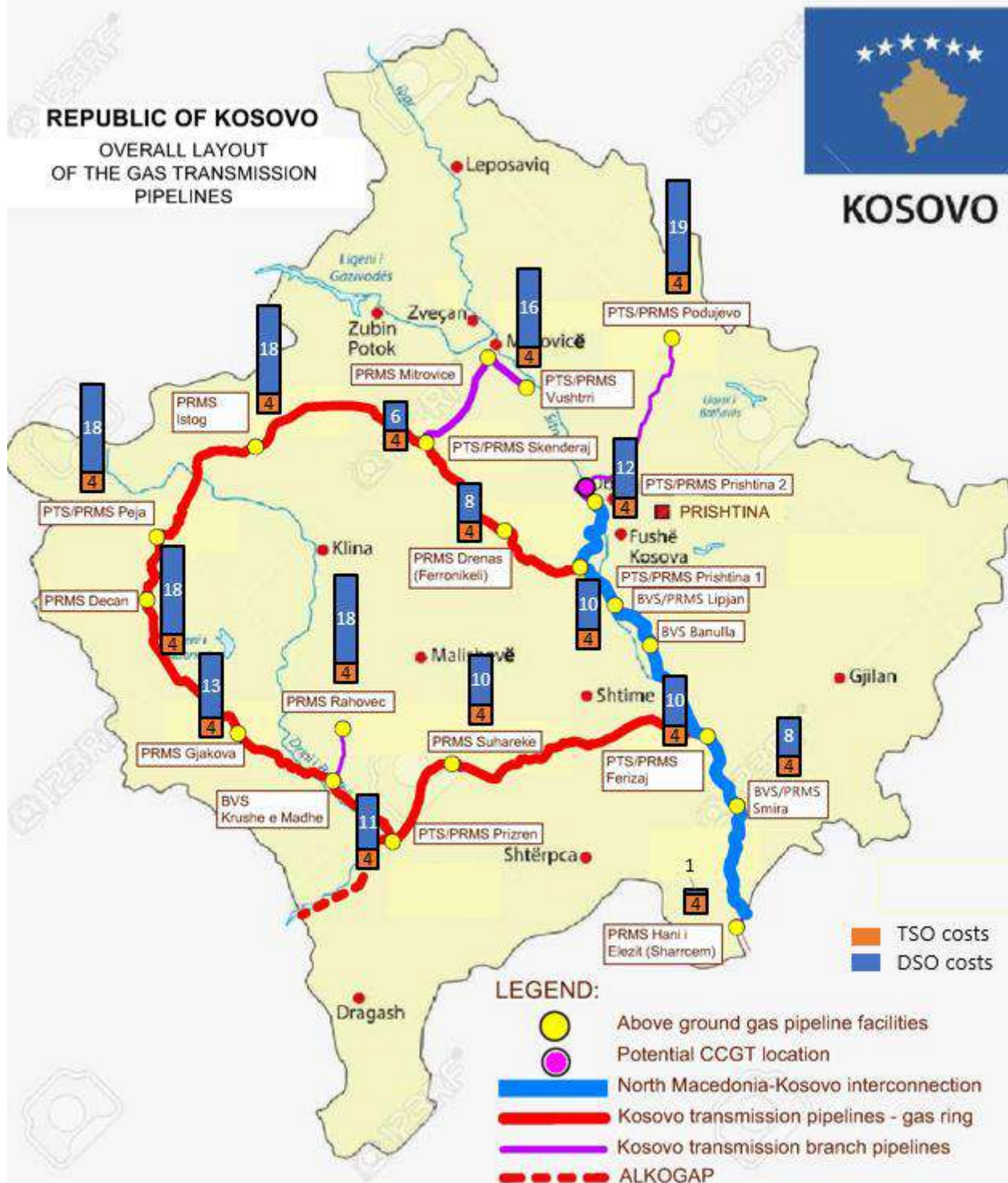
Only settlements with an acceptable level of distribution costs (green and yellow) were selected for further analysis. Note that the settlements with distribution costs slightly above the provisionally assessed acceptable tariff of 14 €/MWh were allowed as well due to the possibility of applying a single average distribution tariff for all Kosovo consumers.

Based on the geographical distribution of selected settlements' demands, the transmission system was routed, and preliminary hydraulic calculations were performed. This resulted in the proposed construction of SKOPRI, the gas Ring, and several transmission branches, constituting a **Large gasification scenario**. That would enable the gasification of the following distribution areas: Hani I Elezit, Skenderaj, (Drenas Viti, Vushtrri, Mitrovica e Veriut, Suharekë, Lipjan, Ferizaj, Pejë, Prizren, Prishtinë, Gjakovë, Deçan, Istog, Rahovec, Podujevë, and Gjilan. This scenario results in peak hourly gas demand of 226 000 m³/h, while peak annual gas demand of 655 mcm is reached in 2040. Obtained gas demand was used to reiterate the transmission system model and yield revised system parameters, including system CAPEX.

The overall length of the transmission system in this scenario is 279,6 km. CAPEX for construction of the transmission system is estimated at 165,8 mln € (with DN600 SKOPRI dimension) and 377,5 mln € for distribution systems, yielding a total estimated CAPEX of 543,3 mln €. Note that the distribution system CAPEX also contains the transmission branches necessary to connect the distribution areas to the main transmission system (Ring or SKOPRI). Distribution areas with existing or planned district heating networks could use natural gas in district heating plants, thus avoiding the gas distribution network costs.

The transmission system tariff is slightly below 4 €/MWh, while the distribution tariff varies from settlement to settlement in the range from 1 to 19 €/MWh. The average gas distribution tariff for all distribution consumers is 11,5 €/MWh, yielding the overall gas network costs for Kosovo consumers of 15,4 €/MWh. **Figure 3** of the respective gas transmission system with average tariffs over the lifetime of the project is provided below.

FIGURE 3 – KOSOVO GAS TRANSMISSION SYSTEM LARGE GASIFICATION SCENARIO WITH AVERAGE TARIFFS



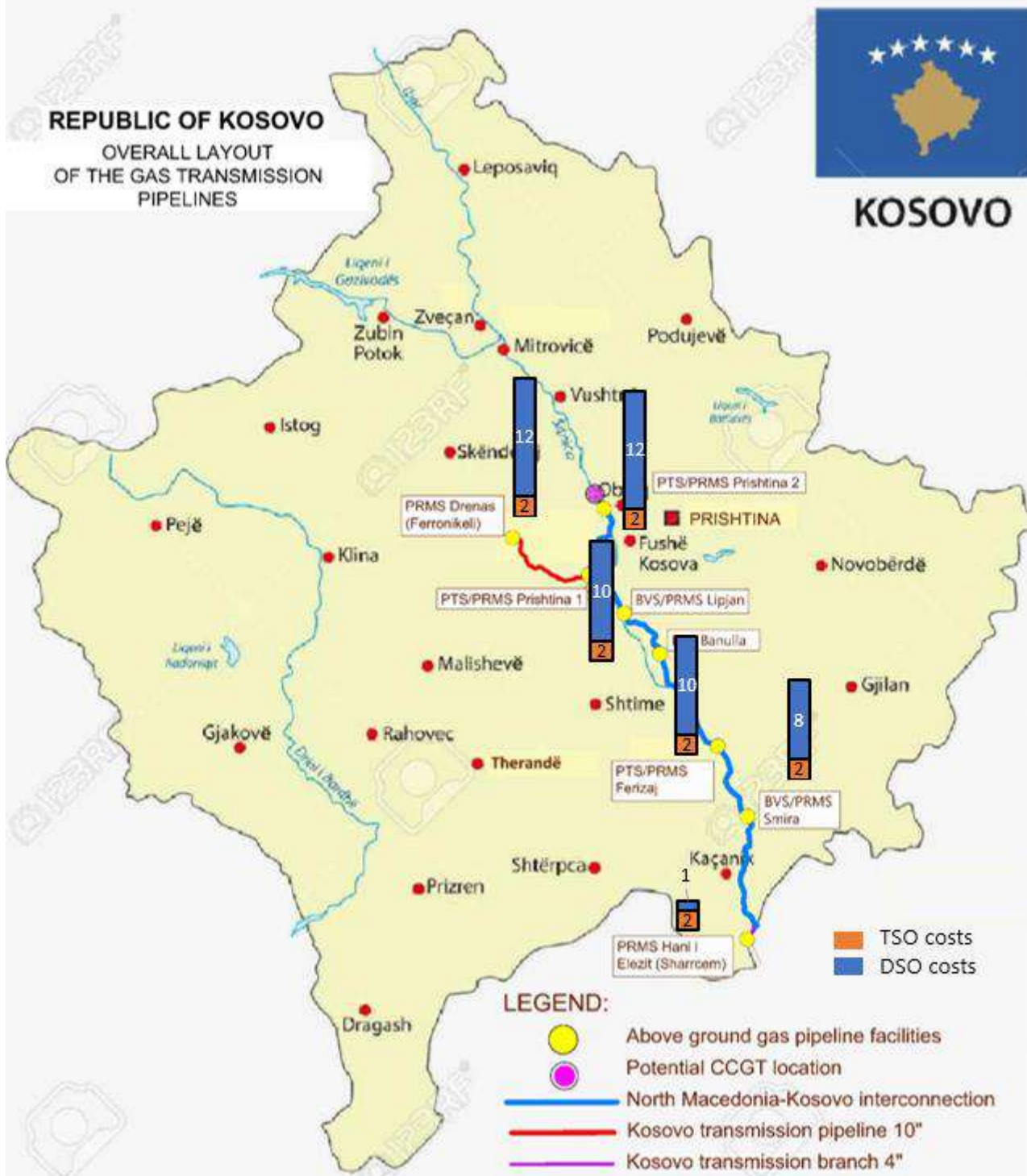
The Consultant also considered the **Small gasification scenario** that included the construction of SKOPRI with an extension to Drenas. That would enable the gasification of distribution areas along the SKOPRI route: Hani I Elezit, Viti, Ferizaj, Lipjan, Prishtinë, and Drenas. This scenario results in peak hourly gas demand of 157 000 m³/h (reached in 2045), while peak annual gas demand of 458 mcm is reached in 2036. Again, the obtained gas demand was used to reiterate the transmission system model and yield revised system parameters, including system CAPEX.



The overall length of the transmission system in this scenario is 90,2 km. CAPEX for construction of the transmission system is estimated at 69,9 mln € (with DN500 SKOPRI dimension), and 130,8 mln € for distribution systems, yielding a total estimated CAPEX of 200,7 mln €. Similarly as before, distribution areas with existing or planned district heating networks could use natural gas in district heating plants, thus avoiding the gas distribution network costs.

The transmission system tariff is 2,3 €/MWh, while the distribution tariff varies between distribution areas in the range from 1 to 12 €/MWh. The average gas distribution tariff for all distribution consumers is 9 €/MWh, yielding the overall gas network costs for Kosovo consumers of 11,3 €/MWh. **Figure 4** of the respective gas transmission system with average tariffs over the lifetime of the project is provided below.

FIGURE 4 – KOSOVO GAS TRANSMISSION SYSTEM SMALL GASIFICATION SCENARIO WITH AVERAGE TARIFFS



Depending on the pressure on the MKD-BG border, the capacity of the SKOPRI pipeline may be sufficient for the gasification of additional settlements. The transmission tariff is gradually increasing as the system is expanded further from Drenas.

The supply of LNG to Kosovo is generally unfeasible compared to the supply of piped gas. However, that may be an option for a limited number of specific consumers if a transmission system isn't built. The average specific

cost of LNG transport is estimated between 5 and 6 €/MWh. The nearest LNG terminal from where LNG could be trucked or railed to Kosovo is currently in construction in Alexandroupolis.

CNG could be considered as an option for supplying gas to a limited number of specific consumers in case SKOPRI is built, but without a gas transmission system in Kosovo (Ring). Natural gas would be compressed in Prishtina and trucked to consumers across Kosovo. The average specific cost of CNG transport (from Prishtina across Kosovo) is from 19 to 21 €/MWh.

Based on the findings presented above, supplying gas to Kosovo can be done at acceptable infrastructure costs. The level of acceptable costs will determine the reach of gasification. SKOPRI is the backbone of the future Kosovo gas transmission system. Among others, it would supply a CCGT envisaged in Prishtina. That CCGT, as an anchor load, is also a key contributor to SKOPRI feasibility.

Considering the goal of decarbonization by 2060, the feasibility of the overall gas system development is burdened with an expected decline in gas demand after 2045 and overall limited time for investment recouping. It is possible that the pipeline will be in use after 2060 for the transportation of hydrogen and that hydrogen as an energy carrier will be able to sustain higher transmission tariffs. Using a conservative approach, none of those has been taken into account in this analysis.

In planning further steps, the key decision is whether to proceed with SKOPRI as DN500 or DN600. If natural gas pressure on the BG-MKD border is raised to 54 bar, DN500 SKOPRI could deliver 186 000 m³/h to Prishtina (at 30 bar necessary for the operation of CCGT). Under the same assumptions, and according to the Large gasification hydraulic model, DN600 SKOPRI could supply 260 000 m³/h to Prishtina. The addition of a compressor at the start of SKOPRI could significantly increase those figures. Note that DN500 SKOPRI CAPEX (KOS part) is estimated at 61,5 mln €, while DN600 SKOPRI CAPEX (again KOS part only) is estimated at 72 mln €. **In case Kosovo envisages large gasification, then DN600 SKOPRI is more appropriate. If Kosovo plans to start with limited (small) gasification, DN500 may be a more sensible approach.**

The Beneficiary has suggested considering additional scenarios: “industrial” and “industrial only”. The industrial scenario assumes no development of distribution networks and increased development of the Kosovo industry sector. Therefore gas demand in that scenario does not include households and services gas demand and increases the estimated industry gas demand by 30%. “Industrial only” is a further modification considering only gas demand for industry (increased by 30% over small and large gasification scenarios), and no gas demand for power generation. Both of these additional scenarios have been considered with transmission system layout as in the small gasification scenario and, alternatively, without branch to Drenas. In case Drenas and Skenderaj are not connected, Vushtri and Mitrovica are connected via Obiliq. The layout of that transmission system is provided in **Figure 5**.

The **industrial scenario** results in peak hourly gas demand of 134 000 m³/h, while peak annual gas demand of 449 mcm is reached in 2036. The overall length of the transmission system in this scenario is 134,3 km, or 105,8 km, without connections to Drenas and Skenderaj. CAPEX for construction of the transmission system is estimated at 87,9 mln €, or 73,2 mln € without a branch to Drenas and Skenderaj. The transmission system tariff is 2,1 €/MWh. No distribution is envisaged, and thus all CAPEX is included herein. Note that in small and large gasification scenarios, several connection branches were included in the distribution CAPEX.

The **industrial-only scenario** results in peak hourly gas demand of 43 000 m³/h, while the peak annual demand of 213 mcm is reached in 2051. The overall length of the transmission system is the same as in the case of the industrial scenario. This scenario allows for decreasing in the pipeline diameter of SKOPRI to DN400. Thus the CAPEX is decreased to 78,7 mln €, or 64 mln € without a branch to Drenas and Skenderaj. The transmission system tariff is 4.6 €/MWh.

FIGURE 5 – KOSOVO GAS TRANSMISSION SYSTEM INDUSTRIAL SCENARIO W/O CONNECTIONS TO DRENAS AND SKENDERAJ





Table 1 summarizes the considered gasification scenarios.

TABLE 1 – DIFFERENCES BETWEEN CONSIDERED SCENARIOS

	Large gasification scenario	Small gasification scenario	Industrial scenario	Industrial only scenario
Gas to power	380 MW CCGT	380 MW CCGT	380 MW CCGT	-
Peak hourly gas demand	226 000 m ³ /h	157 000 m ³ /h	134 000 m ³ /h	43 000 m ³ /h
Peak annual gas demand	655 mcm (2040)	458 mcm (2036)	449 mcm (2036)	213 mcm (2051)
Transmission system length	279,6 km	90,2 km	134,3 or 105,8 km	134,3 or 105,8 km
SKOPRI dimension	DN600	DN500	DN500	DN400
Transmission system CAPEX	165,8 mln €	69,9 mln €	87,9 or 73,2 mln €	78,7 or 64 mln €
Distribution systems CAPEX	377,5 mln €	130,8 mln €	-	-
Total CAPEX	543,3 mln €	200,7 mln €	87,9 or 73,2 mln €	78,7 or 64 mln €
Transmission tariff	3,9 €/MWh	2,3 €/MWh	2,1 €/MWh ¹	4,6 €/MWh ²
Average distribution tariff	11,5 €/MWh	9 €/MWh	-	-

Ministry of Economy of Kosovo, the Beneficiary of this study, has declared the « Industrial Scenario » as its preferred scenario upon which further work should be based.

¹ Tariff for lower CAPEX – w/o connection to Drenas

² Tariff for lower CAPEX – w/o connection to Drenas



2 INTRODUCTION

This report is delivered within the assignment WB21-KOS-ENE-02 Gas Development Plan and Regulatory Framework Review and Assistance. This assignment is a sub-project within the Western Balkans Investment Framework - Infrastructure Project Facility 9 (WBIF-IPF9). The ToR for this assignment was completed in April 2021, and the work on this assignment started in October 2021. This assignment aims to assist the Beneficiary, the Kosovo Ministry of Economy, in making informed decisions regarding developing its natural gas infrastructure and the overall introduction of natural gas into its energy mix.

In Kosovo, currently, there is no functional gas infrastructure and no connections to the regional gas network (which results in no natural gas market). The strategic objective of the Kosovo Government is the diversification of sources of energy supply to increase the security of energy supply. The development of gas infrastructure is covered in the Energy Strategy of Kosovo 2017-2026. To the Consultant's understanding, revision of the Energy Strategy, which was ongoing at the time of drafting this report, considers one scenario that includes gasification.

Kosovo is not a signatory to the Paris agreement. However, the Consultant understands Kosovo intends to decarbonize its economy in alignment with the Paris agreement. The decarbonization agenda will significantly change Kosovo's energy systems, which depend on lignite today. It is unclear if Kosovo will take the position to reach the zero-emissions goal by 2050³ or by some later point in time, as several other European countries have announced.

This document deals with the potential role of natural gas in the future development of Kosovo energy systems and achieving decarbonization goals.

This document builds upon the findings of previous documents prepared within the sub-project: Inception report, Gas demand report, Gas supply report, Institutional and Market review, and Tariff study.

2.1 Scope and objectives

The objective of this assignment was to prepare a Gas Development Plan (GDP) and Regulatory Framework Review and Assistance for Kosovo. In addition, the Strategic Environmental Assessment is being developed and subjected to the national procedure in parallel with this document. After completing the Gas Development Plan, the Consultant will develop a Project Identification Plan to identify and rank a portfolio of feasible priority projects. The documents are developed in line with the national legislation of Kosovo, EU environmental and social laws, regulations, good international practice, and EBRD requirements, including those outlined in the 2019 EBRD ESP.

The detailed scope of the assignment is outlined in the Terms of Reference (ToR).

³ For the purposes of this assignment, the Consultant assumed Kosovo will reach zero carbon emissions by 2060.

3 THE GENERAL CONTEXT

3.1 The socio-economic environment

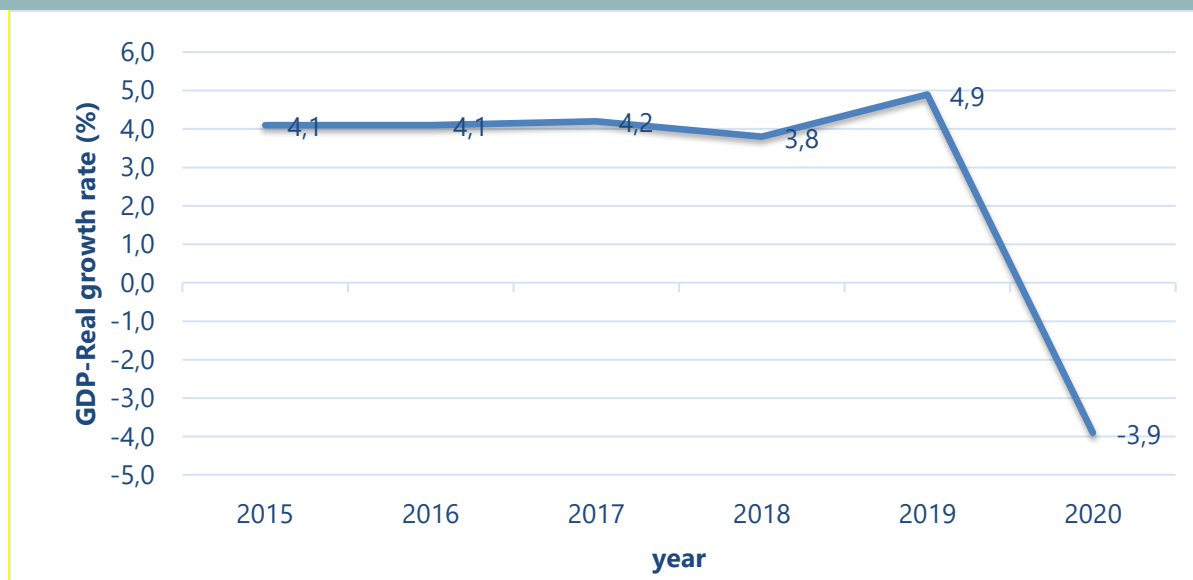
In 2019, the total Kosovo population was estimated at 1.782.115 [KAS "Statistical Yearbook of the Republic of Kosovo, 2020"], 38,1% of which lives in urban areas [KAS ("Energy consumption in households 2015")].

In 2019 the nominal value of Kosovo Gross domestic product reached the value of 7,1 billion €. In real terms, it results that the Gross domestic product for 2019 marked a growth of about 4,2 percent. Structure of Kosovo Gross domestic product in 2019 was the following: agriculture 8,1 percent, construction 9,0 percent, mining 2,2 percent, manufacturing 12,3 percent, services 58,6 percent, and energy 4,2 percent [1].

Economic activity in 2020 in Kosovo was characterized by an unprecedented shock caused by the COVID-19 pandemic. The measures taken to maintain public health due to the pandemic, mainly in the context of restricting movement and physical distancing, were reflected in a general decline in economic activity. Taken restrictive measures thus have resulted in an average decline in economic activity as per the data of the Kosovo Agency of Statistics (KAS) and consequently real Gross domestic product decreased by 3,9 percent overall in 2020 compared to 2019 as shown in **Figure 6** ([2],[3]).

The decline in the Gross domestic product rate was strongly driven by a decrease in net investments of 18,8 percent and net exports by 17,5 percent. According to KAS, the highest decline was recorded in the transport and storage sector (25,5 percent), construction (24,3 percent), and hotels and restaurants sector (21,8 percent). On the other hand, a higher growth was recorded in the health sector and social work (16,9 percent), processing industry (11,7 percent), information and communication (10 percent), and electricity and gas supply (9,4 percent). Consumption, as the main component of domestic demand, marked a real growth of 6,7 percent, supported by an increase in private consumption of 7,0 percent and public consumption of 4,4 percent. Remittances, as an important source of financing for private consumption, increased by 15,1 percent compared to 2019 [2].

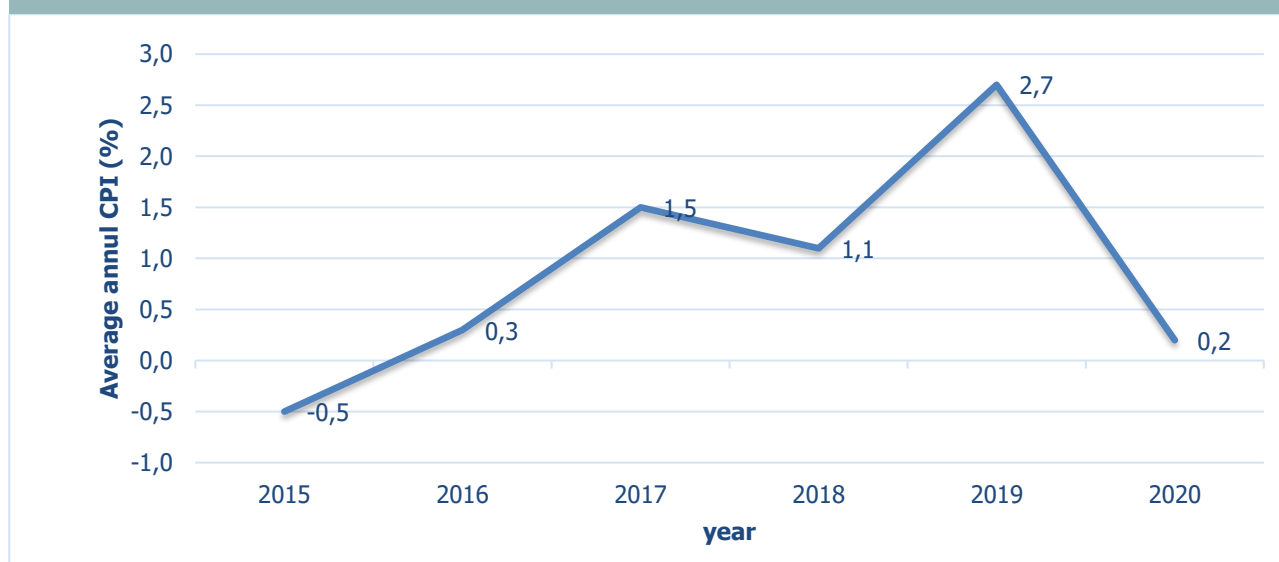
FIGURE 6 – GROSS DOMESTIC PRODUCT GROWTH RATE FROM 2015 UNTIL 2020



The decline in aggregate demand and the dynamics of commodity prices in international markets were reflected in weak inflationary pressures in Kosovo. The price level growth rate, measured by the consumer price

index (CPI)⁴, showed a slowdown when compared to 2019 (2,7 percent) and was 0,2 percent. The slowdown was mainly influenced by transport prices which declined by 5,8 percent, clothing prices (0,9 percent), recreation and culture prices (0,6 percent), and electricity and gas prices, (0,1 percent). Going forward, price fluctuation in Kosovo is mainly determined by price fluctuation in international markets, due to the high dependence of Kosovo's economy on imports. The import price index marked an average decline of 1,9 percent in 2020 mainly driven by the decline in prices of mineral products (15,9 percent) as well as prices of textile products (13,8 percent). The highest price increase was recorded for prices of plant products (13,9 percent) [2].

FIGURE 7 – AVERAGE ANNUAL INFLATION RATE FROM 2015 UNTIL 2020



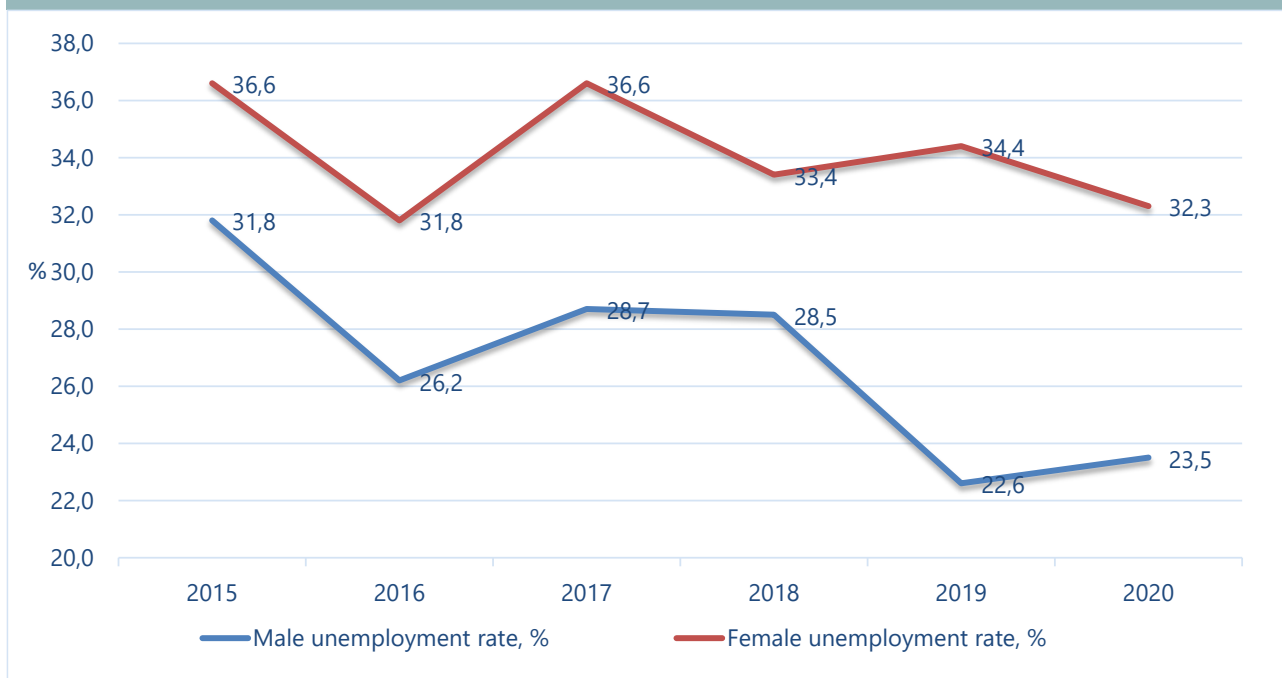
In 2020, the labour force participation rate in Kosovo was 38,3 percent, which compared to 2019 shows a decrease in the labour force participation rate by 3,2 percentage points. As per the Labour Force Survey, the average employment rate⁵ was 28,4 percent, which represents a decrease of 2,3 percentage points compared to 2019. The employment rate turned out to be higher among men compared to women, where 42,8 percent of men of working age were employed versus 14,1 percent of women. According to the results of the survey, the employment rate among women has decreased by 0,4 percentage points, while among men it has decreased by 4,1 percentage points compared to 2019 [2].

Despite the pandemic and the contraction of economic activity, statistics of the official labour market in Kosovo showed that the average unemployment rate in 2020 was 25,9 percent, almost similar level compared to the same period of the previous year when the rate was 25,57 percent. According to KAS, the labour market in Kosovo is characterized by a higher unemployment rate among women (32,3 percent), with the age group of young women (age group 15 to 24) having the highest unemployment rate (49,1 percent), while the unemployment rate among men was significantly lower and was 23,5 percent as shown in **Figure 8** ([2],[4]).

⁴ The Consumer Price Index (CPI) is a measure of the aggregate price level in an economy. The CPI consists of a bundle of commonly purchased goods and services. The CPI measures the changes in the purchasing power of a country's currency, and the price level of a basket of goods and services.

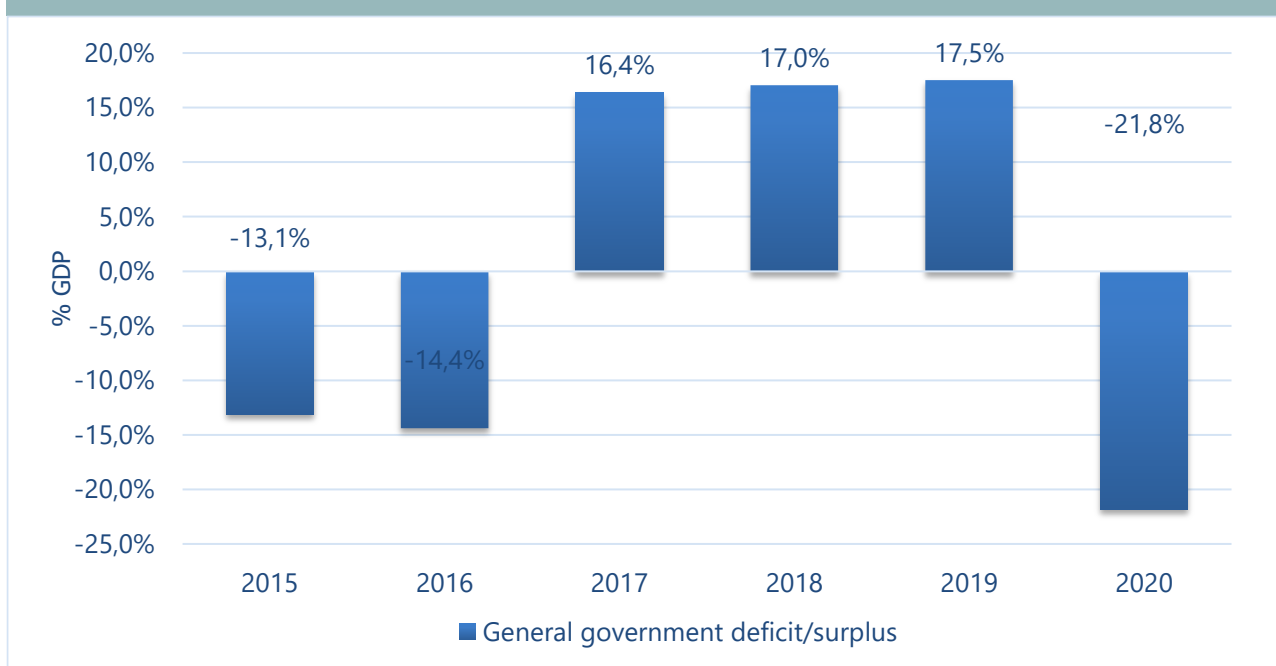
⁵ The employment rate represents the percentage of the working-age population that is employed.

FIGURE 8 – UNEMPLOYMENT RATE FROM 2015 UNTIL 2020



Budget revenues in 2020 reached a net value of 1,7 billion €, which represents an annual decline of 8,8 percent, while budget expenditures reached the value of 2,2 billion €, which represents an annual increase of 6,5 percent. Consequently, the primary budget deficit has reached 7,1 percent of Gross domestic product, compared to 2,6 percent in 2019. The increase in budget expenditures by 6,5 percent was lower compared to 2019 when there was an increase of 7,2 percent. The category that drove an accelerated increase in expenditures was the current expenditures, which increased by 18,6 percent (subsidies and transfers increased by 38,4 percent), while capital expenditures decreased by 28,4 percent. Government expenditures on wages increased by 7,3 percent and reached the value of 660,8 million €, while government expenditures on goods and services (including municipal expenditures) increased by 0,2 percent and reached the value of 296,3 million €. Public debt in 2020 has reached 1,5 billion €, which is 23,9 percent higher compared to 2019. As a percentage of Gross domestic product, public debt has reached 21,8 percent, compared to 17,5 percent in 2019 shown in **Figure 9**. Public debt growth is attributed to the increase in domestic debt by 21,5 percent (which reached 961,9 million €) and the increase in public external debt by 28,6 percent. External public debt has reached the level of 525,8 million € or 35,3 percent of total public debt [2].

FIGURE 9 – PUBLIC DEBT AS % OF GROSS DOMESTIC PRODUCT FROM 2015 UNTIL 2020



Demand for investing in treasury bills and government bonds was lower than in the previous year. In 2020, the average interest rate on Kosovo Government Securities increased to 2,1 percent, compared to 1,8 percent in 2019. The increase in the interest rate is related to the continued increase in the share of long-term securities due to the domination, in the structure of Kosovo Government Securities, of bonds with maturities from three and five years [2].

The current account deficit in 2020 has increased by 20,4 percent, marking the value of 480,7 million €. The current account deficit was 7,1 percent of Gross domestic product in 2020, compared to 2019 when it was 5,6 percent. The increase in exports of goods and the significant decline in imports due to the decline in economic activity have affected the deficit in trade in goods to decline by 9,4 percent (4,5 percent increase in 2019) and reach about 2,8 billion €. Going forward, the trade deficit in goods was 41,5 percent (43,9 percent in 2019). The value of exports of goods amounted to 475,0 million €, which corresponds to an annual increase of 23,8 percent (4,4 percent increase in 2019). In 2020, imports of goods decreased by 5,7 percent (4,5 percent increase in 2019) and reached 3,3 billion € as shown in **Figure 10**. The aforementioned decrease can be attributed to the decline in aggregate demand globally [2].

FIGURE 10 – TRADE BALANCE FROM 2015 UNTIL 2020



A summary of the key macroeconomic trends for the Republic of Kosovo is shown in **Table 2**.



TABLE 2 – MACROECONOMIC INDICATORS FOR 2019 AND 2020

Item	Unit	Annual data	
		2019	2020
Gross domestic product ¹			
Nominal Gross domestic product	Million €	7.056	6.772
Real Gross domestic product	Million €	6.989	6.679
Gross dom. prod. Real growth rate	Percentage	4,8	-5,3
Prices ¹			
Consumer prices (HICP)	Percentage	2,7	0,2
Producer price index	Percentage	0,9	-0,6
Import prices index	Percentage	2,3	-1,9
Labour market ¹			
Employment (ages 15-64)	Thousands	372	368
Unemployment (ages 15-64)	Thousands	130	120
Inactive persons (ages 15-64)	Thousands	711	733
External sector			
Current account balance	Million €	-399,5	-472,2
Import of goods and services	Million €	3.982,60	3.651,60
Exports of goods and services	Million €	2.068,30	1.470,00
Remittances (inflows)	Million €	851,7	980,1
Direct investments in Kosovo	Million €	254,6	345,7
Exchange rate ²			
Exchange rate € vs. USD	Average	1,1195	1,1422
Interest rates			
Interest rates on new loans	Percentage	6,5	6,2
Loans to non-financial corporations	Percentage	6,3	6,0
Loans to households ³	Percentage	6,8	6,5
Bank loans			
Bank loans to the domestic sector	Million €	3.031,90	3.246,60
Loans to non-financial corporations	Million €	1.916,90	2.054,80
Loans to households ³	Million €	1.102,00	1.179,90
General government ⁴			
Revenue (including loans)	Million €	2.212,90	2.196,60
Expense (including repayment of loans)	Million €	2.144,60	2.323,20
Debt stock value	Million €	1.201,50	1.487,70
Debt as % of Gross domestic product	Percentage	17,5	21,8
Stock of government securities	Million €	791,9	961,9
Population ⁵			
Kosovo population	Thousands	1.795,67	1.782,10

Note on data sources: ¹ Kosovo Agency of Statistics. ² ECB. Averages based on daily euro foreign exchange reference rate. ³ Including non-profit organizations serving households. ⁴ Source: Ministry of Finance. ⁵ The latest figures are provisional.

Source: [5],[6]

3.2 The context within the energy sector and relevant strategies

The development of Kosovo's energy sector with the option of building gas infrastructure should be seen in context with i) the European Green Deal and the transitional role of natural gas, the WB Green agenda, and the Initiative for coal regions in transition ii) Kosovo's commitments from international agreements primarily Energy Community Treaty and iii) Kosovo's policies and strategies addressing economic development, environment, and climate change, regional development, spatial planning, etc.

From a policy perspective, a key planning document on the state level was the National Development Strategy (NDS), adopted in 2016 for a period of 5 years, and Roadmap for its implementation. Following the Governmental Concept for preparation of NDS 2030, a new document is under drafting procedure. The NDS 2030 will be the main strategic document providing the vision for the sustainable development of the country and the direction of the strategic and budgetary policies in the following period. The NDS will contain the key pillars of the state's development and strategic objectives linked to the European Integration Agenda, the Sustainable Development Goals, and the European Green Deal. One of the pillars is a clean environment and sustainable resources. NDS 2030 will be followed by sectoral strategy including Energy strategy and implementation programs. At the local level, each municipality in Kosovo has developed its long-term comprehensive development plan to include all sectors.

The Government Program for the period 2021 – 2025 is the basic document through which Kosovo's Government communicates its vision to the citizens. The program reflects the approach and principles to be followed throughout the governance, and the basic priorities and initiatives that will be taken in all areas including energy. For the energy sector, the goal is to create the conditions for sustainable economic development, through clean and affordable technology and energy. The increasing energy efficiency and the diversity of energy sources will play a key role in achieving this goal. The Government will review the Energy Strategy and draft the National Energy and Climate Plan and review the legal framework, to be in full compliance with the new energy strategy.

Due to its status at the UN, Kosovo is not a direct signatory of the conventions and other international environmental agreements. Kosovo has not participated in or signed the UN Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) but it has the responsibility to respond to the requirements as one of the signatories of the Energy Community Treaty. In this context, the Government plans investments for sustainable development and integrated infrastructure as well as activities to improve the air and natural resources by updating the legal and strategic framework (Kosovo environmental strategy).

The Climate Change Strategy 2018-2027 with its action plan, addresses two components, low emission development, and adaption to climate change effects.

The Spatial Plan of Kosovo, developed by the Ministry of Environment, Spatial Planning and Infrastructure (MESPI), is the key document of the spatial planning sector at the state level built in cooperation with all important sectors of Kosovo's Government including the overall countrywide economic and energy sector.

The Regional Development Strategy for the period 2020-2030 is the basic document that sets out the long-term goals and priorities of the regional development policy and enables the coordination of other sectoral policies for balanced regional socio-economic development in Kosovo.

By the Regional Development Strategy for Kosovo, in the 2022-2027 period, EBRD will support Kosovo in green transition and growth through technical assistance, investment grants, and other applicable EBRD vehicles. As strategic priorities in Kosovo in this period EBRD defines i) developing a more competitive and inclusive private sector to foster economic recovery and growth, ii) supporting green economy transition in Kosovo through a more sustainable energy mix and iii) greater resource efficiency and strengthening regional integration, connectivity, and foreign investment.



Kosovo Energy Strategy (ES) is the key document of energy policy, based on the Law on Energy, that sets out the basic objectives in energy sector development, considering sustainable economic development, environmental protection, sustainable and reliable energy supply to final customers, efficient use of energy, development of new conventional and renewable generation capacities, creation of a competitive market, development of the gas system, and creation of new jobs in the energy sector. Current Energy Strategy of the Republic of Kosovo 2017-2026 (ES 2017-2026) adopted in January 2018, defines the following 5 energy sector objectives:

- 1) Security of a sustainable, high-quality, safe, and reliable electricity supply with adequate capacities for stable power system operation
- 2) Integration in the Regional Energy Market
- 3) Enhancement of existing thermal system capacities and construction of new capacities
- 4) **Development of natural gas infrastructure**
- 5) Fulfilment of targets and obligations in energy efficiency, renewable energy sources, and environmental protection.

Integration in the Regional Energy Market (objective no. 2.) means full integration into the regional energy market and implies formal and practical implementation of the *Acquis Communautaire* on Energy as defined in the Third Package of EU energy legislation (TEP), including the Gas Directive.

One of the measures that should be fully realized before achieving this objective is the approval and implementation of secondary legislation for the implementation of energy sector laws approved from 2016 including the Law on Natural Gas. These measures, among others, are also included in the Program for Energy Strategy Implementation which is a mandatory policy document approved by Government of the Kosovo.

Energy Strategy, as one of the objectives (objective no. 4) set out the **development of natural gas infrastructure, through the connection with gas infrastructure projects in the region of Southeast Europe, especially with the TAP pipeline project and gas ring of the Energy Community**. Given the lack of studies, infrastructure, concrete agreements, etc., the Strategy for the mid-term period envisages some of **the legal and institutional measures** for the achievement of this objective:

- 1) Development of secondary legislation to implement the Law on Natural Gas
- 2) Development of institutional capacity for managing activities necessary for the process of developing a natural gas infrastructure
- 3) Carrying out a feasibility study for the construction of natural gas system infrastructure
- 4) Developing a plan for the gasification of Kosovo and
- 5) Preparation and adoption of the necessary model agreements.

New Energy Strategy is in the drafting process under the coordination of the Ministry of Economy (the draft is not publicly available). But the importance of a stable energy supply is one of the key pillars of sustainable economic energy development and the planning of gasification of the country should be seen in this sense as well as in the context of the decarbonization process and the role of natural gas in the energy transition.

4 GAS MARKET

4.1 Potential gas demand assessment

To determine the possibility of introducing natural gas in Kosovo, the future energy demand in Kosovo is made in *MAED Model for Analysis of Energy Demand*. MAED model evaluates future energy demand based on medium- to long-term scenarios of socio-economic, technological, and demographic developments. The MAED model focuses exclusively on energy demand, and even more specifically on demand for specified energy services. When various energy forms, i.e., electricity, fossil fuels, etc., are competing for a given end-use category of energy demand, this demand is calculated first in terms of useful energy and then converted into final energy demand, considering the market penetration and the efficiency of each alternative energy source. The methodology of energy consumption projection in this study is described in detail in the *Gas Demand Assessment*.

The key drivers of energy demand development are economic development and demographics.

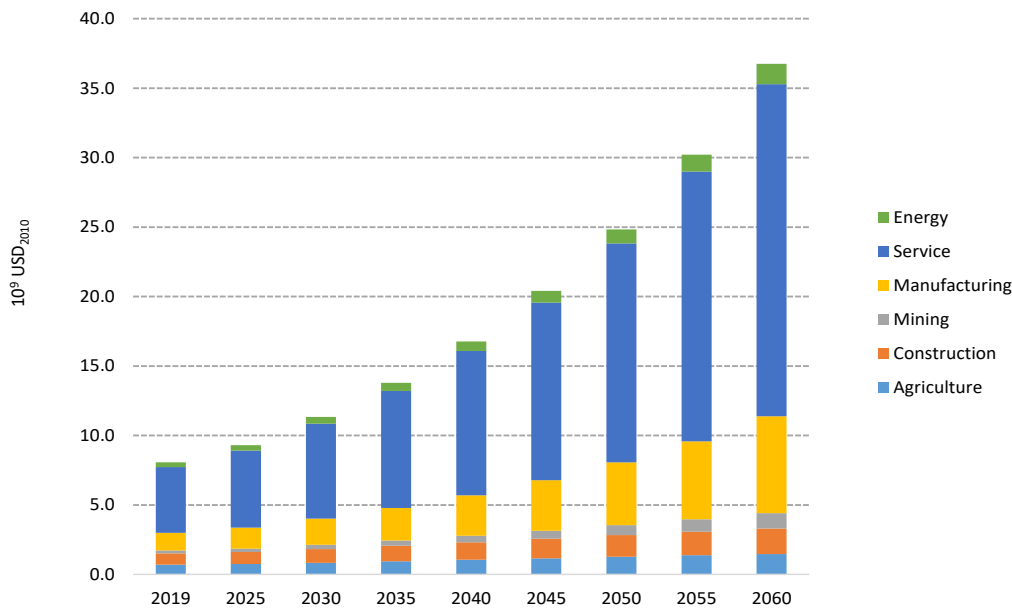
The indicator used in measuring economic development is the Gross Domestic Product per capita (Gross domestic product /cap). In terms of economic development, published data show that the Gross domestic product growth of Kosovo has a positive trend, and it was increasing, on average, 3,6% annually in the period from 2012-2019. Long-term Gross domestic product growth is projected based on an annual growth rate of 4%. However, for the period up to 2025 the Gross domestic product growth rate is calculated separately taking into account the decline of Gross domestic product in 2020 (due to the COVID-19 pandemic) and in line with the Gross domestic product data projections published by the Kosovo Ministry of Finance, Labour and Transfers [1]. Gross domestic product growth projections used in this study are shown in **Table 3**.

TABLE 3 – GROSS DOMESTIC PRODUCT PROJECTIONS

	Unit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Gross domestic product	[bill US\$]	8,07	9,31	11,33	13,79	16,77	20,41	24,83	30,21	36,75
Gross domestic product gr. rate	[%p.a.]		2,43	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Gross domestic product/cap	US\$	4.526	5.108	6.221	7.653	9.487	11.842	14.907	18.950	24.347

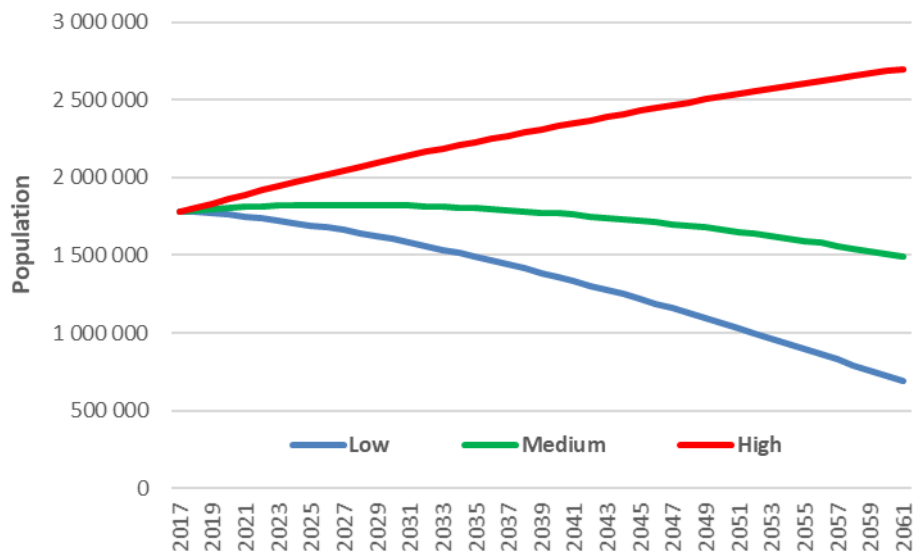
The basic Gross domestic product structure consists of the following three sectors: primary (agriculture), secondary (industry), and tertiary (services). The share of the agriculture sector in Kosovo's Gross domestic product is forecasted to gradually decrease from 8,7% in 2019 to 4% in 2060. The share of the manufacturing sector is expected to grow from 15,7% in 2019 to 19% in 2060, which is closer to developed countries. The share of the service sector will increase from 58,6% in 2019 to 65% in 2060 (**Figure 11**).

FIGURE 11 – GROSS DOMESTIC PRODUCT STRUCTURE PROJECTION



Demographic data for Kosovo and population projections up to 2060 are based on the official data from the *Kosovo Agency of Statistics* (KAS) [2]. There are three options of demographic trends up to 2061 (**Figure 12**). Based on the current data and the information on the situation and the demographic trends in the country, KAS considers that the Medium variant best reflects the future demographic trends in Kosovo.

FIGURE 12 – KOSOVO POPULATION PROJECTIONS 2017-2061



Source: Kosovo population projection 2017-2061, Kosovo Agency of Statistics, December 2017

When forecasting gas demand, under the final energy consumption there are three main consumption sectors that we consider: households, service sector, and industry. Since the energy modelling in the household sector is based on the household unit, it is necessary to determine the number of households in the base year and its projection for future years. The link between the population and the number of households is the number of household members, i.e., "household size". This data is found in the official statistics for the base year, and for the future, it can be projected based on known benchmarks of other countries. Time series of the number of persons per household in developed European countries and countries in transition shows that the number of persons per household decreases as the Gross domestic product per capita increases. This occurs due to the

aging of the people and changes in lifestyle in which the shares of the one-member and two-member households are constantly increasing.

In 2019, the average household size in Kosovo was 4,98. The average household size in a rural area (5,1) is derived from the KAS publication *"Energy consumption in households 2015"*. Considering the average household size on a national level, a household size for the urban area of 4,80 was calculated. Based on historical trends of household size relative to Gross domestic product per capita in a large number of countries, the average household size in Kosovo is projected to decline from 4,98 to 2,81 in 2060 (**Table 4**).

TABLE 4 – PROJECTIONS OF POPULATION, HOUSEHOLD SIZE, AND NUMBER OF HOUSEHOLDS

	Unit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Population	[million]	1,78	1,82	1,82	1,80	1,77	1,72	1,67	1,59	1,51
Capita/hh	[cap]	4,98	4,66	4,40	4,13	3,87	3,61	3,34	3,08	2,81
Households	[million]	0,358	0,391	0,414	0,436	0,457	0,478	0,499	0,518	0,537

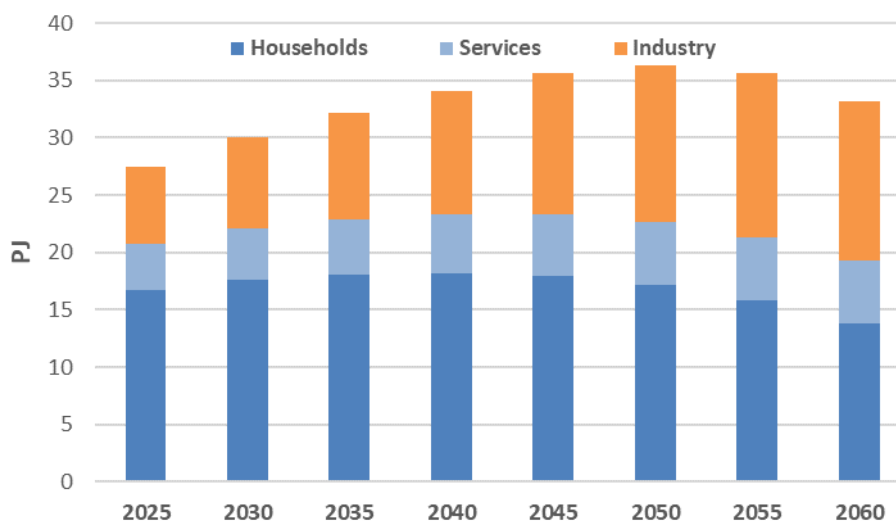
Considering the population and the number of household projections, and the assumed economic development trends, useful energy demand for space heating, hot water preparation and cooking in household sector in Kosovo is projected for urban and for rural households. Considering the technical standard related to the thermal properties (i.e. thermal insulation) of the new buildings, as well as the renovation of the existing housing stock, specific useful energy demand for space heating is expected to decline from 193 kWh/m² on average in 2019 to 67 kWh/m² on average in 2060. Therefore, the total useful thermal energy demand in households (urban and rural) is projected to grow from 15,4 PJ in 2019 to 18,2 PJ in 2040 and decline after that to 13,8 PJ in 2060.

The methodology for forecasting the energy demand in the service sector is organised with the analogy to the household sector. The main determinant of the energy demand in the service sector is the total floor area of business and public buildings and objects. It is modelled that the floor area of the service sector in 2019 in Kosovo is 3,4 m² per capita and it is forecasted that it will grow up to 9 m² per capita in 2060. This implies that the total area of the service sector will increase from the current 6 million square meters to 13,6 million in 2060. Also, the increase of the actually heated area is foreseen, as well as reduction of the specific space heating requirements (from 158 kWh/m² in 2019 to 61 kWh/m² in 2060) as a result of increasing the thermal insulation of buildings. The total useful thermal energy demand is projected to grow from 3,6 PJ in 2019 to 5,5 PJ in 2060.

The future energy demand for useful energy purposes in the industry sector is determined as a product of the projected Gross domestic product of each particular industry group and their projected energy intensities. The thermal energy intensities of the manufacturing sector in Kosovo in 2060 are projected to decline by 57% compared to 2019, which is based on the trends seen in the past in more developed countries, where the decrease of energy intensity occurred due to the structural changes, technically more efficient technologies in industrial processes, and more competitive products with higher prices on the market. The total useful thermal energy demand in industry is projected to grow from 5,9 PJ in 2019 to 13,9 PJ in 2060.

Overall, the total useful thermal energy demand in Kosovo is projected to grow from 24,8 PJ in 2019 to 33,2 PJ in 2060. The forecasted thermal energy demand in Kosovo is shown in **Figure 13**.

FIGURE 13 – FORECASTED THERMAL ENERGY DEMAND IN KOSOVO



4.1.1 Gas for heat

Considering the analyses and forecasts of useful energy demand by the consumption sectors, the energy demand related to thermal uses is forecasted (**Figure 13**). This is the demand that represents the "heat market", i.e., the amount of thermal energy that needs to be met by the final energy consumption of some fuel. Therefore, this is the total potential heat demand, part of which, in the future, could be met with natural gas. In such a case, natural gas would be used for space heating, cooking, and hot water preparation in households, for space heating and potentially cooling in the service sector, and for thermal purposes (both process heat and space heating) in the industry sector.

The forecasted thermal energy demand of Kosovo, if presented in the natural gas consumption⁶ potential, would reach 1,1 bcm⁷ of natural gas in 2050. Forecasted heat demand in Kosovo, presented in natural gas consumption potential, is shown in **Table 5**.

TABLE 5 – FORECASTED HEAT DEMAND IN KOSOVO PRESENTED AS POTENTIAL NATURAL GAS CONSUMPTION

Consumption sector	Unit	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Households	mcm	508	535	549	552	545	522	479	418
Services	mcm	123	137	147	156	163	167	167	167
Industry	mcm	203	239	280	326	373	413	435	423
Total	mcm	834	911	976	1.034	1.082	1.102	1.081	1.008

However, not all of the forecasted thermal demand will be covered by natural gas since the natural gas distribution network may only be developed in the area where the population/consumers density is high enough to justify the investment. Furthermore, some users may not be able or willing to switch to gas due to various technical and economic reasons.

This study assumed that the gas distribution network could only be developed in the urban areas within the municipalities with a population of over 20.000. Additionally, a few municipalities with a lower population were

⁶ Calculated considering the average conversion efficiency of 0.9, and the net calorific value of 36.6 MJ/m³

⁷ Without natural gas demand for power generation.

considered due to their high population density and their geographical position that is near to a bigger consumption centre, or on the route of the transmission pipeline.

Considering the findings of the MCC Study [3], it is assumed that up to 50% of urban residential consumers would connect to the gas network, as well as up to 30% of consumers in the service sector, and 70% of industrial consumers.

This approach, together with the assumptions driven by the decarbonisation goals, resulted in projected natural gas consumption in Kosovo reaching 429 mcm in 2045 (in households, services and industry sectors, without gas demand for power generation). This projection of natural gas consumption was used for further analysis. The geographical distribution of the forecasted potential gas demand is presented in **Figure 14**. Note that the gas demand of potential CCGT in Prishtina is not included.

With respect to heating, this assignment considers primarily the supply of natural gas to consumers via gas distribution networks. Alternatively, natural gas could be used as a fuel in district heating plants, i.e., the consumers would be supplied with energy via district heating networks. The Consultant understands a study investigating the possibilities of DH networks development throughout Kosovo is currently ongoing that should investigate those options.

FIGURE 14 – GEOGRAPHICAL DISTRIBUTION OF THE POTENTIAL GAS DEMAND



Note: Sizes of the circles are proportional to the potential gas consumption.

4.1.2 Gas for electricity

Estimation of gas demand for power generation is performed for two distinct periods; up to 2040, and from 2040 to 2060. Estimates until 2040 were taken from REKK⁸, that is currently working on the development of several scenarios for the Kosovo's National Energy Strategy up to 2040. One of REKK's scenarios is a GAS scenario, which included the development of two gas-powered generation units (250+129 MW) in operation

⁸ Regional Centre for Energy Policy Research (REKK), Hungary

from 2028. The 129 MW unit is envisaged only for reserve market. To determine the gas demand for power generation from 2040 to 2060, the Consultant developed detailed Kosovo's power system model using the long-term power system planning tool PLEXOS. Where possible, data for the period 2040-2060 were used based on TYNDP 2020 Scenario Report⁹, TYNDP 2022 Draft Scenario Report¹⁰, and World Energy Outlook 2021¹¹. Unavailable data, especially for the period after 2050, were estimated up to 2060, which is considered to be the target year for Kosovo to reach decarbonisation goals.

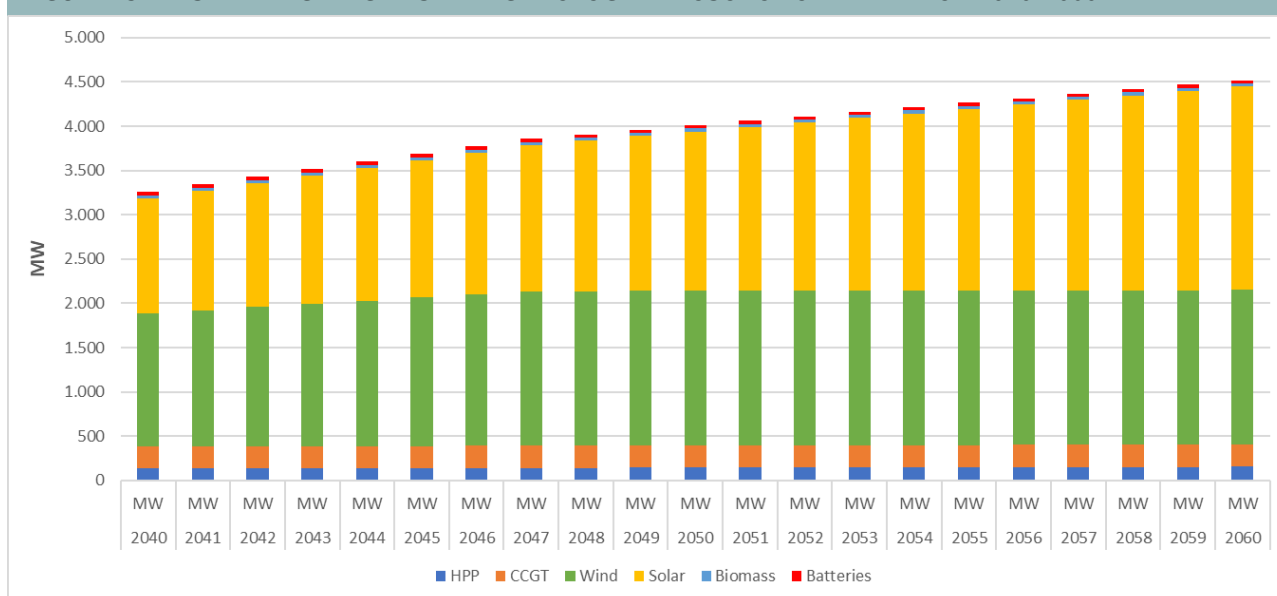
Electricity demand for the period 2040-2060 used in PLEXOS is an output from MAED model, as presented in **Table 6**, where electricity consumption was forecasted considering the decarbonisation targets and the preliminary forecasted natural gas consumption by sectors.

TABLE 6 – KOSOVO ELECTRICITY DEMAND 2040-2060

	2040	2045	2050	2055	2060
Electricity demand [GWh]	6,869	7,430	8,092	9,024	10,193

To meet the growing demand, optimisation resulted in a total of **1.210 MW** of new generation capacity built over the planning horizon (2040-2060). The sequence of newly installed capacities is presented in **Figure 15**. Model chooses to build additional wind and solar capacities due to their lower built costs and no emission costs, resulting in 245 MW of new wind power plants and 1.000 MW of new solar up to 2060. Electricity generation by technology type is shown in **Figure 16**, together with annual imports, exports and demand.

FIGURE 15 – INSTALLED CAPACITIES BY TECHNOLOGY IN KOSOVO FOR THE PERIOD 2040-2060

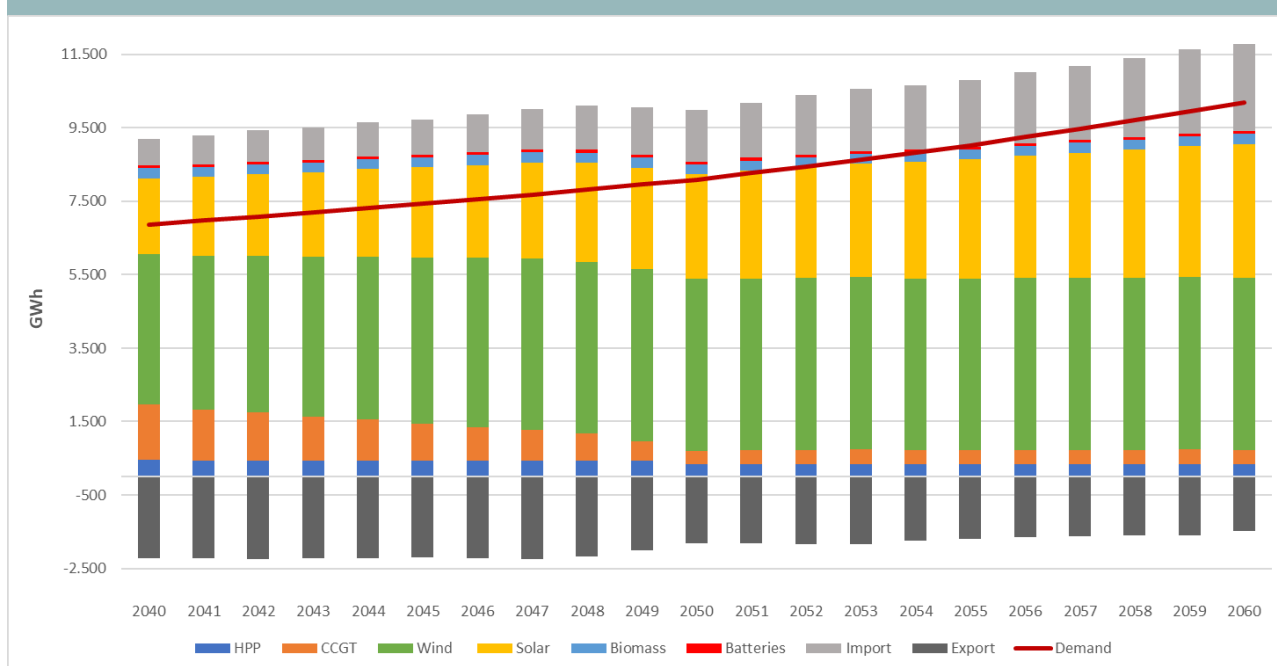


⁹ TYNDP 2020 Scenario Report, ENTSO-E, ENTSO-G, October 2019

¹⁰ TYNDP 2022 Draft Scenario Report, ENTSO-E, ENTSO-G, February 2022

¹¹ World Energy Outlook 2021, International Energy Agency, October 2021

FIGURE 16 – ELECTRICITY GENERATION BY TECHNOLOGY IN KOSOVO FOR THE PERIOD 2040-2060



It can be observed that the total electricity generation increases from 8,5 TWh in 2040 to around 9,4 TWh in 2060. CCGT unit generates from 1.492 GWh in 2040 to approx. 350 GWh in 2050 and after. Total operating hours for the CCGT unit amount between 1.500 and 6.300 hours/year. Using the electricity generation given in **Figure 16**, and REKK's results, electricity generation from CCGT units, and gas demand for power generation for the period from 2028 to 2060 are presented in **Table 7** and **Table 8**.

TABLE 7 – ELECTRICITY GENERATION FROM CCGT UNITS [GWH]

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1.786,88	1.739,28	1.692,95	1.647,85	1.638,63	1.629,45	1.620,32	1.611,24	1.602,22	1.571,61	1.541,59
2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1.512,15	1.483,26	1.382,84	1.309,19	1.200,34	1.123,3	1.019,14	921,42	829,56	733,91	519,09
2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
350,43	371,39	374,17	400,92	368,76	368,07	375,24	382,05	384,47	401,82	378,43

TABLE 8 – GAS DEMAND FOR POWER GENERATION [MCM]

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
316,9	308,4	300,2	292,2	290,6	289,0	287,3	285,7	284,1	278,7	273,4
2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
268,2	263,0	245,2	232,2	212,9	199,2	180,7	163,4	147,1	130,2	92,1
2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
62,1	65,9	66,4	71,1	65,4	65,3	66,5	67,8	68,2	71,3	67,1

Natural gas demand for power generation steadily declines from 317 mcm in 2028 to 92 mcm in 2049 and remains at about 70 mcm in the period from 2050 to 2060.



4.1.3 Profiles of gas demand

As mentioned previously, considering the forecasted thermal demand and the assumptions that all of that demand would be covered by natural gas, natural gas consumption in Kosovo would reach 1,1 bcm in 2050 (without gas demand for power generation). Gas consumption in the transport sector is not included since most of that consumption is expected to be in the form of LNG for freight transport, and therefore not supplied via pipeline. LNG is expected to be supplied via truck or rail from one of the regional LNG terminals. However, considering the above-mentioned assumptions, projected natural gas consumption in Kosovo could reach 429 mcm in 2045 (without gas demand for power generation). Therefore, the peak load calculations for the hydraulic simulation and dimensioning of the pipeline are made considering the above-forecasted gas consumption for thermal purposes and its seasonality. When calculating the daily loads, the annual forecasted gas consumption of the residential and service sector is divided by 365 days, while the annual forecasted gas consumption in the industry sector is divided by 335 working days (assuming a breakdown due to overhaul, maintenance, collective annual leave, etc.).

When calculating hourly loads of the industry sector, the daily gas consumption is divided by 16 hours, assuming the two working shifts or 16 working hours per day.

Furthermore, when calculating peak hourly loads, the daily gas consumption of the temperature dependant consumers (households and services) is divided by 24 hours and multiplied by the "peak factor", which is the difference between average daily and peak daily demand. According to "*Study on Regulation (EU) 994/2010 on measures to safeguard the security of gas supply*", the peak demand factor for Kosovo is 4,79. It means that the gas demand of temperature-dependent gas consumers, occurring with a statistical probability of once in 20 years, is 4,79 times higher than the average gas demand of temperature-dependent gas consumers in that year.

This calculation resulted in a total peak load for the peak gas consumption in 2045 of 143.177 m³/h (without gas demand for power generation). Calculated peak loads per consumption sectors are provided in **Table 9** households estimated peak load is 74.923 m³/h, services sector estimated peak load is 20.817 m³/h, and industry sector peak load is 47.438 m³/h.

TABLE 9 – POTENTIAL GAS TRANSMISSION CAPACITY CONSIDERING THE FORECASTED GAS CONSUMPTION IN KOSOVO

Municipality	District	Gas consumption forecast in 2045 (mcm)			Potential capacities in 2045 (m ³ /h)		
		Households	Services	Industry	Households	Services	Industry
Pristina	Pristina	35,4	12,2	46,7	19.344	6.685	8.706
Prizren	Prizren	20,6	2,7	14,9	11.261	1.491	2.781
Ferizaj	Ferizaj	8,3	3,5	29,2	4.525	1.893	5.441
Pejë	Peja	10,0	1,8	10,4	5.464	984	1.935
Gjakovë	Gjakova	8,1	1,3	6,5	4.439	708	1.209
Gjilan	Gjilan	9,2	2,2	14,3	5.031	1.200	2.660
Podujevë	Pristina	4,3	1,7	11,0	2.369	932	2.056
Mitrovicë	Mitrovica	8,9	1,6	8,4	4.844	879	1.572
Vushtrri	Mitrovica	4,9	1,6	16,9	2.655	887	3.144
Suharekë	Prizren	2,0	0,7	2,6	1.095	388	484
Glllogoc	Pristina	1,3	0,7	7,1	697	395	1.330
Lipjan	Pristina	1,4	0,9	5,8	751	470	1.088
Rahovec	Gjakova	3,2	0,4	3,9	1.749	201	725
Malishevë	Prizren	0,7	0,5	4,5	382	276	846
Skenderaj	Mitrovica	1,4	0,7	6,5	747	388	1.209
Viti	Gjilan	1,0	0,5	5,2	546	261	967
Deçan	Gjakova	0,8	0,4	1,9	440	231	363
Istog	Peja	1,1	0,3	1,3	584	164	242
Klinë	Peja	1,2	0,4	2,6	675	201	484
Kamenicë	Gjilan	1,1	0,4	3,2	620	224	605
Fushë Kosovë	Pristina	4,2	1,7	7,8	2.272	939	1.451
Dragash	Prizren	0,2	0,3	1,3	120	142	242
Kaçanik	Ferizaj	2,1	0,4	1,3	1.174	231	242
Mitr. e Veriut	Mitrovica	1,5	0,2	2,6	847	112	484
Shtime	Ferizaj	1,4	0,2	0,6	787	89	121
Obiliq	Pristina	1,1	0,4	3,9	625	201	725
Hani i Elezit	Ferizaj	0,5	0,3	33,3	296	164	6.206
Mamushë	Prizren	1,1	0,1	0,6	581	82	121
Total		137,0	38,1	254,3	74.923	20.817	47.438
		429,4			143.177		

4.1.4 Load management and storage

Generally, natural gas consumers can be divided into three categories:

anchor consumers (large industry, power plants, etc.)

industrial consumers, and

consumers on gas distribution system (households and service sector).

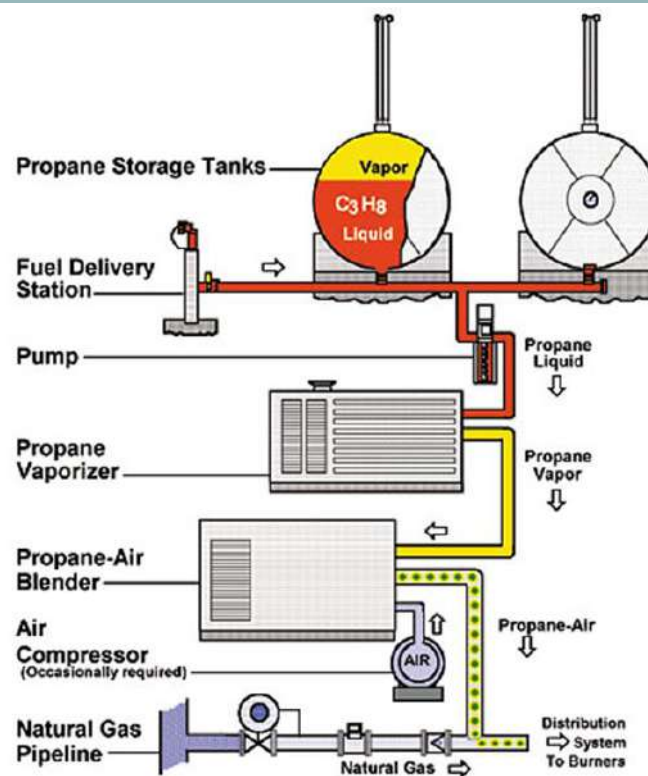
Depending on the profile of the anchor consumers, some seasonality in gas consumption can be observed (for instance if CHP¹² Plants are numerous). Industrial consumers may show some seasonality in gas consumption pattern but generally they operate at a constant rate throughout the year to maximize available production capacity. The main drivers of gas consumption in industry are processes which require natural gas (furnaces, raw gas input, turbines, etc.) are insensitive to weather seasonality. On the other hand, consumers connected to the gas distribution network, i.e. the households and services sector show most pronounced seasonality in their consumption patterns. Gas consumption of households and service sector is roughly 90% seasonal as it is related to space heating needs. These needs are closely related to the outside air temperatures.

¹² Combined Heat and Power plants

The distribution consumption consists of two main parts. One is fixed gas consumption which entails hot water preparation and cooking. The other is a variable gas consumption which entails space heating. It is in the Consultant's experience that there is an absolute correlation between outside temperature and heating intensity and an undeniable causation of cold weather causing people to heat their homes. The experience stems from experiences in energy balancing, energy statistics, and energy demand forecasting. The fixed part of the consumption is at 10% of the total annual natural gas demand of the distribution network, while the variable consumption accounts for the remaining 90%, varying depending on the season. Considering the structure of the forecasted gas demand for Kosovo, about $\frac{3}{4}$ of the forecasted gas consumption is expected to be constant. However, due to the relatively high peak demand factor for Kosovo, peak gas demand might be substantially higher than the average gas demand (see Chapter 4.1.3).

Since the gas consumption has a seasonal character and isn't constant throughout the year, a screening of different peak shaving and seasonal storage measures has been carried out. One of the solutions for peak shaving for industrial and commercial consumers is a propane-air system. Propane-air, also called LPG-Air or SNG, is essentially synthetic natural gas that is formed by mixing vaporized propane or LPG with air. Once mixed, it forms a homogeneous mixture that can be used as a direct replacement for natural gas in combustion applications. A typical propane-air peak shaving plant consists of an LPG storage facility, truck unloading station, transfer pumps, propane vaporizers, air compressors, propane-air mixer, gas flow rate and calorific value measurement device, and system controls (**Figure 17**).

FIGURE 17 – SCHEME OF PROPANE-AIR PEAK SHAVING PLANT



As mentioned, LPG tanks/storages could be used as dual-fuel capability for the industrial and larger commercial consumers, while is not practical to use them for distribution systems. The use of dual-fuel capability for boiler houses in the industry and larger services will often be the simplest solution for peak shaving. One of the

barriers to the use of dual-fuel is the difference in fuel prices. Hence, the use of interruptible consumers¹³ needs to be regulated on a contractual level to clarify the obligations of the gas company.

Line packing of gas transmission system until the pipeline reaches full potential in the later stages of the project utilisation would be from the investment point of view the cheapest solution (the price of balancing gas is another issue). It might be a solution for the fast daily peak shaving. This means that TSO could use the internal storage of the pipeline by reducing the pipeline pressure to a minimum allowable level. To control the line packing a SCADA¹⁴ system needs to be implemented.

Also, solutions like CNG and/or small-scale LNG storage facilities could be considered for peak-shaving, depending on the economic feasibility of the available options, on a case-by-case basis.

On the other hand, there is the concept of nudging customer behaviours to shift loads outside of peak demand periods. This concept of load management (or demand response) is utilized in the management of the electricity grid. However, load management is a tool that historically has not been utilized in the management of the natural gas demand. The use of a pricing structure with high incentives for the large consumers to use gas during periods with low consumption, and high prices respectively during the peak consumption periods will normally be the least cost solution for reducing peak loads. For individual consumers connected to the gas distribution network, a higher tariff during the winter months would encourage energy savings, either as reduced temperature or comfort or by investing in insulation to reduce heat losses.

To analyse the potential need for underground gas storage in Kosovo, the assessment of the required storage volume and the daily withdrawal capacity has been carried out. The assessment is carried out considering the forecasted gas demand assuming that the gas supply will be contracted at a level of average expected annual gas consumption throughout the year. The UGS model applied accounted for the variable seasonal gas consumption, optimizing the storage to be filled during the summer and emptied during winter. The historic Heating Degree Days (HDD) index information for Kosovo was taken from the BizEE Degree Days.net and linked to the forecasted natural gas annual consumption. Considering the structure of the forecasted natural gas consumption, this resulted in the potential storage needs peaking at 88 mcm in 2045, with a maximum withdrawal capacity of 1,77 mcm/day. Since there is no underground gas storage in Kosovo, the virtual storage sub-lease option could be implemented. The virtual storage sub-lease option means that the local gas supplier creates a sub-lease storage agreement with suppliers using existing gas storage capacities in the region. The price of that gas will be a gas market price increased for the expected storage costs. The supplier's benefit in that deal is the fact that the gas is sold at the market price increased by the storage fee, but realized without the actual storage use and transport costs to and from the storage facility. Such an agreement is common gas market practice. This option, together with other load management options that do not require any investment (dual-fuel, tariff incentives, line-pack, and similar) would represent the most feasible and recommended load management option for Kosovo.

4.2 Gas supply assessment

In Kosovo, currently, there is no functional gas infrastructure and no connections to the regional gas network. Since there is no production nor proven reserves of natural gas in Kosovo, the import of natural gas is the only gas supply option for Kosovo.

¹³ Consumers with interruptible gas transmission capacity that may be interrupted by the transmission system operator in accordance with the conditions stipulated in the transport contract. Interruptible consumers pay reduced gas transportation charges in return for the flexibility they provide to the system by agreeing to be interrupted during the periods of high gas demand.

¹⁴ Supervisory Control and Data Acquisition

4.2.1 Gas supply route options

In terms of gas supply, currently, there are two options for gas import in consideration. One option is gas supply from North Macedonia via the North Macedonia-Kosovo gas pipeline (SKOPRI pipeline). The other option is gas supply from Albania via Albania-Kosovo Gas Pipeline (ALKOGAP). Should these options not be successfully implemented, Kosovo could potentially be supplied with natural gas in the form of compressed natural gas (CNG) or liquefied natural gas (LNG) delivered via road or railway transport. The sources of LNG in this case could be existing and planned LNG terminals in the region (Croatia, Greece, and Albania), while CNG could be delivered from the operational CNG filling station in North Macedonia, or possible new CNG facilities.

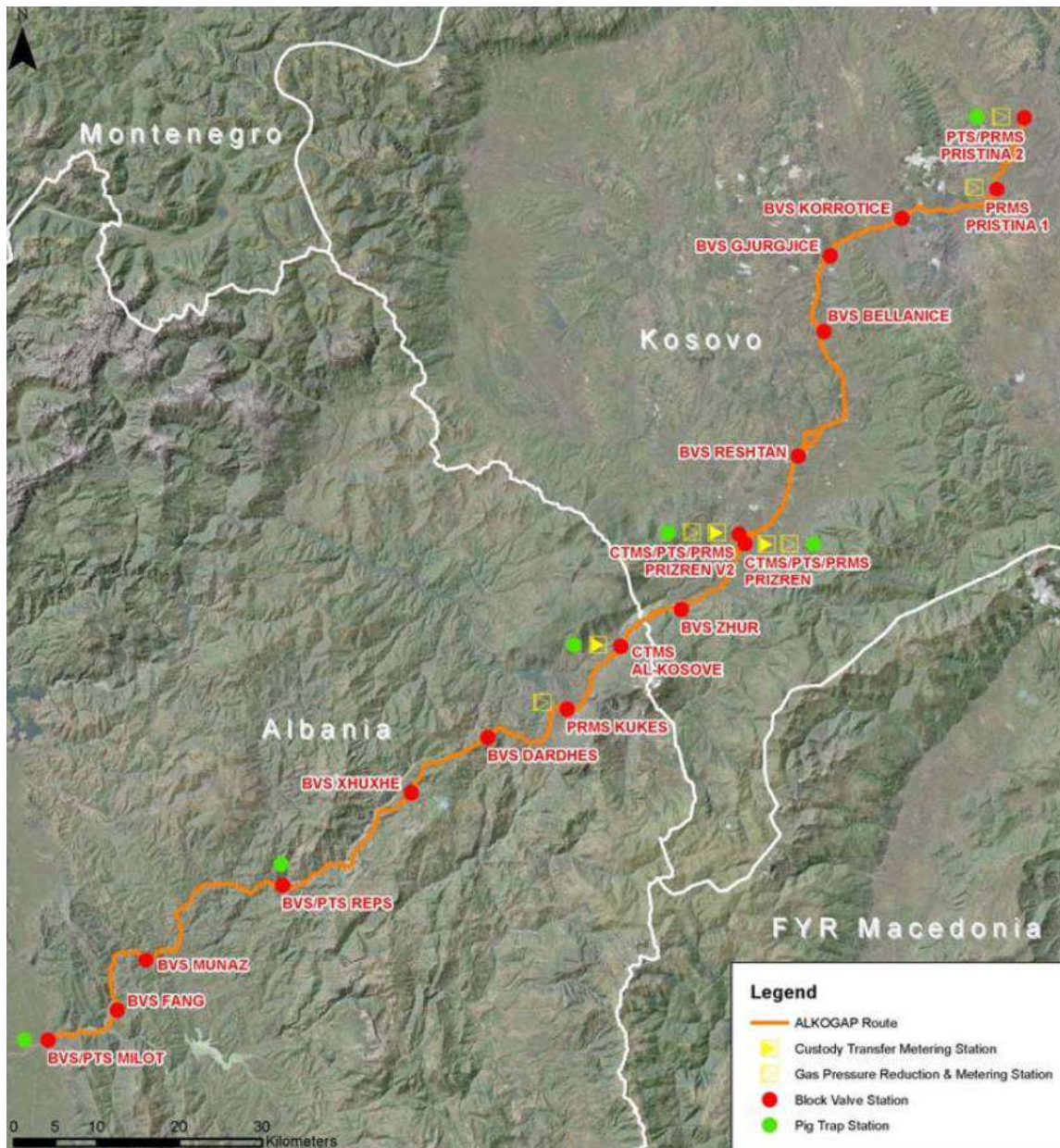
FIGURE 18 – POTENTIAL NATURAL GAS SUPPLY ROUTES



The North Macedonia-Kosovo gas interconnection (SKOPRI), together with the planned gas interconnection Greece-North Macedonia, would enable gas supply from the Caspian region via Trans Adriatic Pipeline (TAP), as well as LNG supplies from the LNG terminal in Greece. The start of construction is expected in the second quarter of 2022, while the commissioning of the Greece-North Macedonia interconnection is expected in 2024. Note that for more significant gas deliveries to Kosovo, which are projected in later years, it will be necessary for North Macedonia to complete its western branch of the gas ring (via Bitola). Out of Western ring sections; Skopje-Gostivar section is currently approx. 70% completed, tender for construction of the section Gostivar-Kichevo is expected this year. The remaining two sections (Kichevo-Ohrid and Ohrid-Bitola) are expected in the following years. Overall completion of the western section of the North Macedonia gas ring is expected in late 2025 or early 2026. Considering the current level of development of Kosovo's gas infrastructure, the Consultant considers this is sufficient.

Albania-Kosovo Gas Pipeline (ALKOGAP) (**Figure 19**) is the gas transmission pipeline which aims to establish a new supply route for the natural gas transported from the Caspian Region via the Trans Adriatic Pipeline to Albania, and then in a northeast direction through Albania towards Kosovo. ALKOGAP would connect to the planned Ionian-Adriatic Pipeline (IAP). Since IAP would be bidirectional, it could provide gas supply from TAP, and also natural gas supply from the Croatian LNG terminal on the island of Krk. The routes of the Trans Adriatic Pipeline and the planned Ionian-Adriatic Pipeline are shown in **Figure 18**. The route of the Albania-Kosovo Gas Pipeline is shown in **Figure 19**.

FIGURE 19 – ALKOGAP CORRIDOR



Source: Pre-feasibility Study for Albania to Kosovo Gas Pipeline

According to the available information, the Environmental Impact Assessment and Basic design for the sections of IAP in Croatia have been completed, and some sections also have the main design completed. For the Albanian and Montenegrin sections, preliminary design and ESIA were completed in November 2021.

The pre-feasibility study for ALKOGAP was completed in 2018. According to available information, no further development activities are ongoing. The Consultant has no recent information on the expected dynamics of the final investment decision, tender for the construction, and envisaged start of the operation. However, 2026 start of operation for IAP and 2027 for ALKOGAP are reported by Energy Community¹⁵.

¹⁵ <https://www.energy-community.org/regionalinitiatives/infrastructure/PLIMA/Gas16.html>
<https://www.energy-community.org/regionalinitiatives/infrastructure/PLIMA/Gas13.html>



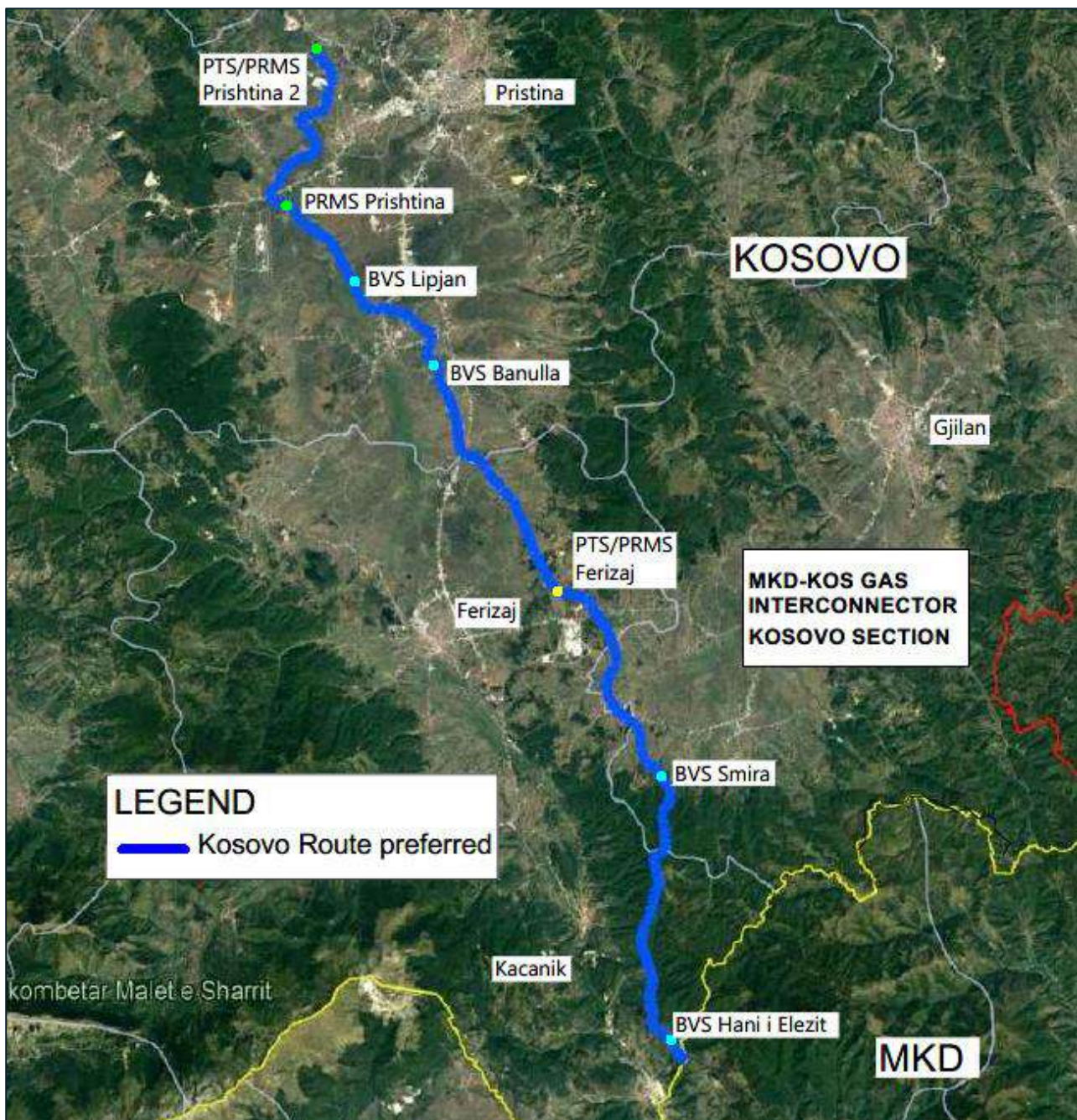
Considering the potential gas demand projections for Kosovo provided in the Gas Demand Assessment, both supply routes have sufficient capacity for natural gas supply. However, considering the described status of the prerequisite infrastructure development in the region, the Consultant notes that the North Macedonia-Kosovo gas interconnection will likely be possible much earlier than the ALKOGAP. Furthermore, although the length of the pipeline from the North Macedonian border to Prishtina is comparable to that of the Albanian border, the length of the pipeline that needs to be built in Albania to connect IAP makes a big difference between the two supply options for Kosovo. Also, ALKOGAP route terrain is more difficult. Therefore, considering the pipeline length and corresponding investment costs, the connection to the North Macedonian gas system is much more realistic option for Kosovo gas supply.

Once the relevant interconnections are completed, Kosovo is likely to be a part of a large and integrated SEE gas system and gas suppliers active in Kosovo will be also able to access a number of regional gas hub/exchanges, with potential benefits both in terms of price and security of supply.

AE Prefeasibility Study - 2019/2020, Kosovo Compact Energy Sector examined three natural gas supply options to meet the projected gas demand in Kosovo and identified the option best suited to meet the country's projected energy needs. Gas Interconnector Pipeline Skopje-Prishtina with a gas transmission and distribution network development in Kosovo is identified as the least cost option to serve the projected gas demand.

The main purpose of the construction of North Macedonia-Kosovo gas pipeline interconnection arises from the strategic commitment of the Governments of the Republic of North Macedonia and Kosovo to achieve a higher level of the overall functionality of the energy system in the country and to provide conditions for significantly greater infrastructure and economic integration with the neighbouring countries and the remaining European countries. The total length of the North Macedonia-Kosovo gas pipeline is approximately 101 km, of which 26 km in North Macedonia and 75 km in Kosovo. The envisaged route of the North Macedonia-Kosovo gas interconnection is shown in **Figure 20**.

FIGURE 20 – NORTH MACEDONIA-KOSOVO GAS INTERCONNECTION ROUTE



Source: North Macedonia-Kosovo gas interconnection identification and technical assessment of alternatives for the pipeline route, 2021

A gas transmission pipeline from Skopje to Prishtina would establish a gas supply route for Kosovo. This in turn would enable the start of the gasification of Kosovo. From the North Macedonian perspective, the establishment of this route would increase the gas transmission volumes through the North Macedonian gas transmission system, thus potentially benefit the transmission tariffs, thus further increasing the competitiveness of natural gas.

4.2.2 Gas infrastructure, developments and sources of natural gas in the region

In terms of existing gas interconnections, North Macedonia has one gas interconnection with Bulgaria (commissioned in 1997) and is supplied with Russian gas through the 20", 98 km long gas pipeline that carries

gas through the interconnection point of Zhidilovo at the Bulgarian border. Commercial reserves of natural gas in North Macedonia have not been declared.

Currently, the main natural gas consumer in North Macedonia is the TE-TO power plant in Skopje. During the winter peak demand months, it uses almost the full capacity of the Zhidilovo-Skopje pipeline. Therefore, North Macedonia is striving to connect major gas demand centres or anchor loads through a transmission network that can tap into Europe's priority transnational pipelines: TAP, TANAP, IAP, and TurkStream. As a result, National Energy Resources (NER) is implementing several pipeline projects in the country including a gas connection with Greece. *Natural Gas Interconnector Greece-North Macedonia Feasibility Study (2019)* assesses the technical, environmental, and economic feasibility of the extension of the gas transmission system of Greece to the Greece/North Macedonia border, and further to Negotino in North Macedonia. The 30" diameter pipeline with a design pressure of 68 bar has a length of approximately 55 km in Greece, while the 28" diameter pipeline with a design pressure of 68 bar has a length of approximately 68 km in North Macedonia.

Considering the demand forecast, and the maximum capacity (0,8 bcm) of the existing 20" pipeline carrying Russian gas for North Macedonia via Bulgaria, the development of the Gas Interconnector Greece-North Macedonia is a necessity to cover the future gas demand, both for North Macedonia and Kosovo.

FIGURE 21 – EXISTING AND PLANNED GAS INFRASTRUCTURE



Source: ENTSO-G & Gas Infrastructure Europe

Trans Adriatic Pipeline (TAP), being part of the so-called Southern Gas Corridor, was commissioned in November 2020 to provide access to Azeri gas sources. TAP starts at the border of Turkey and Greece, where it connects with TANAP. The total length of the pipeline is 878 km with a design pressure of 95 and 145 bar (offshore section) and a diameter of 48" and 36" (offshore section). The pipeline is to deliver new gas supplies from Azerbaijan through Greece and Albania, crossing the Adriatic Sea to Italy. The initial capacity is 10 bcm, and according to current supply contracts, capacity is booked for 25 years, with 8 bcm to Italy and 1 bcm respectively to Greece and Bulgaria. However, there is the possibility to expand the capacity up to 20 bcm with the additional compressor stations, one in Greece, and one in Albania.

The backbone of the Southern Gas Corridor is the Trans Anatolian Natural Gas Pipeline (TANAP), commissioned in 2018. Its current technical capacity is 16 bcm per annum, planned to increase to 24 bcm in 2023 and to 31 bcm in 2026 (most of which is reserved for Europe).

FIGURE 22 – THE ROUTE OF TANAP



Gas flows from Azerbaijan to Italy might result in decreasing prices on the Italian gas hub PSV (*Punto di Scambio Virtuale*). The importance of the TAP for southeast Europe will increase once the interconnector between Bulgaria and Greece is finalised (expected in mid-2022), enabling delivery of Azerbaijan gas in the region still largely dependent solely on imports from Russia.

TurkStream pipeline, commissioned in January 2020, directly connects the large gas reserves in Russia to the Turkish gas transportation network.

FIGURE 23 – THE ROUTE OF THE TURKSTREAM PIPELINE



The pipeline is a dual pipeline system (both pipes 32" diameter), of which one string is reserved for Turkey, while the other one is for Europe. The technical capacity is 31,5 bcm (15,75 bcm to Europe, 15,75 bcm to Turkey). This pipeline substitutes gas transit through Ukraine and thus brings diversification in terms of supply routes to the region, but it does not provide diversification of gas sources to the region since it is Russian gas.

Kosovo could be supplied with this gas via Bulgaria and North Macedonia. However, as mentioned earlier, there is a bottleneck regarding the existing infrastructure and interconnection point at Zhidilovo.

4.2.2.1 Potential LNG supply sources

In terms of the LNG supply, the existing LNG terminal in Greece, near the city of Athens on an island called Revythoussa, has a regasification capacity of 7 bcm annually. The planned new LNG terminal Alexandroupolis in Greece is planned to have a capacity of 6,1 bcm/y. It is expected to be operational by the end of 2023.

The Krk LNG terminal in Croatia began operating in January of 2021. Its annual regasification capacity is 2,6 bcm/y. The regasification capacity increase is planned for an additional 4,4 bcm, reaching a total regasification capacity of 7 bcm/y. This terminal could serve as a source of gas supply for Kosovo if IAP would be developed.

The Eagle LNG terminal (FSRU) in Albania was planned to be located near Levan, in Fier County. This project appears to be cancelled, however, in 2021, the Ministry of Infrastructure and Energy of Albania and ExxonMobil, signed an MOU to conduct a feasibility study for the potential development of an LNG import terminal in the Port of Vlora, Albania. If implemented, this terminal could also serve as a source of gas supply for Kosovo via ALKOGAP, or virtually via North Macedonia-Kosovo gas interconnection. However, no details about this project are currently available.

FIGURE 24 – LNG INFRASTRUCTURE



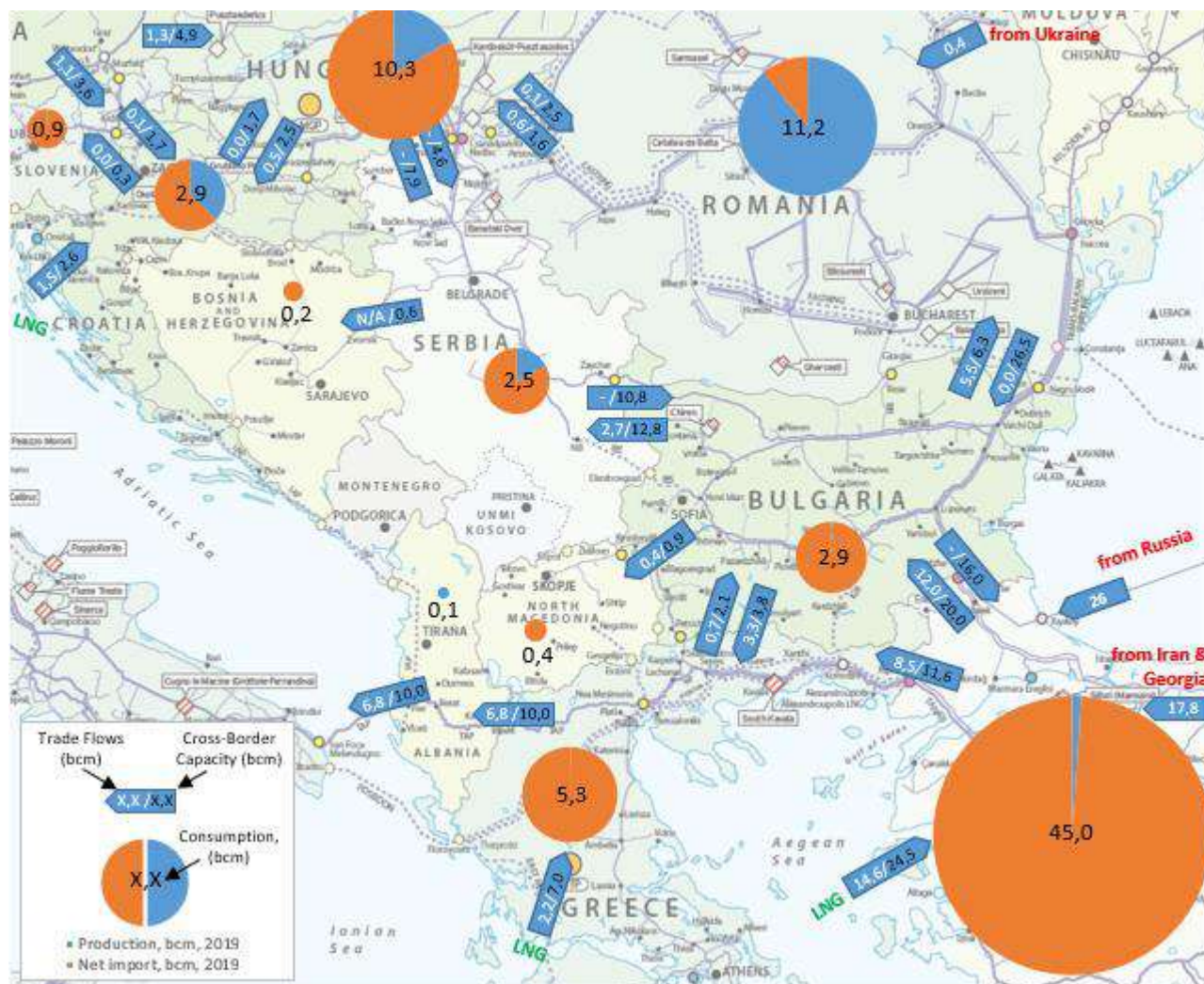
Source: Gas Infrastructure Europe

4.2.3 Natural gas trade and reserves

In terms of gas trade flows in SEE and the wider region, roughly 50% of the natural gas quantities in 2021 came from Russia via TurkStream pipeline, while the rest of the gas supplied to the region came from LNG (~33%) and from the Middle East (~17%). A graphical representation of the gas trade flows in the region in 2021 is

shown in **Figure 25**. The Figure also provides information on the currently installed cross-border capacities, national gas consumption, and structure thereof (net imports and domestic production). Installed cross-border capacity in the region is sufficient for delivery of additional gas quantities for Kosovo.

FIGURE 25 – NATURAL GAS TRADE FLOWS, CROSS BORDER CAPACITIES, DOMESTIC CONSUMPTION AND PRODUCTION IN THE REGION IN 2021¹⁶ (MCM)



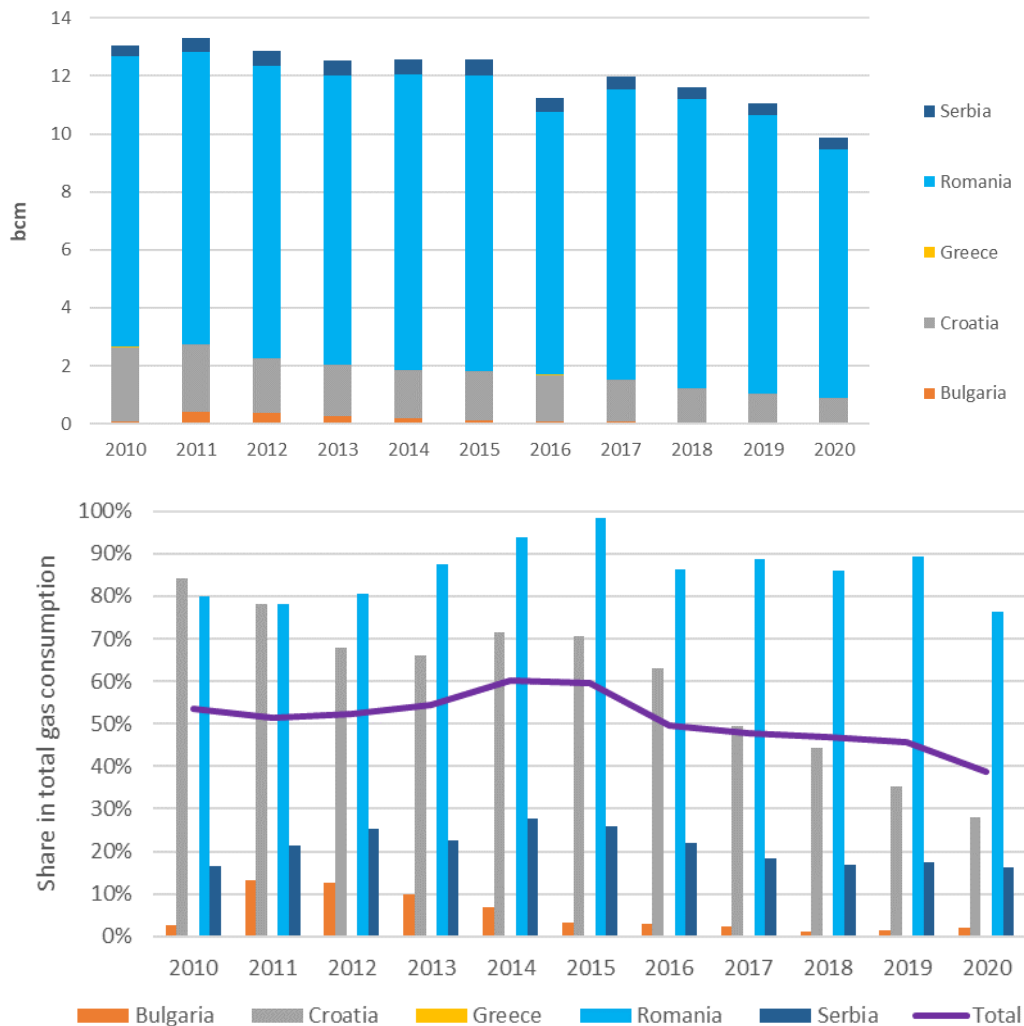
Source: Gas Infrastructure Europe, ENTSO-G, Eurostat, Gas Trade Flows data service, IEA, February 2022

In terms of natural gas reserves in Europe, the largest natural gas reserves are in Norway (~1400 bcm at end of 2020). In the SEE region, the largest natural gas reserves are in Romania. Proved natural gas reserves in Romania at the end of 2020 amounted to 100 bcm (~2.5% of total Europe), which gives the reserves to production ratio¹⁷ of 9.1. There are also some smaller amounts of natural gas reserves in Croatia, Serbia, Bulgaria, and Greece. Natural gas production in SEE countries and the share of gas production in total natural gas consumption are shown in **Figure 26**.

¹⁶ Production and consumption data are from 2019 (pre-COVID year)

¹⁷ Reserves to production ratio is the ratio of the reserves remaining at the end of the year divided by the production in that year.

FIGURE 26 – NATURAL GAS PRODUCTION AND SHARE IN CONSUMPTION IN SEE REGION



Source: Eurostat, Energy balance sheets, January 2022 Edition

Considering the proven natural gas reserves in the region and worldwide, the availability of natural gas is not the issue for the gasification of Kosovo or even the region. The key issue is whether there will be sufficient infrastructure investment to bring the gas to the Kosovo market, including transmission and distribution gas pipelines, and the economics of those investments.

The analysis of the current natural gas supply balance for the SEE region (**Figure 25**) shows that about $\frac{3}{4}$ of the natural gas quantities entering the region is of Russian origin. More specifically, Bulgaria and Greece, the countries from where gas is envisaged to arrive to Kosovo were in 2021 supplying 75% and 38% of their needs with Russian sourced natural gas¹⁸. The existing gas infrastructure enabled that up to 70% of the Russian gas be replaced by increasing gas imports from the Caspian region and via existing LNG terminals. With the additional LNG import capacities that will be available after the commissioning of the Alexandroupolis LNG terminal in Greece (**Figure 24**), planned in 2023, it will be possible to compensate for the total disruption of gas supplies from Russia to the region. Furthermore, if we include plans to increase the capacity of the Trans Anatolian Natural Gas Pipeline (TANAP) from 16 to 24 bcm in 2023 and to 31 bcm in 2026, as well as the possibility to expand the capacity of the Trans Adriatic Pipeline (TAP) up to 20 bcm, the total disruption of the natural gas supply from Russia to the SEE region shouldn't be a problem.

¹⁸ Eurostat

4.3 Gas pricing – tariff considerations

In this section we summarize key considerations that should be taken into account when devising gas tariffs. Considerations are given separately for transmission and distribution activities. More details can be found within the Tariff study submitted within this assignment. In terms of responsibility for metering, billing and collections, it resides with the gas TSO or DSO.

4.3.1 Gas transmission tariffs

The Tariff study provides a detailed analysis of the gas transmission tariffs. In this chapter, we summarize the main suggestions regarding the structure of gas transmission services and tariffs.

Tariffs for network users should be **non-discriminatory** and set separately for every entry point into or exit point out of the transmission system (network charges cannot be calculated based on contracted paths). In one extreme, this implies that each entry point into the system and each exit point could have different gas transmission tariff. On the opposite end, it is possible to group similar entry and exit point resulting in effect in a postal stamp type gas transmission tariff.

Regarding the services, the transmission system operator should provide to system users:

both **firm** and **interruptible** third-party access services. The price of interruptible capacity should reflect the probability of interruption.

both **long** and **short-term services**.

The costs of transmission services should be recovered primarily from **capacity-based** transmission tariffs. In addition to capacity-based tariffs, a portion of the transmission service revenue may be recovered by **commodity-based tariffs**. A commodity-based tariff is a flow-based tariff. It intends to cover the cost mainly driven by the quantity of gas transported through the network (for example compressor fuel costs).

4.3.2 Gas distribution tariffs

Regulation regarding gas distribution tariffs is less prescribed than transmission network regulation. The principles used for setting the allowed revenue should be the same as in the case of gas transmission network, and the Consultant proposes that the Energy Regulatory Office of Kosovo use revenue cap approach.

In terms of tariff structure, the same principle as in the gas transmission applies: a fixed and variable charge need to be defined. While it is common practice among gas DSO to collect larger share of revenues from the variable charge, it would be more appropriate to collect larger share of revenue from fixed charge: The rationale is that gas distribution costs are, as in the case of gas transmission, mostly fixed. Therefore, the Consultant proposes the following gas distribution tariff structure:

Component based on consumer's capacity.

Component based on consumer's actual withdrawal, ie. based on energy consumed. It is common practice among gas DSOs that this component is based on the annual quantity of gas consumed.

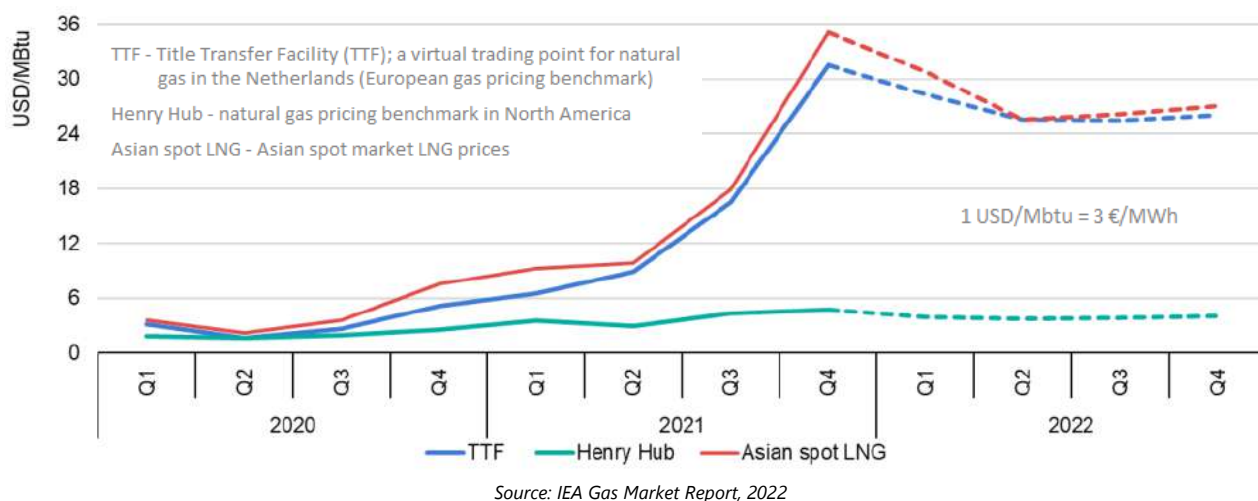
Administrative charge to reflect administrative and metering costs

Connection costs reflect the cost of connecting new consumers to the network. Connection costs can be deep, shallow, or some combination in between. While deep connection costs imply that the consumer pays higher amounts for connecting, shallow costs imply that consumers are charged only a fraction of the total costs while the remaining amount is socialized. To incentivize the gas consumers to switch to gas, the Consultant suggests a shallow connection charge mechanism is applied to Kosovo. To reduce uncertainty, a fixed, predetermined and relatively modest connection charge should be administered for small and medium sized consumers.

4.3.3 Gas prices

In 2021, European wholesale gas prices were impacted by the disturbances on the gas market, which has led to a significant increase in natural gas prices. According to the latest available short-term forecasts (IEA), European and Asian natural gas prices will remain at relatively high levels in 2022 (**Figure 27**).

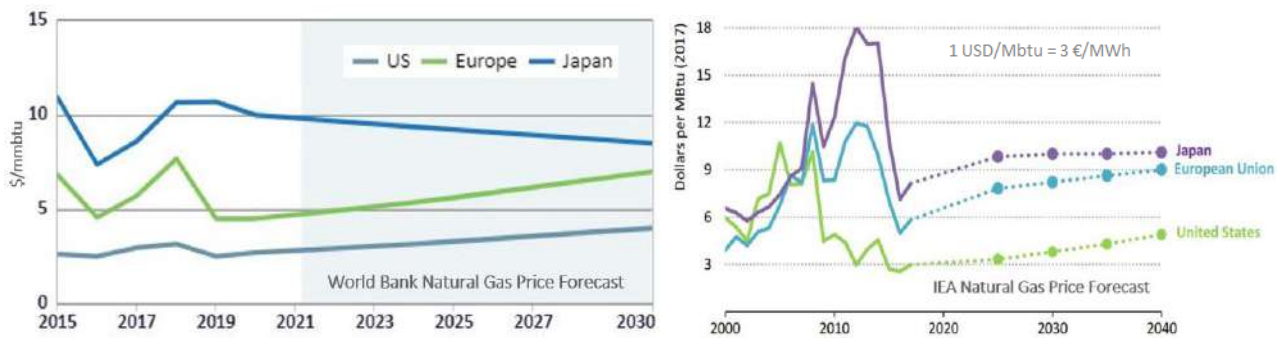
FIGURE 27 – SHORT-TERM NATURAL GAS PRICE FORECASTS



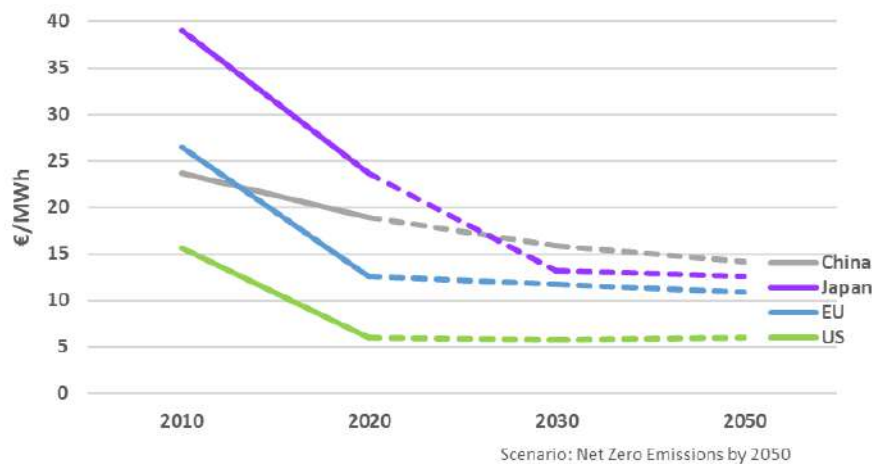
Note that the above forecasts are published before the Russian invasion of Ukraine, which additionally elevated gas prices.

According to IEA World Energy Outlook 2021, the future growth in global gas trade will come mostly from LNG (up to 70% of traded volumes by 2050), which facilitates the convergence of natural gas prices in key regions. As shown in **Figure 28**, forecasted natural gas prices on global markets converge and in the long term are expected to return to pre 2021/2022 spike levels and gradually grow or remain stable in the coming decades. In case of realisation of zero carbon goals, gas prices are expected to decline (note that the graphs do not catch the price spike in winter 2021/2022).

FIGURE 28 – LONG-TERM NATURAL GAS PRICE FORECASTS



Source: World Bank 2021 & IEA World Energy Outlook 2018



Source: IEA World Energy Outlook 2021

The long-term natural gas price forecasts under the different World Energy Outlook scenarios are shown in **Table 10**. Although considering the recent and current disturbances on the global gas market it is rather challenging to provide long-term forecasts. It can be seen that the forecasted prices for natural gas are lower under the *Net Zero Emissions* and *Sustainable Development* scenarios, which are the scenarios designed to achieve net-zero CO₂ emissions by 2050 and to meet the objectives of the Paris Agreement on climate change and significantly reduce air pollution. In contrast, the *Announced Pledges* scenario highlights the “ambition gap” that needs to be covered to achieve the Paris Agreement goals, while the *Stated Policies* scenario provides a more conservative approach and does not take it for granted that all governments will reach all announced goals.

TABLE 10 – LONG-TERM NATURAL GAS PRICE FORECASTS

Natural gas			Net Zero Emissions by 2050		Sustainable Development		Announced Pledges		Stated Policies	
			€/MWh	2010	2020	2030	2050	2030	2050	2030
United States	15,6	6,0	5,7	6,0	5,7	6,0	9,3	6,0	10,8	12,9
European Union	26,4	12,6	11,7	10,8	12,6	13,5	19,5	19,5	23,1	24,9
China	23,7	18,9	15,9	14,1	18,9	18,9	25,5	24,3	25,8	26,7
Japan	39,0	23,7	13,2	12,6	16,2	15,9	22,8	20,4	25,5	26,7

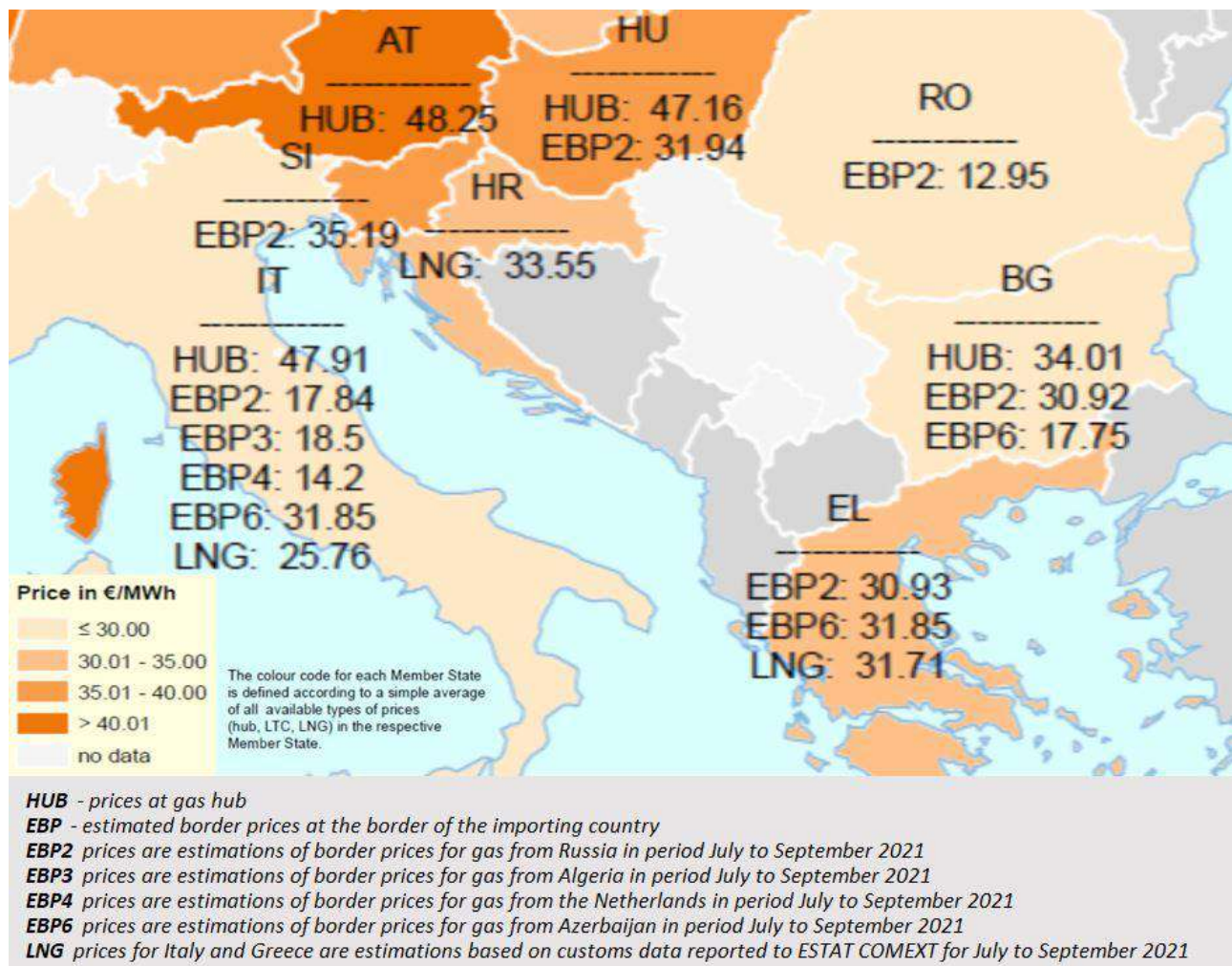
Source: IEA World Energy Outlook 2021

On the regional level, according to the comparison of the wholesale gas prices provided in the Quarterly Report on European Gas Markets for the third quarter of 2021 (**Figure 29**), we can see that the gas prices in the region differ from country to country. However, this seems to be a consequence of the above-mentioned

circumstances linked to the current disturbances in the global gas market. In normal circumstances, according to the historical data from the previous gas market reports, gas prices in the region are similar, and there are no dramatic differences in gas prices among neighbouring countries. Also, it can be noticed that the LNG prices are competitive compared to pipeline gas. As noted in the report, border prices are estimations of prices of piped gas imports paid at the border of the importing country, based on information collected by customs agencies, and are deemed to be representative of long-term gas contracts.

Considering the potential gas supply sources, currently, relevant gas prices for Kosovo would be prices in Bulgaria and Greece. In addition to the gas prices in Bulgaria, or Greece, as provided in **Figure 29**, the wholesale natural gas prices at the border of Kosovo would be increased for transmission costs through Bulgaria and North Macedonia, i.e. Greece and North Macedonia. In another scenario, if IAP and ALKOGAP would be developed and Kosovo would be supplied from Albania (via TAP and IAP) or Croatia (via IAP), the wholesale natural gas prices at the border of Kosovo would be the prices in Greece, and Croatia, increased for transmission costs through Albania.

FIGURE 29 – COMPARISON OF WHOLESALE NATURAL GAS PRICES IN THE THIRD QUARTER OF 2021



Source: Quarterly Report on European Gas Markets, Q3 of 2021, DG Energy, European Commission, 2022

The gas prices to be used for further analyses under this project are to be in line with the available long-term natural gas price forecasts.

Considering the climate goals set by the EU, the Consultant believes that the forecasts that best reflect the amounts of the gas prices for Europe are the ones provided in the IEA World Energy Outlook under the Net

Zero Emissions and Sustainable Development scenarios shown in **Table 10**; 11,7 €/MWh in 2030 and 10,8 €/MWh in 2050. Namely, these scenarios are designed to achieve net-zero CO₂ emissions by 2050 and to meet the objectives of the Paris Agreement on climate change and significantly reduce air pollution.

Although currently Kosovo does not employ any carbon pricing mechanism, the effect of carbon pricing will be considered. The prices will be in line with the available forecasts from relevant sources, such as ENTSO-G and ENTSO-E.

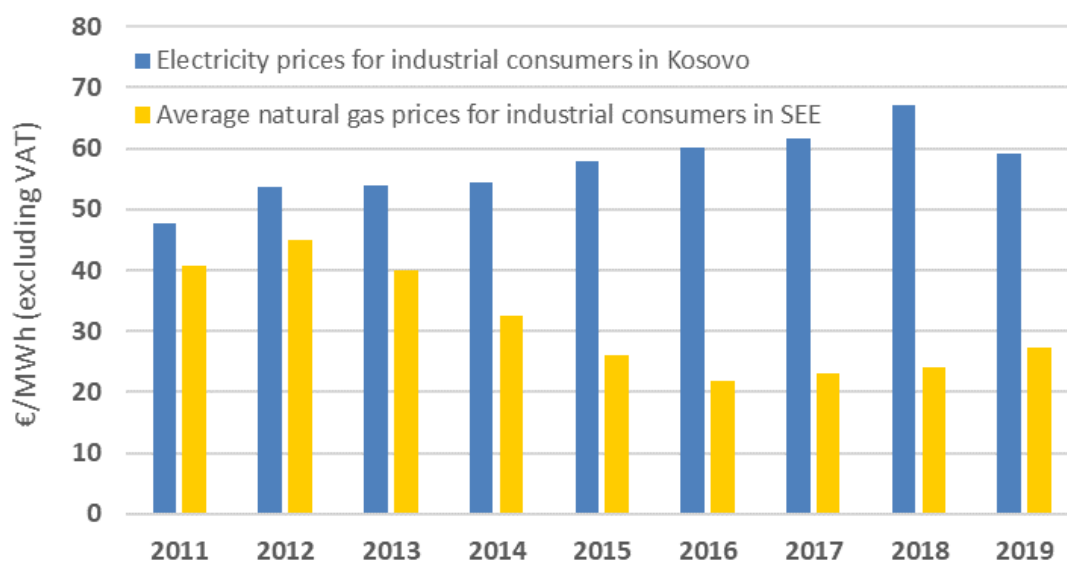
4.4 Gasification feasibility considerations

4.4.1 Gas competitiveness

Once natural gas is available to Kosovo consumers, the level of penetration of natural gas into the Kosovo energy market will depend on its attractiveness in comparison to alternative fuel options available. In the power generation sector, natural gas could provide diversification of baseload electricity generation as well as system balancing and reserve. It could also enable more flexible generation thus providing support to the deployment of renewable energy sources.

In the industry sector, natural gas is expected to be used primarily for technological and thermal purposes. It is expected that natural gas will primarily substitute oil products in technological processes and electricity for thermal purposes. Therefore, natural gas will be competitive fuel for the industry if its price is competitive to the price of oil products and electricity. The comparison¹⁹ of the gas and electricity prices for industrial consumers in the SEE countries shows that the gas prices were on average 4,1 times lower than the electricity. Furthermore, since the electricity supply in Kosovo is insufficient and unreliable, natural gas could provide a secure and reliable energy supply for industrial consumers. **Figure 30** shows the evolution of electricity prices (excluding VAT) for industrial consumers in Kosovo in comparison to average natural gas prices for industrial consumers in SEE countries.

FIGURE 30 – HISTORIC ELECTRICITY PRICES FOR INDUSTRIAL CONSUMERS IN KOSOVO IN COMPARISON TO NATURAL GAS PRICES FOR INDUSTRIAL CONSUMERS IN SEE



Source: Energy Regulatory Office of Kosovo and European Commission Quarterly Reports on European Gas Markets

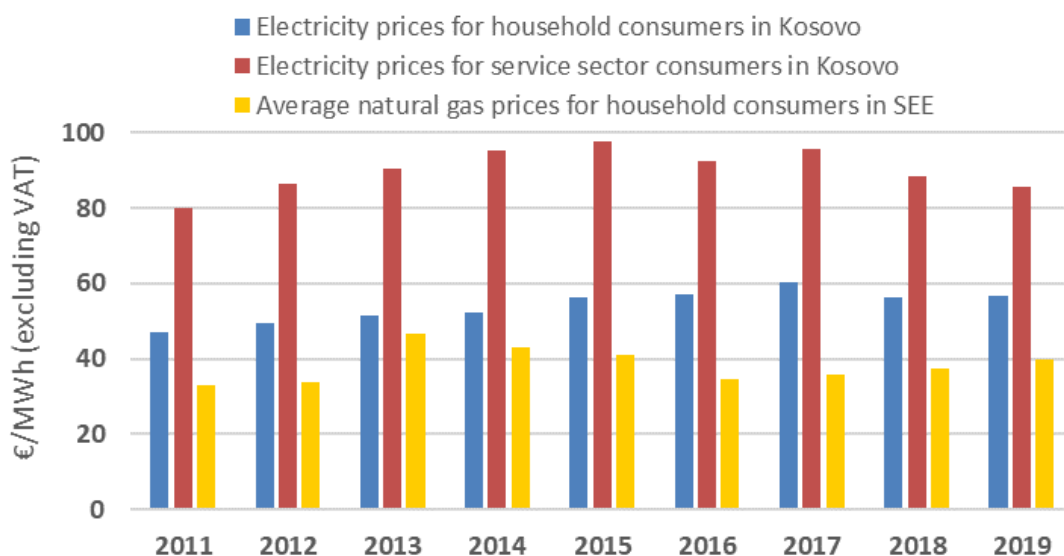
¹⁹ Quarterly Report on European Gas Markets, Q3 of 2021, DG Energy, European Commission, 2022

In terms of the competitiveness of natural gas compared to other fuels, natural gas is shown as a competitive option, especially if consumers are forced to pay for carbon emissions. In such a case, natural gas is shown as the cheapest fuel option for industrial consumers.

For the services and household sector, natural gas is expected to be used for heating, cooking, and hot water preparation. In both sectors, it will substitute a certain part of the electricity consumption. Furthermore, it would substitute a certain share of the biomass (firewood) consumption in households, and a certain share of consumption of oil products in the service sector. To be competitive, final gas prices will have to be in line with the electricity prices. The comparison¹⁹ of the gas and electricity prices for household consumers shows that the gas prices for households in the SEE countries were on average 3,2 times lower than the electricity prices.

Figure 31 shows the evolution of electricity prices (excluding VAT) for residential and commercial consumers in Kosovo in comparison to average natural gas prices for household consumers in SEE countries.

FIGURE 31 – HISTORIC ELECTRICITY PRICES FOR RESIDENTIAL AND COMMERCIAL CONSUMERS IN KOSOVO IN COMPARISON TO NATURAL GAS PRICES FOR HOUSEHOLD CONSUMERS IN SEE



Source: Energy Regulatory Office of Kosovo and European Commission Quarterly Reports on European Gas Markets

In the case of Kosovo, considering the efficiency (COP²⁰) of the electric heat pumps, space heating with natural gas could be a more expensive option. However, heating with heat pumps in Kosovo could only be an option for well-insulated houses, which are rare in Kosovo. Therefore, there is an opportunity for the penetration of natural gas. On the other hand, the competitiveness of natural gas for heating low-energy houses is low due to the higher investment costs.

In comparison to biomass (firewood), natural gas is a more expensive option for space heating, but it brings a higher level of comfort (no need for preparation, storage, or kindling). Other than that, natural gas brings benefits such as stopping deforestation and air pollution and thus reducing health and environmental damage.

To resume, besides the comfort that heating with natural gas provides in comparison to heating with the fuel oil and firewood, the primary factor contributing to the competitiveness of gas is its final prices. The final price of natural gas consists of the energy costs (fuel costs, i.e., price of gas), network costs, and taxes. In 2021, the average share of energy costs in the total gas price paid by typical household consumers in the EU was about 50%. Network (transmission and distribution) costs were 25% on average, while the remaining 25% goes for energy taxes and VAT. While the fuel costs are determined by market forces, it is necessary that network costs

²⁰ COP - Coefficient of Performance of heat pump is a ratio of useful heating power provided to electrical power consumed.



(gas transmission and distribution tariffs) are competitive when compared to network costs in neighbouring countries.

4.4.2 Green deal considerations

Currently, it is generally accepted that hydrogen will be one of the main energy carriers in the conversion of the primary energy supply from renewable energy sources. Consumers in sectors such as transport, heating, and industry could in certain applications and to a certain degree adapt to pure hydrogen technology. Fossil natural gas, and methane from the re-methanisation of stored carbon monoxide/dioxide, and natural gas/hydrogen or methane/hydrogen mixtures are seen as a bridge technology for the following decades. Since pipelines are the most economic and ecological solution for the transport of large quantities of hydrogen, current investigations in the gas transport and storage sector are aimed at converting and reusing existing pipeline networks as well as at optimising modern steel materials for new installations. The focus is on hydrogen/gas mixtures and, of course, pure hydrogen (100% H₂).

In December 2019, the European Commission presented the European Green Deal, an ambitious package of measures that should ensure that the EU meets its climate goals while enabling it to benefit from a sustainable green transition. In this transition, the gas transportation system would need to develop in a way that is consistent with the decarbonisation and climate neutrality objectives of the Energy Union.

European Green Deal's goal is to decarbonize European economies by 2050. Nevertheless, exceptions with regards to timing of decarbonization are allowed in particular cases. For the purposes of this assignment, the Consultant has assumed Kosovo will need to decarbonize its economy by 2060.

Decarbonization will involve the replacement of fossil fuels with alternative energy sources, most notably electricity. In terms of gas, the European Green Deal stipulates some principles on how gas markets should be developed in the energy transition. It determines how the power sector must be developed that is based largely on renewable sources, complemented by the rapid phasing out of coal and decarbonizing gas. The decarbonisation of the gas sector should be facilitated via enhancing support for the development of decarbonised gases, via a forward-looking design for a competitive decarbonised gas market and addressing the issue of energy-related methane emissions. Security of supply is still among the key principles when it comes to the development of European Gas markets in light of decarbonization. Security of supply, being a concept under Article 194 of the Treaty on the Functioning of the European Union, can be a trigger for the state aid for the development of infrastructure in the Member States with less diversified gas markets. This means the opportunity for East and Southeast Europe countries to decarbonize their systems by adopting combined cycle power plant technology instead of high polluting coal for which development of gas networks is a prerequisite, or to develop high-efficiency cogeneration instead of coal, which is already enabled under the Energy Efficiency Directive.

To sum up, the European Green Deal does not stipulate the exact role of European Gas Networks within the Energy transition, but the broader umbrella of European Law on the path toward the Energy Union determines the decarbonization of gas networks and even foresees the use of the decarbonized gasses like green hydrogen.

In order to meet the EU's climate and energy targets and reach the objectives of the European Green Deal, a clear definition of what is 'sustainable' is needed. This is why the action plan on financing sustainable growth called for the creation of the "EU taxonomy". The EU taxonomy is a common classification system that establishes a list of environmentally sustainable economic activities. It should play an important role in helping the EU scale up sustainable investment and implement the European Green Deal.

In April 2021, the European Commission published the rules establishing which economic activities could be defined as green under the taxonomy, but it delayed deciding whether to include natural gas and nuclear power. In February 2022, the Commission presented a Taxonomy Complementary Climate Delegated Act on climate change mitigation and adaptation covering certain gas and nuclear activities. This document sets out

clear and strict conditions, under Article 10(2) of the Taxonomy Regulation, subject to which certain nuclear and gas activities can be added as transitional activities to those already covered by the first Delegated Act on climate mitigation and adaptation, applicable since 1 January 2022. These stringent conditions are: for both gas and nuclear, that they contribute to the transition to climate neutrality; for nuclear, that it fulfils nuclear and environmental safety requirements; and for gas, that it contributes to the transition from coal to renewables. As per natural gas, gas-related activities covered with the Taxonomy Complementary Climate Delegated Act cover (i) electricity generation from fossil gaseous fuels, (ii) high-efficiency co-generation of heat/cool and power from fossil gaseous fuels, and (iii) production of heat/cool from fossil gaseous fuels in an efficient district heating and cooling system.

Each gas-related activity needs to meet either of the following emission thresholds:

lifecycle emissions are below 100g CO₂e/kWh, or

until 2030 (date of approval of construction permit), and where renewables are not available at a sufficient scale, direct emissions are below 270g CO₂e/kWh or, for the activity of electricity generation, their annual direct GHG emissions must not exceed an average of 550kg CO₂e/kW of the facility's capacity over 20 years. In this case, the activity must meet a set of cumulative conditions: e.g., it replaces a facility using solid or liquid fossil fuels, the activity ensures a full switch to renewable or low-carbon gases by 2035, and regular independent verification of compliance with the criteria is carried out.

In the case of Kosovo, natural gas is seen as a transition fuel from its current dependency on coal. On the other hand, the decarbonization goal by 2060 leaves a relatively short time for adequate recouping of the investments in natural gas infrastructure, but also for recouping investments in the equipment of potential natural gas users.

One way in which the existing gas networks could contribute to this energy transition is via adaptation or repurposing of existing infrastructure so that they could handle admixtures of hydrogen and natural gas or pure hydrogen injections. According to the ToR of this assignment, all pipelines should be built to be capable to transport 100% of hydrogen.

A significant portion of H₂ will likely be used outside of the natural gas network. The role of H₂ is expected to be twofold:

Energy storage in electricity systems; hydrogen being produced at times of excess renewable electricity generation and stored for re-conversion to electricity at times of insufficient renewable electricity generation. Thus, hydrogen would facilitate balancing of renewables electricity generation. Hydrogen generated from excess renewable electricity is expected to be produced locally in Kosovo and potentially imported from neighbouring countries. Locally produced hydrogen may not use the natural gas interconnections, and only partially use the natural gas network.

For specific applications where substitution of fossil fuels with electricity wouldn't be feasible; in specific industry processes and for freight transport. Industrial use may use the natural gas transmission network or dedicated H₂ networks, while freight transport is expected to use LNG supplied from regional LNG terminals.

As explained later in Chapter 6.2 current technology and infrastructure isn't suitable for hydrogen content in gas higher than cca 20%. Hydrogen-natural gas blends with higher percentage of hydrogen are possible, but require specific adjustments to infrastructure and facilities. High variations in blend composition are generally not tolerated well. This issue will become more relevant as hydrogen content will increase, however the technology improvements are expected as well.

4.4.2.1 100% H₂ dedicated networks

Industrial 100% H₂-dedicated pipeline networks are in operation in Belgium, France, Germany, and the Netherlands, i.e., networks that connect several industrial sites. These H₂ pipeline networks are not operated



by a TSO or a DSO and are generally used to supply hydrogen to refineries, fertilizer plants, and other industries [4].

In Belgium, there is a highly developed H₂ pipeline network of more than 600 km, with cross border connections to the Netherlands as well as to France. The H₂ pipeline network serves to supply H₂ for industrial processes (e.g. oil refineries) and is operated by H₂ production companies (e.g. Air Liquide). The network operates at a pressure between 10 and 20 bar. Thus, available experience with 100% hydrogen pipelines is limited to both lower capacity and lower pressures than expected in transmission pipelines.

In 19 EU countries, there are currently no plans for developing 100% H₂ pipelines or networks. Only Germany, France, Poland, and the Netherlands are planning to develop 100% H₂ pipelines/networks, but it is not yet determined who will promote these projects (the TSO or non-TSOs parties). In Germany, it is not yet decided whether 100% H₂ new dedicated pipeline networks will be operated by a regulated TSO. The decision is subject to an ongoing political process [4] .

Several EU countries such as Austria, Belgium, Germany, Latvia, Portugal, Spain, France, Romania, Poland, the Netherlands, and Sweden have recently developed national H₂ strategies. France, Germany, and the Netherlands have published a dedicated H₂ strategy or vision, while several other National Regulatory Authorities (NRAs) report ongoing discussions regarding the role of H₂, in particular in the context of the national energy and climate plans (NECPs), but also recovery plans in the aftermath of the COVID-19 pandemic and the more ambitious decarbonisation targets currently being discussed [4].

5 INSTITUTIONAL, LEGISLATIVE AND POLITICAL FRAMEWORK

5.1 Institutional aspects

An appropriate and effective institutional framework is crucial for the successful introduction of natural gas in Kosovo territory. It implies appropriate coordination between Kosovo institutions responsible for the creation of energy policy and its implementation, regulation of the energy sector as well as corresponding international cooperation.

It is assumed that the Republic of Kosovo intends to keep the key strategic role as an energy policymaker, owner of a strategic share in gas infrastructure, and creator of the legal and regulatory framework of the gas sector.

The current institutional framework of the energy sector originates in the position of Kosovo as a member of the Energy Community and constitutional order of the country.

Therefore, with recourse to the hierarchy of law according to which ratified international agreements are above the national laws, the energy sector holds an important place in the Stabilization and Association Agreement (SAA) entered into force in 2016. Under the SAA (Article 114), Kosovo is obliged to fulfil obligations related to the integration of the regional common market, which includes the Energy Community Contracting Parties. Moreover, Energy Community Treaty (ECT) lays the foundations for the institutional and organizational design of the energy sector in Kosovo as a member of the Energy Community and thus determines the national strategic goals for the energy sector: 1) leading role of the state to create a single regulatory space for trade in energy, 2) to develop energy market competition on a broader scale to provide all citizens with energy based on a public service obligation, 3) possibility to organize the ownership of energy infrastructure in a manner to own strategic facilities and key energy undertakings.

In the context of broad competencies of state institutions, the responsibility for various aspects of the energy sector is split amongst several different public institutions/agencies with a direct and indirect impact on the development of the gas sector. Their competencies are determined in general by constitutional provisions, state administration regulation, and laws governing special administrative areas such as energy, spatial planning, construction, environmental protection, etc.

Law on Energy from 2016 is adopted as the principal domestic piece of legislation in the determination of a regulatory framework for the development of policies and strategies, and the role of stakeholders in their implementation, to ensure sustainable and efficient energy supply. Law on Energy determines the Ministry of Economy as the principal competent state body for the energy sector. The legal status, rights and obligations of participants in the gas sector are prescribed by Law on Natural Gas.

The legislative power is exercised by the Assembly of the Republic of Kosovo. As such, the Assembly is the highest representative and legislative institution in the Republic of Kosovo responsible, inter alia, for the adoption of laws and resolutions in the areas of responsibility of interim institutions and reviews and ratifies the proposed international agreements, within the scope of its responsibilities. Related to the aspect of energy policy creation, the Assembly adopts Energy Strategy upon approval by the Government. The Assembly also appoints the members of the ERO's Board and supervises ERO's work by accepting the ERO's annual reports.

The President of the Republic of Kosovo is the head of the state and represents the unity of the people of the Republic of Kosovo. President among other competencies defined by Constitution. President among other competencies represents the Republic of Kosovo internally and externally and promulgates the law adopted by Assembly.

The Government of the Republic of Kosovo exercises executive power in accordance with the Constitution and with law. The Government implements the laws and acts ratified by the Assembly of Kosovo and carries out other activities within the responsibilities defined by the Constitution and law. Regarding the energy sector,



the Government reviews and approves the Energy Strategy before being sent to the Assembly for adoption. In addition, Government adopts a Strategy Implementation Program, a three-year operational document for the implementation of energy policy. Concerning the ownership and development of gas the gas infrastructure, the Government shall, during the selection procedure, appoint operators of transmission and distribution systems and thus control the operation and development of the gas network.

Following the institutional competence in Kosovo, the Ministry of Economy is currently in charge of energy affairs. Within the Ministry, a special Department of Energy has been established with the main tasks and responsibilities for the proposition and implementation of energy sector policy/strategic document and legislation and implementation of tasks deriving from the Energy Community Treaty. The Department of Energy comprises of Energy Systems Division, Renewable Energy Sources, Efficiency and Cogeneration Division, Energy Policies Division, and finally Technical Standards and Regulations Division. Ministry of Economy develops Energy Strategy (ten-year period) which includes development goals to transform the energy sector into a sustainable and financially viable sector, as well as to identify key energy policies to be undertaken to attract private investments, protect the environment and integrate Kosovo's energy sector into regional and European systems. Ministry also prepares position papers and guidelines and the abovementioned Energy Strategy Implementation Program. Operationally, Ministry prescribes and supervises all the administrative proceedings concerning authorization, certification, and licensing procedures applied to network participants, and issues sub-legal acts set forth by the energy laws.

Energy Inspectorate under the auspices of the Ministry of Economy conducts administrative oversight of the implementation of laws related to the energy sector and all other subsidiary legislation implementing these laws.

The Energy Regulatory Office (ERO) was established in June 2004 as the national regulatory authority, under Law on Energy Regulator as the principal legislation establishing competencies, authorities, and functions thereto. ERO is managed by 5 members Board which is appointed by the Assembly of Kosovo. The headquarter is in Prishtina. ERO is a member of the Energy Community Regulatory Board (ECRB) and Council of European Energy Regulators (CEER), among other cooperation. ERO is an autonomous, functionally independent entity that is funded with fees collected in the authorization and licensing of energy activities. It issues, modifies, and revokes licenses for performing natural gas activities and keeps the registers of issued, modified, and revoked licenses. The important responsibility is the TSO's certification in accordance with legal requirements concerning the unbundling and decision-making independence criteria. ERO has the competencies to set in prior the principles and methods of determining the gas tariffs and later approve the tariffs for the regulated gas market activities. This function also includes tariff monitoring, dispute resolution, service quality, and standards for performing gas market activities. ERO shall have the key role of approval of secondary legislation for the gas market which includes tariff methodologies for access to the gas system, transmission and distribution network rules, rules for capacity allocation, balancing rules, etc. Although being independent of state authorities and gas undertakings as well, cooperation with the Ministry of Economy in policy implementation is the key to efficient infrastructure development that should ultimately result in a functional gas market.

Energy Community Secretariat (ECS) participates as a supervisory body in the activities of the ERO and has a right to review the information and documentation related to the licensing of public service obligations. It may request certification to ensure compliance of the network operators and participates in certification concerning third countries. In addition to the above, it performs the function of monitoring reports in the field of security of supply.

Local government bodies shall plan in their development documents to consider the need and the manner of energy supply and shall harmonize those documents with the Strategy Implementation Program, and energy balances. Furthermore, local government bodies shall also cooperate with market participants and state bodies on issues of the right of access to lands for the placement of energy equipment and energy facilities.



Other ministries and state agencies also participate in the organization and development of the natural gas market, especially within the Ministry of Environment and Spatial Planning and Infrastructure (MESPI). Thus, in network construction, the Construction Department of the MESPI issues permits and supervises construction. The issuance of environmental permits and special permits for the use of public goods is the responsibility of the Environmental Department, Spatial Planning Department, or Water Department.

The administration of environmental protection is divided between Government, MESPI, and municipalities. To monitor the environmental qualities and attributes, MESPI established the Kosovo Environmental Protection Agency (KEPA).

The development of gas infrastructure through the implementation of Public-Private Partnership (PPP) models should be organized in coordination with the Ministry of Finance and its Central Department for PPP, under the Law on Public-Private Partnership.

In addition to the Energy Regulatory Office, other state agencies should be identified as part of Kosovo's legal framework. Their establishment and independent operation are based on Article 142 of Constitution of the Kosovo which regulates independent agencies as institutions established by the Assembly based on the respective laws that regulate their establishment, operation, and competencies. Independent agencies exercise their functions, independently from any other body or authority in the Republic of Kosovo. The independent agencies have their budget that shall be administered independently under the law.

Kosovo has not yet established an institution to oversee upstream hydrocarbons in exploration and development and organize them competitively, as does the role model of the Hydrocarbons Directive 94/22/EC of the EU. The legal basis for hydrocarbons management could be found in Article 122 of the Constitution of Kosovo, and the legislator has yet to establish a special agency. Another possible solution should be an expansion of the competence of the Independent Commission for Mines and Minerals (ICMM). ICMM regulates mining activities in Kosovo in accordance with applicable law, the sub-normative acts issued according to the Law on Mines and Minerals, and the Mining Strategy.

Considering the role of consumers in the internal energy market an important role in protecting and empowering the consumers is given to competition agencies. In Kosovo, this role is given to Kosovo Competition Commission (KCC) as an independent body with responsibility for promoting competition among undertakers and protecting customers in Kosovo.

The authority responsible for enforcing the Law on State Aid consists of a State Aid Department (SAD), within the Ministry of Finance which receives, analyses, and monitors notifications, and a State Aid Commission (SAC), the decision-making body.

Kosovo's Business Registration Agency (KBRA) operates within the Ministry of Trade and Industry. KBRA carries out the registration of all business organizations and foreign business organizations under the Law on Business Organization.

Kosovo Investment and Enterprise Support Agency (KIESA) is a state agency with a mandate to promote and support investments, including those related to the energy sector.

The annual Energy Balance for the previous year is prepared, approved, and published by the Kosovo Agency of Statistics (KAS). From January 2022, KAS has started to release the Energy statistics monthly.

There are currently no gas transmission and distribution system operators in Kosovo. According to the Law on Natural Gas, the Government of Kosovo shall select and designate, based on a competitive process, legal persons as candidates for transmission and storage system operators. Since Kosovo has implemented the Third Energy Package, the entity carrying out the duties of a system operator must be independent of generation and supply activities in natural gas, and related commercial interests. This can be done through the full ownership unbundling because the Law on Natural Gas in so far does not recognize ISO or ITO models, which

is possible under the Gas Directive. Concerning the independence of the operator, the independence of the staff and management of operation of the TSO shall be granted by the Supervisory Body which ex-ante confirms compliance with regulatory requirements. The Board of Directors is the body that will operate the TSO, and in case the entity is established as a public enterprise, the members of the Board of Directors must be subject to the Law on Publicly Owned Enterprises in their election and mandate. Although the law does not specify the legal form in which a TSO will be established once, it has left the possibility to do so through public-private models while guaranteeing ownership, and functional and operational separation from other market participants, presumably to successfully attract the capital needed for investment. In this part, the ERO will play a key role in the operator certification process. In the network development process, the TSO will continue to work with the ERO through 10-year development plans assessed on supply and demand forecasts, after having consulted with all relevant stakeholders. The Ministry of Economy, in line with the legislation in force, will assess the need to expand the existing gas network infrastructure, to enable the integration of gas from renewable energy sources. In case the TSO will not have the capacity or will not make the necessary investments, the ERO has a corrective function as a second instance supervisor. All the above for the transmission system operator applies to both distribution system operator(s) and gas storage operators.

In Kosovo currently, there are not any enterprises in the natural gas sector, due to the undeveloped market. This includes enterprises upstream, traders, suppliers, and others. Speaking of the system enterprises, a broader definition would encompass distribution (establishment of local distribution companies) and transmission system operators, LNG facilities, and gas storage operators, for which the owner is not limited to the state.

Therefore, even though there is no gas in Kosovo, the energy laws, especially the Law on Natural Gas have defined the tasks and responsibilities of state institutions, and the gas system operators have yet to be established and organized following legal provisions.

Further development of institutional frameworks implies strengthening institutional capacities (Ministry of Economy, ERO, and TSO/DSOs) concerning operation of gas system, through additional training and education within the technical assistance program.

5.2 Legislative aspects

Legal aspects that have an impact on the introduction of gas into Kosovo's territory of Kosovo are determined by laws of several legal fieldsetc.).

Although Kosovo's Constitution does not contain specific provisions on energy, keeping in mind the hierarchy of legal sources, it is necessary to consider Constitutional provisions relating to general principles for conducting economic activity, disposal of natural resources, organization, and responsibilities of State and local government and role of independent agencies in the considering of legal aspects of Kosovo's gas sector development.

As stated earlier an integral part of Kosovo's legal system is the ratified international agreements, Energy Community Treaty (ECT, 2006), and the Stabilization and Association Agreement (SAA, 2016). ECT and SAA impose the harmonization of the national legal framework with Acquis for Energy and gradually integration of Kosovo into Europe's energy markets.

Despite the lack of gas infrastructure and gas undertakings, following ECT's obligations, Kosovo was supposed to transpose the Gas Acquis (Gas Directive 2009/73/EU and Gas Regulation 715/2009/EU), Security Supply Directive 2004/67/EU as well as the Competition Acquis (Articles 81, 82, and 87 of Annex III of the ECT). It is done by an energy legislative package from 2016, Law on Energy, Law on Energy Regulator, and Law on Natural Gas as *lex specialis* for the gas sector. These laws define the main principles of function of the energy sector and give ERO the power to regulate and control the gas market. The laws transpose the formal requirements of respective directives and regulation and set foundations for planning and development of the gas sector, carrying out gas activities, operation of the natural gas system and market, and supply of final customers with natural gas including protection of socially vulnerable categories.



ERO followed the normative activities related to the gas sector through the adoption of its regulations including the Licensing rules, the TSO's Certification rules, and REMIT.

For the completion of the legal and regulatory framework for natural gas, it shall be necessary to draft and adopt envisaged secondary legislation as defined by Law on Energy Regulator and Law on Natural Gas, firstly for the gas system operation and secondly for gas market function. This involves the adoption of specific rules such as gas network rules (transmission/distribution network rules, capacity allocation rules, congestion management rules, balancing rules), gas market rules, switching rules, general conditions for gas supply, service quality rules, etc. (please see Annex 1 of *Institutional and Market Review Report, March 2022*). Development of these regulations shall require specialized expertise and the strengthening of the administrative capacity of responsible institutions and gas enterprises.

The development of gas infrastructure shall be organized under the provisions of the Law on Natural Gas and Law on PPP that applies to all energy infrastructure (except the new electricity generation capacity) including the gas pipelines. Law on PPP establishes the legal framework for Public-Private Partnerships, including the contract awarding procedure, the content and structure of PPP contracts, and the institutional framework responsible for the management and development of PPPs in Kosovo. Concerning gas infrastructure projects, the PPP refers to forms of cooperation between public authorities and the private sector which aim to ensure the financing, construction, management, operation, and/or maintenance of gas infrastructure and/or the provision of a service gas transmission and distribution.

The construction of gas pipelines must be planned and carried out under the regulations on spatial planning and construction as well as on environmental and nature protection (Law on Spatial Planning, Law on Construction, Law on Environmental Protection, Law on Nature Protection, Law on Environmental Impact Assessment, etc.). It implies the incorporation of the gas infrastructure in the relevant spatial planning documents, the public participation in the authorization procedures, compliance with safety and technical conditions and regulations, and the implementation of measures to avoid or mitigate negative environmental impacts.

The development of gas infrastructure also requests the settlement of property rights on land through land expropriation, land purchase, the acquisition of concession, or the long-term lease providing for commercial exploitation of property. Therefore, at the earliest stage of each project, investors will need to cooperate with the state to select an appropriate model for acquiring rights over properties covered by the gasification project and allocate sufficient funds in time to acquire them. It is important to note that the Constitution of Kosovo guarantees property rights and does not differentiate between foreign and domestic investors. Above mentioned models of regulation of property rights have a legal ground in the provision of the Constitution, Law on Property and other Real Rights, Law on Establishing the Immovable Property Rights Register, Law on Public-Private Partnership, Law on Natural Gas, and Law on Expropriation of Immovable Property.

The legal framework for the establishment of new gas enterprises in Kosovo consists of the Law on Business Organizations and Law on Publicly Owned Enterprises. Kosovo provides for registered business organizations, established for permitted purposes, and registered with the Registry, with mandatory public access to the records. As for the type of companies suitable for gas undertakings, the Law on Business Organizations offers a Limited Liability Company and a Joint Stock Company. The exercise of ownership rights in publicly owned undertakings that carry out infrastructure activities in the general interest and their corporate governance is regulated by the Law on Publicly Owned Enterprises according to which publicly owned enterprises (carrying out the economic activity in general interest and owned by the state) are established as Joint Stock Companies and operate under the Law on Business Organization.

The Law on Business Organizations grants for the registration of foreign business organizations or for foreign capital to establish a company thereto. In that sense, it is important to point out that Kosovo under the Law on Foreign Investment guarantees fair and equal treatment to all foreign investors by international standards. The Law on Strategic Investments regulates the procedures for the attraction and selection of foreign investments



categorized as strategic investment/project, local or foreign, with the purpose to improve and facilitate a business environment and investment climate.

Finally, current Kosovo's legal framework provides sufficient legal ground for further regulatory and institutional development of the gas sector. The future progress in the legal and regulatory framework, meaning the adoption of envisaged secondary legislation in line with the Gas Directive and Gas Regulation (tariffs, network rules, market rules, conditions for gas supply, switching rules, etc.), will require the establishment of functional system operators and building and commissioning a gas infrastructure.

5.3 Political aspects

The development of institutions and gas network infrastructure to complete the gas market in Kosovo depends on a strong political commitment of the Government, for which the foundations were laid back in 2017 with the adoption of the Energy Strategy of the Republic of Kosovo 2017-2026. In addition to the goals related to green transition instruments such as the introduction of renewable sources, sustainable development, and energy efficiency, the Energy Strategy itself sets out a specific objective for the construction of gas infrastructure. Building gas infrastructure as a goal, together with the principles of security of energy supply and integration into regional energy markets within the Energy Community, create a clear commitment of Kosovo towards natural gas and an obligation to implement the next steps to achieve this. In addition to its political strategies, Kosovo is also obliged by the international treaties it has ratified.

In parallel to Kosovo's efforts under the Energy Community umbrella which mostly relate to liberalized energy markets, another dimension in terms of energy policies is sustainable development concerning tackling climate change. At the moment, as per Kosovo's commitments under international law, the obligations regarding climate policies arise from the Governance Regulation 2018/1999, being part of EnC acquis, which sets common rules for planning, reporting, and monitoring energy and climate policies and targets. In particular, the Contracting Parties will be required to submit National Energy and Climate Plans. Moreover, though Kosovo did not ratify the United Nations Framework Convention on Climate Change of 1992, the Kyoto Protocol of 1997, and the Paris Agreement of 2015, it should consider adopting policies that mirror the carbon goals of those agreements. In doing so, the county would enable possibilities for the adoption of cross-border climate policies and facilitate its path towards a sustainable economy.

Furthermore, though not being a Member State of the European Union, Kosovo through Western Balkan Green Agenda should keep the track of the policies developed under the European Green Deal, which sets the long-term direction of travel for meeting the 2050 climate neutrality objective through all policies, in a socially fair and cost-efficient manner and ensures that the transition to climate neutrality is irreversible. The European Green Deal and EU Green Agenda for Western Balkan do not exclude natural gas from their roadmap but rather underline that gas infrastructure should be compatible with decarbonized gases in the future. Subsequently, the role of natural gas as a transitional fuel is recognized under the 2014 Alternative Fuels Infrastructure Directive foreseeing the LNG as a key transitional fuel to the green economy. Nevertheless, the construction of a gas system and establishing a properly liberalized gas market must be the first strategic steps for Kosovo in joining EU energy markets.

The obligation to create and integrate energy markets resulted in the adoption of three pieces of law that laid the basis for market construction and further implementation of the gas sector development policy, namely the Law on Energy, Law on Energy Regulator and Law on Natural Gas. With these activities, Kosovo has sufficiently aligned its legislation with the *acquis communautaire* of Energy Community, so further development of the legal framework, notably secondary law covering network codes and market rules will depend on the network construction. Given that the previous condition for network construction is the establishment of a gas system operators, Kosovo's efforts should be focused on building institutions and the establishment of a capable transmission system operator. In accordance with the Law on Natural Gas, the designation of a TSO should be made through a form of public-private partnership, but it is necessary to prior establish an adequate company to be a vehicle for those activities.



Therefore, the key policy action of the Kosovo Government in building the gas market should be the decision to set up a company to be appointed as the transmission system operator. This company must be strategically designed, preferably in the state ownership, should have a capital structure that would allow financing the construction of the network either through the capital of foreign partners, the possibility of access to capital markets or institutional loans. The establishment of a gas TSO is a prerequisite for network development because only the gas TSO plans the development of the gas network and through cooperation with the neighbouring TSOs ensures the integration of the national gas system into regional markets. The gas network development plans and interconnections both are subject to prior regulatory approval and are also the basis for project financing of network construction. The once-established transmission system operator should then engage in various forms of international cooperation with all stakeholders in the gas sector, both institutional and gas business, in order to strengthen its capacity for the operational phase once the network is built.

Moreover, the foundation of the gas transmission system operator should be the strategic goal of Kosovo's energy and gas policy. The roadmap itself to complete the gas market while respecting the obligations under the Energy Strategy in terms of sustainability includes the following activities:

1. Continuation of policy activities towards climate neutrality and integration into the Internal Energy Market of the EU and EnC;
2. Necessity to change/amend laws related to the establishment of gas TSO - adopt standards for the protection of foreign investments and amendment of the laws to allow the future TSO to own the gas network (property rights). In addition, as underlined in the Institutional and Market Review Report, to revise ERO's Rules on certification for transmission system operators;
3. Establishment of a gas transmission system operator company;
4. Design and certification of the gas TSO, and certification of the gas TSO in relation to the third countries;
5. Strengthening of the capacities of gas TSO, Ministry of Economy and Energy Regulatory Office, allocation of sufficient funds for their empowerment, and creation of the natural gas market in cooperation with foreign institutions, gas undertakings, and gas market actors. In addition, it is necessary to carry out tailor-made marketing campaigns to educate citizens on their role as future customers;
6. Considering the other legal aspects supplementing the development of gas infrastructure, including designing contractual transport and supply arrangements, secondary law preparation, legal management for expropriations, etc.

In conclusion, the adoption of the aforementioned roadmap would ensure that the Kosovo is making credible and measurable progress toward the widespread introduction of natural gas in country, and towards its obligation stemming from the membership in the Energy Community.

5.4 TSO/DSO market models

As previously stated, the establishment of gas system operators should be the strategic goal of Kosovo's energy and gas policy to ensure the country's gasification and developing a natural gas market. This must be done following the Law on Natural Gas which directly refers to the Law on Energy Regulator and Law on Public-Private Partnership. Law on Energy Regulator determines the procedural framework for certification of system operators, while Law on Private-Public Partnerships provides the rules on award of rights to construct and/or operate the gas network infrastructure.

It is important to emphasize that in accordance with Law on Natural Gas the Government of Kosovo shall select a company for gas TSO service in a public tendering process conducted by Law on PPP. A selected company must later be licensed and certified by the ERO following ERO's rules. When the ERO confirms a selected company complies with rules on ownership unbundling, the Government of Kosovo shall finally approve and designate a gas TSO, respecting the official opinion of the Energy Community.



As the entering the procedure of TSOs establishing is a political decision, such commitment of the Government can be done in parallel to broader legislative activity that would improve other applicable legislation concerned with the development of a gas market in Kosovo. These legal issues include property rights, foreign investment protection, corporate governance, etc.

What differentiates Kosovo from other EnC members is a lack of any gas activities and gas undertakings or more specifically any vertically integrated gas company, thus in Kosovo, there is no need to unbundle an existing gas company. That is the reason why the Kosovo legislator through the Law on Natural Gas accepted a single market model for gas TSO, full ownership unbundling of a transmission system operator. Hence, the Law on Natural Gas determines for gas TSO to be fully unbundled in ownership from gas production and supply functions. Compliance with ownership unbundling means that the undertaking which is the owner of the transmission system also acts as the gas TSO and is consequently responsible for building the gas network, granting and managing third-party access on a non-discriminatory basis to system users, collecting access charges, congestion charges, and payments under the inter-TSO compensation mechanism, and maintaining and developing the gas network trough. As regards investments, the owner of the transmission system is responsible for ensuring the long-term ability of the gas transmission system to meet reasonable demand through investment planning. The Law on Natural Gas itself does not set any limitations in terms of ownership or capital for the companies concerned.

As for DSO, the legal requirements are less strict. This is due to the fact of the role of public services that distribution networks might serve. So, the Law on Natural Gas for DSO requires only separation in form of a legal form, organization, and decisions, from other activities not related to gas distribution. The same applies to gas storage system operators.

Concerning the DSO selection procedure, Government of the Kosovo shall select and designate, based on a competitive process one or more legal persons as candidates for DSOs, and candidates shall apply for a license to ERO. Furthermore, the development of the gas distribution network and the determination of the DSO should take place through the application of the Law on Public-Private Partnership and PPP models such as concession.

The Law on Natural Gas with Art. 31. introduces the possibility of a gas Combined Operator as an undertaking that comprises of transmission, storage, and distribution system operator if the combined operator complies with requirements for the unbundling and independence of the TSO. This possibility needs to be developed in cooperation with the responsible state institutions (Ministry, ERO) and through further strengthening of the institutional capacity of the system operator and supporting the development of tariff methodologies and network codes.

The Law gives possibilities to select and establish one or more gas TSO and DSO(s). The Consultant notes that these options should be considered taking into account the state's goals of gasification of the country, namely in the function of i) encouraging economic development, ii) diversification of energy sources iii) cost optimizations of network maintenance, iv) ensuring of natural gas security and affordability for consumers and v) energy transition with decarbonization. Additionally, other parameters such as network distance, technical characteristics, number of consumers, etc. should be considered.

In this context, a single gas TSO is suggested (one of the options is that it is KOSTT, electricity TSO, respecting unbundling requirements across the electric and gas sector) which shall manage the development and construction of gas transmission infrastructure through an adequate investment plan and access to financial sources.



At this moment, no specific gas undertakings are recognized as potential candidates for the role of the gas DSO(s) which would develop natural gas distribution network(s) in Kosovo.

The development of Kosovo's gas distribution system will take place through the application of the PPP model, work and service concession, where the public authority (Government of Kosovo), through defining the criteria of the concession may choose option i) in which one national DSO will develop a gas distribution network through the country or ii) where the gas distribution sector will be fragmented into several concession areas operated by different concessionaires-DSOs.

In both cases, the selected candidates for DSOs must meet the set regulatory requirements and the criteria of technical and financial capacity. Also, in both cases, a concession for a certain area can be obtained by only one entity, so it is a kind of natural monopoly and should be regulated by the state through legal vehicles a concession and a regulatory license.

Also, the current legal framework (Law on Natural Gas and Law on PPP) as a public authority recognizes the central government, but, in most of the EU countries, distribution was developed by or together with local or regional authorities, mostly in the form of local distribution monopolies.

Therefore, it is possible to consider an option to include local government (municipalities) in the tender procedure, through amendments to the legal framework, or through the establishment of contractual cooperation keeping in mind their development needs and allocation of funds (concession fees and other taxes) into local budgets.

The establishment of a single DSO at the state level would mean its better negotiating position towards suppliers including lower investment costs, (construction costs, procurement of equipment and metering devices, uniform technical standards, single contracting, etc.). thus, contributing to faster gas distribution network construction, lower tariffs, better service quality, and business stability.

Also, given the size of the concession area, the length of the network, and the network user's number, this option would probably attract a reputable „large“ company that would have all the necessary technical, financial and human capacity to implement the project.

However, a single DSO as a monopolist for the whole country can pose a threat to competition and it is important that the state through a transparent and stable regulatory framework, on the one hand, gives the incentive to build a network and guarantee the security of return of investment, and on the other hand guarantees affordable and secure access to the gas distribution network.

The second option would include more "smaller" distributors in several different distribution areas, related to the city or several municipalities. This option may result in more qualified candidates with the ability to i) raise the capital needed for initial distribution system investment and future expansion, ii) identify the specific needs of the local government and strength local business infrastructure and create local jobs. The main disadvantage is the potentially higher costs of network construction and distribution services during the concession period and complex requirements for state administration.



6 TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM

6.1 Basic information

As a part of the initial development of a gas development plan, a provisional gas transmission network throughout Kosovo is developed with the goal to reach all major consumption centres in a most economical way and with minimal impact on the environment. The proposed concept relies on the connection to the North Macedonian gas transmission system.

Official national topographic maps 1:25000 were used along with publicly available Google Earth map software to lay the pipeline routes. Suitable corridors/routes are selected for pipelines, minimizing the length, cost, and environmental impacts of the proposed pipeline system. Basic hydraulic optimisation has been carried out.

In general, the provisional pipeline routes will be assessed from technical, economic and environmental standpoint and their feasibility for construction established. Pipelines are to be constructed using well established pipeline construction practices, as described in this report.

The pipeline routes cross diverse landscapes, varying from flat and arable land to mountainous and rocky regions. The pipeline routes cross several rivers, railways, highways, and smaller roads. The suitability of each crossing location and the proposed crossing technique shall be assessed and confirmed for the routes chosen in the Priority Project Portfolio.

6.1.1 Pipeline routes

The preliminary Kosovo gas transmission system layout consists of the North Macedonia - Kosovo gas interconnection, Kosovo gas ring reaching larger potential consumers, and gas transmission branches as shown in **Figure 32**. Detailed map is provided in **Annex 2**.

FIGURE 32 – PRELIMINARY LAYOUT OF THE PLANNED KOSOVO GAS TRANSMISSION PIPELINES



6.1.1.1 Gas pipeline MKD/KOS border to Prishtina

The planned North Macedonia - Kosovo interconnection (SKOPRI) is expected to be the backbone of the Kosovo gas transmission system. On the Kosovo territory, this main gas pipeline is 75,3 km long, altitudes from 535 m to 965 m (a.s.l.).

The starting point of the gas interconnection in Kosovo is the KOS/MKD border crossing point located on the northern side of Macedonian village Blace. The endpoint is the above ground facility PTS/PRMS Prishtina 2.

This pipeline is elaborated in more detail in the ongoing *Feasibility study (FS) for North Macedonia – Kosovo gas interconnection* [5].

Regarding the consumption potential, the hydraulic optimisation of the entire gas transmission system of Kosovo distinguishes 6 sections of this main gas pipeline Skopje-Prishtina which are presented and described in **Table 11**.

TABLE 11 – SECTIONS OF THE MKD-KOS GAS INTERCONNECTION	
Section start – Section end, length (km)	Technical, Geological, Hydrogeological and Geotechnical description
KOS/MKD border to BVS/PRMS Smire; 17,5	At km 0,314 of MKD-KOS gas interconnection BVS Hani i Elezit is planned as a starting point of the transmission branch to Sharrcem factory. For the first 17 km, the route crosses Kaçanik mountainous part, extending north along the ridges of the eastern side of the Kaçanik gorge. After passing the area of Drenogllave the route slowly descends north direction toward Smire. At km 17,42 the BVS Smire is planned with the space reserved for future PRMS. From geologic-geotechnical aspect the terrain is composed of rock materials represented by schists, gneiss, marble, limestone, flysch sediments etc. Generally, the terrain along the alignment is stable. The excavation in the phase of construction will be mostly done in V and VI category, while low percentage in IV category (GN-200). Comments related to types of crossed areas: Mostly mountainous areas; altitudes 550-965 m; The corridor is mountainous but accessible by car in nearly its entire length using mountainous and unpaved roads. Southwest from Smire starts the flat agricultural area.
BVS/PRMS Smire to PTS/PRMS Ferizaj; 14,2	The route continues passing west from Viti, crosses major asphalt road R122; loops east from Ferizaj, then stretches further north crossing numerous small roads and channels. The route crosses road M25-3 and generally passes between Lipjan urban areas and highway R6. PTS/PRMS Ferizaj is planned near Ferizaj, at km 31,62 where the space for future PRMS is reserved, as well as for pig trap stations: PTS (one line) to Gjilan, PTS (one line) to Prizren. The terrain is mainly flat, composed of unbounded sediments sands, clays, at some parts also gravels, which have low density and poor diagenesis respectively. They are favourable for excavation in the phase of construction and it is expected to be in III and IV category, while at very small section in V category (GN-200). At some parts of the terrain there are recent geologic processes such as gullies and erosion of the surface material. Therefore, the foundation is recommended to be deeper than usual. Due to the high groundwater table, at some points at 1-2 m below the ground elevation, and foundation depths below the groundwater table suitable attention should be paid to the corrosion effects. Generally, the terrain can be assessed as favourable for pipeline construction. Comments related to types of crossed areas: Hilly, then mostly flat agricultural areas; altitudes 500-600 m; road crossings.
PTS/PRMS Ferizaj to	Section Ferizaj - Babush - Banulla, is characterised by few major road crossings. In Babush the route crosses the highway R6, then the road M2. See previous section.

Section start – Section end, length (km)	Technical, Geological, Hydrogeological and Geotechnical description
BVS Banulla; 16,2	Comments related to types of crossed areas: Mostly flat agricultural areas; altitudes 550-600 m; major road crossings.
BVS Banulla to BVS/PRMS Lipjan; 8,0	After BVS Banulla, the crossing of road R102 follows. Continuing north, the route crosses the road M25, turning slightly west toward the Prishtina airport area. After one railroad crossing the BVS Lipjan is located having reserved space for future PRMS. See under BVS/PRMS Smire - PTS/PRMS Ferizaj. Comments related to types of crossed areas: Mostly the flat area; altitudes 540-565 m; crossings of major roads and railroad.
BVS/PRMS Lipjan to PTS/PRMS Prishtina 1; 6,7	This section runs over agricultural and inhabited lands in general Sitnica River area. PTS/PRMS Prishtina 1 for the supply of the city, and the connection for the future gas pipeline branch to Drenas (Ferronikeli) is located after a crossing of Sitnica River and a railroad. See under BVS/PRMS Smire - PTS/PRMS Ferizaj. Comments related to types of crossed areas: The flat agricultural and inhabited areas; altitudes 535-560 m; some major crossings.
PTS/PRMS Prishtina 1 to PTS/PRMS Prishtina 2; 12,7	Continuing north the route crosses major asphalt road M9, then changes direction to the northeast toward Fushe Kosove, while crossing two railroads. The route stretches further north parallel with the Sitnica River to reach Drenica River crossing, loops west around Lismiri and continues following Sitnica River northwards, then crosses the Sitnica River again ending at the above-ground facility PRMS Prishtina 2. See under BVS/PRMS Smire - PTS/PRMS Ferizaj. Comments related to types of crossed areas: The flat area; altitudes 530-550 m; End of the route toward PTS/PRMS Prishtina 2, parallel with Sitnica River, HDD crossings of Drenica and Sitnica River.
Total length: 75,3 km	

Other considered sections of the preliminary layout of the Kosovo gas transmission system are given in sections below.

6.1.1.2 Gas pipeline Ferizaj - Prizren

This transmission gas pipeline is 54,9 km long, stretching in a general East-West direction, altitudes from 350 m to 1290 m (a.s.l.).

The starting point of the pipeline is PTS/PRMS Ferizaj. The endpoint of the pipeline is PTS/PRMS Prizren.

Regarding the consumption potential, the hydraulic optimisation of the entire gas transmission system of Kosovo distinguishes 2 sections of this main gas pipeline which are presented and described in **Table 12**.

TABLE 12 – SECTIONS OF THE GAS PIPELINE FERIZAJ - PRIZREN

Section start – end, length (km)	Technical, Geological, Hydrogeological and Geotechnical description
PTS/PRMS Ferizaj to PRMS Suhareka; 39,6	The first part from PTS/PRMS Ferizaj toward the east in the length of approx. 12,9 km ends NW from the settlement Balaj and is mostly situated within the flat agricultural lands, entering inhabited areas only near the road crossings, such as the R6 highway crossing (near Sojeva), major road Ferizaj - Lipljan crossing (M2) and crossing of M25-3. Next, the corridor crosses hilly, then mountainous areas in the length of 18,8 km passing Jezerce, reaching an altitude of 1290 m. From Bukoshi to PRMS Suhareka the corridor passes flat agricultural lands and some larger objects in Suhareka, altitudes as low as 400 m, length 7,9 km. From geomorphological aspect the terrain at km 0+000-14+400 is mainly planar (450-600m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable without appearance of tectonic structures (faults, overthrusts, synclines etc.). At several parts the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller water flows. Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for the construction of this type of structure. Engineering-geological processes and appearances such as washing, rilling, rockfalls, talus etc. are possible in the construction phase. Comments related to types of crossed areas: Flat agricultural lands combined with mountainous areas; altitudes from 420 m to 1290 m
PRMS Suhareka to PTS/PRMS Prizren; 15,3	The remaining section continues to reach PTS/PRMS Prizren. It follows highway R7 (Dr. Ibrahim Rugova) in its entire length crossing several local roads (such as one in Ternje/Leshan). From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment, is mainly planar (320-400 m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable without appearance of tectonic structures (faults, overthrusts, synclines etc.). At several locations the alignment crosses regional and local roads as well as smaller and larger waterflows, with many settlements and mainly agricultural land. Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion can be frequent appearance along the riverbeds, whereas the appearances such as washing, rilling etc. can be rare occurrences in the phase of construction. Comments related to types of crossed areas: Mostly flat agricultural areas, rarely inhabited; altitudes 345 m to 420 m
Total length: 54,9 km	

6.1.1.3 Gas pipeline Prizren - Gjakovë

This transmission gas pipeline is 28.8 km long, stretching in a general northwest direction, following the corridor of road R107 (road Prizren – Gjakovë – Pejë), altitudes from 300 m to 370 m (a.s.l.).

The starting point of the pipeline is PTS/PRMS Prizren. The endpoint of the pipeline is PRMS Gjakovë.

Regarding the consumption potential, the hydraulic optimisation of the entire gas transmission system of Kosovo distinguishes 2 sections of this main gas pipeline which are presented and described in **Table 13**.

TABLE 13 – SECTIONS OF THE GAS PIPELINE PRIZREN - GJAKOVË

Section start – end, length (km)	Technical, Geological, Hydrogeological and Geotechnical description
PTS/PRMS Prizren to BVS Krushe e Madhe; 13,3	This section starting from PTS/PRMS Prizren toward the NW in the length of approx. 13,3 km ends NW from the Krushe e Madhe and follows the road R107 and outskirts of the inhabited areas near the road. The route crosses road R107 two times and the stream Topluga, From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment is mainly planar (350-410 m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable without appearance of tectonic structures (faults, overthrusts etc.). Contemporary processes such as rilling, washing, erosion etc. Are poorly developed with the exception of fluvial erosion. At several locations the alignment crosses regional and local roads, railway, as well as smaller and larger waterflows (river Topluga, Korishka river, Jaglenica etc.), with many settlements and mainly agricultural land. Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion can be frequent appearance along the riverbeds whereas the appearances such as washing, rilling etc. Can be rare in the phase of construction. Comments related to types of crossed areas: Mostly flat agricultural areas, entering inhabited areas only near the road crossings; altitudes 300-400 m
BVS Krushe e Madhe to PRMS Gjakova; 15,5	This section continues over flat agricultural lands in the length of 15,5 km, crossing the road R107 again and the river Drini i Bardhë . Continuing along the river valley to the NW, the route reaches the town of Fshati, crosses the road R107 again, then the stream Ereniku, after which, remaining in the general corridor of R107, it reaches the eastern part of Gjakova at the above ground gas pipeline facility PRMS Gjakova. In its entire length of 15,5 km. From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment is mainly planar (340-400m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable without appearance of tectonic structures (faults, overthrusts etc.). Contemporary processes such as rilling, washing, erosion etc. are poorly developed with the exception of fluvial erosion. At several locations the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller and larger waterflows (river Drini i Bardhë, Ereniku and other smaller waterflows), with many settlements and mainly agricultural land. Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion can be frequent appearance along the riverbeds whereas the appearances such as washing, rilling etc. can be rare in the phase of construction. Comments related to types of crossed areas: Mostly flat agricultural areas crossing major road R107 twice; altitudes 300-370 m
Total length: 28,8 km	

6.1.1.4 Gas pipeline Gjakovë - Pejë

This transmission gas pipeline is 36,0 km long, stretching in a general north direction mostly over flat agricultural lands, altitudes from 370 m to 600 m (a.s.l.).

The starting point of the pipeline is PRMS Gjakova. The endpoint of the pipeline is PTS/PRMS Peja.

Regarding the consumption potential and the hydraulic optimisation of the entire gas transmission system of Kosovo distinguishes 2 sections of this main gas pipeline which are presented and described in **Table 14**.

TABLE 14 – SECTIONS OF THE GAS PIPELINE GJAKOVA - PEJA

Section start – end, length (km)	Technical, Geological, Hydrogeological and Geotechnical description
PRMS Gjakova to PRMS Decani; 24,0	This section starting from PRMS Gjakova toward Decani and Peja stretches around the east side of the city along the state road M9-1, then crosses M9-1 north of Querim, and shortly after, the stream Osek. Continuing west the route crosses several local roads. On its way northwest, towards Skivjan and further Plancori, the route crosses road R107 turning west, continuing along its west side to Rastovice where it crosses road R202. South from Decani in Prilepi, the route crosses back to the east side of road R107, reaching the facility PRMS Decani, which is planned near road R201. From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment is mainly planar (420-570 m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable without appearance of tectonic structures. Contemporary processes such as rilling, washing, erosion etc. are poorly developed with the exception of fluvial erosion. At several locations the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller and larger waterflows (river Trakanic, Proni mol etc.), with many settlements and mainly agricultural land. Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion can be frequent appearance along the riverbeds whereas the appearances such as washing, rilling etc. can be rare in the phase of construction. Comments related to types of crossed areas: Mostly flat agricultural areas; altitudes 370 m to 600 m. The section follows the corridor of road R107 in the north direction; few major road crossings
PRMS Decani to PTS/PRMS Peja; 12,0	This section continues in the general north direction. After crossing R201 the route continues following the R107 corridor, passing east from Strelac i Eperm. North from there, looping around Raushiqi the route crosses road R121, going east to reach the southeast area of Peja at the facility PTS/PRMS Peja. From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment is mainly planar (500-540 m a.s.l.), from tectonic aspect the terrain is stable without appearance of tectonic structures. Contemporary processes such as rilling, washing, erosion etc. are well developed. At several locations the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller and larger waterflows (river Decani etc.), with many settlements and mainly agricultural land. Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion which is frequent appearance can be expected along the riverbeds, whereas the appearances such as washing and rilling are very well developed with frequent appearances of deep gullies. Comments related to types of crossed areas: Mostly flat agricultural areas, some populated areas; two major road crossings, altitudes 500 m to 600 m.
Total length: 36,0 km	

6.1.1.5 Gas pipeline Pejë - Istog

This transmission gas pipeline is 24,0 km long, stretching in a general northeast direction mostly over flat agricultural lands and occasionally across populated areas, altitudes from 440 m to 520 m (a.s.l.).

The starting point of the pipeline is PTS/PRMS Peja. The endpoint of the pipeline is PRMS Istog.

Starting from south-eastern Peja the route passes a flat agricultural area of Fushe, crosses the stream Lumbardhi i Pejës, then major road M9 in the narrow corridor between inhabited buildings. In continuation, the route passes near settlement Bllagaja and crosses stream Drini i Bardhë, then the road R101 looping west and north of the settlement Banja e Pejës. North from Lubova the route crosses road R103 continuing East and reaching the planned above ground facility PRMS Istog right after crossing road R104.

TABLE 15 – GAS PIPELINE PEJA - ISTOG

Section start – end, length (km)	Geological, Hydrogeological and Geotechnical description
PTS/PRMS Peja to PRMS Istog; 24,0	From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment is mainly planar with low hills (420-600 m a.s.l.), from tectonic aspect the terrain is stable without appearance of tectonic structures. Contemporary processes such as rilling, washing, erosion etc. are poorly developed with the exception of fluvial erosion. At several locations the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller and larger waterflows (river Drini I Bardhë, river Istog etc.), with many settlements and mainly agricultural land. Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion can be frequent appearance along the riverbeds, whereas the appearances such as washing, rilling, etc. can be rare.

6.1.1.6 Gas pipeline Istog - Skenderaj

This transmission gas pipeline is 28.0 km long, stretching in a general east direction mostly over flat agricultural lands and occasionally hilly areas, altitudes from 450 m to 710 m (a.s.l.).

The starting point of the pipeline is PRMS Istog. The endpoint of the pipeline is PTS/PRMS Skenderaj.

Starting from the PRMS Istog the route crosses road R103, then starts ascending toward hill Lumbreg, continues east to cross the road R221, and reaches populated areas of Runik at altitudes of 700 m where it crosses the road R101. After that, the route continues southeast and reaches PRMS/PTS Skenderaj.

TABLE 16 – GAS PIPELINE ISTOG - SKENDERAJ

Section start – end, length (km)	Geological, Hydrogeological and Geotechnical description
PRMS Istog - PTS/PRMS Skenderaj; 28,0	From geomorphological aspect the terrain is from planar to hilly-mountainous (470-780 m a.s.l.), from tectonic aspect the terrain is generally stable with appearance of tectonic structures (faults which cut the alignment). At several locations the alignment crosses regional and local roads as well as more larger waterflows (Lumi I Istogut river,) and other smaller waterflows. Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as washing, rilling etc. are frequent. The landslide process is well expressed at the part of v. Chitak to Rudnik. At this part of the alignment in the phase of detailed investigations more attention should be paid.

6.1.1.7 Gas pipeline Prishtina 1 - Drenas

This transmission gas pipeline is 14,7 km long, altitudes from 555 m to 686 m (a.s.l.)

The starting point of the pipeline is PRMS Prishtina 1, located on the MKD-KOS interconnection pipeline. The endpoint of the pipeline is PRMS Drenas (Ferronikeli) in the vicinity of the Ferronikeli factory.

At its beginning, the route runs in a westerly direction, passing over flat, agricultural terrain. The route crosses the access road to Prishtina airport and a local road. The next part of the pipeline passes through a low, oak forest on hilly terrain, crosses the M9 (R7) highway. In continuation, the route mostly follows the newly built road to Drenas, and shortly before its endpoint (near the Ferronikeli factory) the Drenice River, in two locations.

TABLE 17 – GAS PIPELINE PRISHTINA 1 - DRENAS

Section start – end, length (km)	Geological, Hydrogeological and Geotechnical description
PTS/PRMS Prishtina 1 to PRMS Drenas (Ferronikeli); 14,7	From geomorphological aspect the terrain is from planar to hilly-mountainous (550-700m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable with appearance of tectonic structures (faults, overthrusts, synclines etc.). At several parts the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller water flows. Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as washing, rilling etc. are less pronounced.

6.1.1.8 Gas pipeline Drenas - Skenderaj

This transmission gas pipeline is 17,7 km long, stretching in a general northwest direction mostly over hilly agricultural lands between the settlements, altitudes from 600 m to 690 m (a.s.l.).

The starting point of the pipeline is PRMS Drenas. The endpoint of the pipeline is PTS/PRMS Skenderaj.

Starting at PRMS Drenas in the vicinity of the Ferronikeli factory the route crosses several local roads and the road R102, then following northwest direction reaches southern outskirts of Skenderaj, runs across populated and hilly areas east from the town to end at facility PTS/PRMS Skenderaj.

TABLE 18 – GAS PIPELINE DRENAS - SKENDERAJ

Section start – end, length (km)	Geological, Hydrogeological and Geotechnical description
PRMS Drenas (Ferronikeli) to PTS/PRMS Skenderaj; 17,7	From geomorphological aspect the terrain is from planar to hilly-mountainous (550-730m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable with appearance of tectonic structures (faults, overthrusts, synclines etc.). At several parts the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller water flows. Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as washing, rilling etc. are less pronounced.

6.1.1.9 Gas pipeline Skenderaj - Mitrovicë

This transmission gas pipeline is 16,5 km long, stretching in a general northeast direction mostly over hilly agricultural lands between the settlements, altitudes from 500 m to 780 m (a.s.l.).

The starting point of the pipeline is PTS/PRMS Skenderaj. The endpoint of the pipeline is PRMS Mitrovica.

Starting from PRMS/PTS Skenderaj the route crosses the road R102 in Klina, then following northeast direction between settlements reaches Verbnica and Leskova, passes the hilly forested area, then flat agricultural area crossing several local roads, reaches southern outskirts of Kosovska Mitrovica where right after the crossing of road R220 the gas pipeline facility PRMS Mitrovica is planned.

6.1.1.10 Gas pipeline Mitrovicë - Vushtrri

This transmission gas pipeline is 7,2 km long, stretching in a general southeast direction over very flat agricultural lands between the Sitnice River valley and the common corridor of railroad and road R220. The

route starts at PRMS Mitrovica and ends at the PTS/PRMS Vushtrri, crossing roads 511 and R220 shortly before that. Altitudes from 500 m to 513 m (a.s.l.)

6.1.1.11 Gas pipeline Ferizaj - Gjilan

This transmission gas pipeline is 24,9 km long, altitudes from 495 m to 655 m (a.s.l.).

The starting point of the pipeline is PTS/PRMS Ferizaj, located on the MKD-KOS interconnection pipeline. The endpoint of the pipeline is PTS/PRMS Gjilan.

At its beginning, this route runs in the southeast direction parallel to MKD-KOS interconnection pipeline, but just before the crossing of the road M25-3, it turns east, bypasses the town of Dardania on its north side, then Novosellë. Turning southeast, the route also bypasses Pozherani on its northern side, after which it turns sharply to the northeast, continuing in the general corridor of the road M25-3 reaches Parteshi and the southwestern part of Gjilan. This route does not cross any state and regional roads, but only local roads and a few streams-

6.1.1.12 Gas pipeline Gjilan - Kamenicë

This transmission gas pipeline is 26 km long, altitudes from 468 m to 800 m (a.s.l.)

The starting point of the pipeline is PTS/PRMS Gjilan. The end point of the pipeline is PRMS Kamenicë.

At its beginning, this route runs in the south direction passing east from the settlement Livoqi i Ulte, crosses the road M25-3, looping around southern Gjilan over flat agricultural areas and crosses the road B35. After turning north toward Kamenicë the route crosses M25-3 again, passes east from Prelepnica entering hilly and mountainous area. Over Rajanoc the route reaches Berivojce where the above ground facility PRMS Kamenica is planned.

6.1.1.13 Gas pipeline Krushë e Madhe - Rahovec

This transmission gas pipeline is 8,0 km long and runs in a general north direction over mostly flat agricultural areas, altitudes from 300 m to 436 m (a.s.l.)

The starting point of the pipeline is BVS Krushë e Madhe, located near road R107 at the pipeline Prizren - Gjakovë. The endpoint of the pipeline is PRMS Rahovec.

On its way, this route passes east from Celina crossing a few local roads, before it crosses road 110 and reaches the planned location of PRMS Rahovec at the west side of the town.

6.1.1.14 Gas pipeline Rahovec - Malishevë

This transmission gas pipeline is 12,0 km long and runs in a general northeast direction, altitudes from 390 m to 800 m (a.s.l.)

The starting point of the pipeline is PRMS Rahovec, located near road R107 at the pipeline Prizren - Gjakove. The endpoint of the pipeline is PRMS Malishevë.

On its way, this route passes mostly hilly areas in a wider corridor of road 110, which is crossed two times before this transmission gas pipeline branch reaches the PRMS Malishevë.

6.1.1.15 Gas pipeline Ferizaj - Shtime

This transmission gas pipeline shall be 15,0 km long and runs in a general northeast direction over flat agricultural areas, altitudes from 550 m to 583 m (a.s.l.)

The starting point of the pipeline is PTS/PRMS Ferizaj, located on the MKD-KOS interconnection pipeline. The endpoint of the pipeline is PTS/PRMS Shtime.

On its way, this route first passes mostly flat agricultural areas sharing the common corridor with the pipeline Ferizaj – Prizren. Shortly after crossing the motorway M2, the route reaches Bublice, turns northwest direction following wider corridor of M25-3 east from Slivovo and then Koshare where it crosses road R207. North from there, the route turns west to reach the eastern outskirts of Shtime.

6.1.1.16 Gas pipeline Pejë - Klinë

This transmission gas pipeline is approximately 25,0 km long and runs in a general east/southeast direction mostly over flat agricultural lands, altitudes from 364 m to 516 m (a.s.l.)

The starting point of the pipeline is PTS/PRMS Peja. The endpoint of the pipeline is PRMS Klinë.

From the southeastern parts of Peja this route runs east toward Jabllanice then southeast following the wider corridor of motorway M2, crossing R121 in Grabanice, looping north around Zajm crossing the river Drini i Bardhë, railroad, and motorway M2, to reach the southern outskirts of Klinë.

6.1.1.17 Gas pipeline to Kaçanik

This transmission gas pipeline is approximately 3,4 km long and runs in a general west direction mostly over hilly areas, altitudes from 570 m to 915 m (a.s.l.). For this branch to be realised it is necessary to plan a new facility (as the starting point) at the MKD-KOS gas interconnection which is BVS Kaçanik. The endpoint of the branch would be PRMS Kaçanik.

From the newly planned location of BVS Kaçanik this route descends west toward Lirishte (Lanishte) continuing northwest following local roads along the ridges, to reach the eastern outskirts of Kaçanik without any significant crossings.

6.1.1.18 Gas pipeline Prizren - Dragash

This transmission gas pipeline is approximately 26,0 km long, and runs generally in the south direction partly over hilly/mountainous and partly over flat agricultural areas, altitudes from 322 m to 1058 m (a.s.l.).

The starting point is the PTS/PRMS Prizren and the endpoint of the branch would be PTS/PRMS Dragash.

From the populated areas of north-western Prizren, the route passes flat areas toward Vlashnje following the wider corridor of highway E851 (Dr. Ibrahim Rugova). Turning south the route reaches hilly and soon mountainous areas crossing R113 twice and following its corridor along the mountain ridges to Dragash.

6.1.1.19 Gas pipeline Prishtinë - Podujevë

This transmission gas pipeline is approximately 33,0 km long and runs generally in the northeast direction over flat agricultural areas, altitudes from 322 m to 1058 m (a.s.l.). The starting point is the PTS/PRMS Prishtina 2 and the endpoint of the branch is PTS/PRMS Podujevo.

This branch crosses from the planned PTS/PRMS Prishtina 2 location over to the west bank of Sitnica River in order to loop around the industrial complex of TPP Kosova B and turn east direction. On its way towards Millosheva the route crosses R220. In continuation, the route passes south from Millosheva crossing road M2, then follows the road to Prugoc, turning northeast, crosses that road, and enters wider corridor of regional motorway M25 and the railroad where it passes flat agricultural areas in the valley of LLapi River between the settlements. In Shakovice the route crosses M25 and continues following it on the east side. In the vicinity of Siboc the route crosses the railroad and back, continuing to enter the southern outskirts of Besiana (Podujevë).

6.1.1.20 Gas pipeline Suharekë - Mamushë

This transmission gas pipeline is approximately 8,0 km long and runs generally in the west direction over flat agricultural areas, altitudes from 330 m to 420 m (a.s.l.). The starting point is the PRMS Suhareka and the endpoint of the branch is PRMS Mamushë.

The first 4,0 km of this route shares the same corridor with the pipeline Ferizaj – Prizren along the highway R7 passing over very flat agricultural areas. Passing north from Ternja the route for the next 4,0 km continues along the local road and reaches the eastern outskirts of Mamushë.

6.1.1.21 Gas pipeline BVS Hani i Elezit to Sharrcem

This transmission gas pipeline shall supply the Sharrcem cement factory, one of the main likely anchor-loads for gas use in Kosovo and is approximately 2,72 km long, altitudes vary from 390 m to 675 m.

This pipeline starts at the BVS Hani i Elezit which is planned at km 0,314 of MKD-KOS gas interconnection. The endpoint of the branch would be PRMS Hani i Elezit (Sharrcem).

The entire route is located near the MKD border. It starts in a forest area and on a hilly terrain near the village of Dimca, descends in a southwesterly direction toward the settlement of Hani i Elezit, and passes between the quarry and the Konop stream, rising over a steep slope at the end to the top of the hill and the proposed PRMS Hani i Elezit (Sharrcem) location.

6.1.1.22 Gas pipeline Prizren – ALB/KOS border

This transmission gas pipeline is approximately 20,0 km long, and from the ALB/KOS border connection point runs generally in the northeast direction over the populated areas in the corridor of the major highway Kukes-Prishtina, E851 (R7). Altitudes vary from 310 m to 530 m (a.s.l.)

The starting point is the ALB/KOS border connection point and the endpoint of the section is PTS/PRMS Prizren. The comparable route of this section is planned within the pre-feasibility study of the gas interconnection ALKOGAP and as such is considered a part of the Kosovo Gas Development Plan.

The corridor crosses the highway Kukes-Prishtina E851 (R7) three times, at different locations. From its start, at the border interconnection point, the pipeline runs toward Vermicë, continues over a rugged hill near Zhur Village, and then proceeds through flat lands south from Vlashnje. The corridor crosses the major highway Kukës – Prishtina between Zhur and Vlashnje Village and it remains on its northern side until reaching PTS/PRMS Prizren.

6.2 Technical considerations for hydrogen (H₂)-ready infrastructure

For the time being, there are neither high pressure and large diameter main gas pipelines built to transport natural gas that are repurposed to transport pure hydrogen, nor are there appropriate new main pipelines built for the transport of pure hydrogen and operated by TSO-s. The current industrial practice is to transport mixtures of different proportions of natural gas and hydrogen.

6.2.1.1 Current H₂ blending limits in EU

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) received responses from the 23 National Regulatory Authorities²¹ (NRA) regarding national regulation for Hydrogen (H₂) content in natural gas pipelines (ACER Report on NRAs Survey - Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations; 10/7/2020).

²¹ Austria, Belgium, Croatia, Cyprus, Czech Republic, Denmark, Estonia, France, Germany, Hungary, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Netherlands, Poland, Portugal, Romania, Slovak Republic, Slovenia, Spain and Sweden

Results show that in most Member States (MS) the Transmission System Operators' (TSO) acceptance of H₂ is in an "exploration" phase. Where instances of H₂ injection into the gas transmission network exist, they are generally innovative pilot projects implemented in order to gain experience, knowledge, and insights.

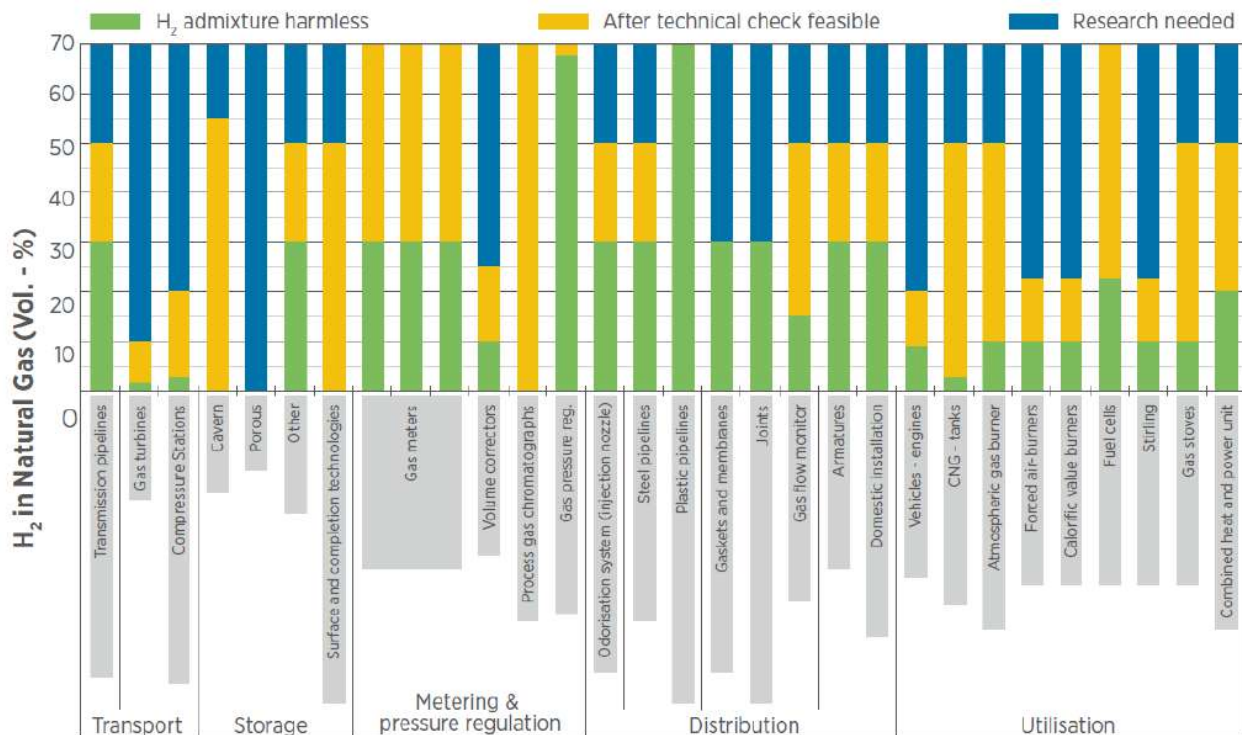
Insights from industrial scale projects resulting in the injection of H₂ in gas transmission networks are not yet available in the European Union, which indicates the relatively early stage of development of these technologies. This status quo is important for understanding the answers received from the NRAs. The answers also provide some information on ongoing projects related to H₂ blending and 100% H₂ dedicated networks.

Currently, 15 out of 23 NRAs report that TSOs in their domain do not accept the injection or allow²² H₂ volumes into the gas transmission network. Where H₂ is explicitly accepted (Austria, Germany, Latvia, Slovakia, Spain, and Sweden), it is only possible at very low concentration by volume [4].

In many MS, TSOs are assessing the technical constraints and necessary measures to cope with different volumes of H₂ in the gas transmission network. The level of ongoing work in terms of studies and analyses differs across the European Union. In order to enable H₂ blending, investments are needed, in particular with respect to gas quality measurement systems. In most MS current gas quality standards do not mention H₂ volumes [4].

The 2018 IRENA study on *Hydrogen from renewable power* concludes that generally up to 10-20% of hydrogen in volume likely does not require major investment. **Figure 33** illustrates the hydrogen tolerance of various gas infrastructures components [6]. Current gas end users installations and equipment generally does not tolerate significant variations in H₂/NG blends.

FIGURE 33 – HYDROGEN TOLERANCE OF GAS INFRASTRUCTURE COMPONENTS



Source: Adapted from DVGW (2012).

²² H₂ may be present in imported gas, although not directly injected

Germany reports the highest H₂ concentration limit at gas transmission level (10%), followed by France (6%), Spain (5%), and Austria (4%). Four more countries allow for a more modest H₂ concentration in their natural gas transmission networks: Lithuania (2%), Italy (1%), Latvia (0.1%), Ireland (0.1%), and the Netherlands (0.02%). In Slovakia, there is no explicitly defined H₂ limit; however, H₂ can be present in imported gas (up to 2% maximum), but not directly injected into the network. In more than 60% of MS, the current H₂ concentration limit is nil (0%) [4].

As regards the main reasons to set a certain H₂ concentration limit, gas quality requirements, safety, and tolerances of end-use equipment are commonly cited. The most common reasons to limit H₂ concentration in the gas transmission network are:

the regulatory framework is currently based on 0% H₂ acceptance,
sensitivity of specific industrial processes to the presence of H₂,
engine, and turbine specifications (some of them allow a concentration of up to 1% H₂),
natural gas vehicles (NGV) charging stations limits (2% H₂ allowed),
technical tolerances of network components in the gas networks,
considerations related to the safe operation of underground gas storages,
safety concerns

In most MS there are currently no H₂ blending targets for their TSOs, although in some MS (Austria, Belgium, France, Ireland, and Luxembourg) there are ongoing studies and discussions on possible blending targets. Some TSOs are promoting specific H₂ blending targets (e.g. French TSOs promote a 10% blending target by 2030, in Austria a 10% volume target is under discussion).

Most NRAs agree that H₂ blending limits should be decided at EU level rather than at the regional or bilateral level, given that cross-border gas flows should not be impeded by different H₂ blending limits at the transmission level, potentially impairing the interoperability of the gas networks. There are 9 NRAs that appear to agree on the setting of a H₂ blending limit of at least 2% concentration. However, 3 NRAs (Austria, Germany, and France), in addition to blending, stress also the importance of creating dedicated 100% H₂ networks to optimise the economic value of H₂. Priority should be given to the direct use of 100% H₂ in dedicated networks, while also making possible the development of H₂ admixtures in existing natural gas networks.

6.2.1.2 Energy carried in 100% hydrogen pipelines

Hydrogen has a low molar mass and consequently low density. Therefore, a higher amount of energy is required for its compression process. On the other hand, low pressure drops allow minimizing the number of compressor stations used for hydrogen transport, or transport of hydrogen at higher velocities while maintaining low pressure drop. Hydrogen, as an additive in natural gas, has a positive impact on pipeline transportation of natural gas which can be transported for longer distances. The important issue for hydrogen pipeline transportation is its energy value. Although combustion heat of hydrogen per mass unit is much higher (141,9 MJ/kg) than methane (54 MJ/kg), the lower density of hydrogen results in its lower heat of combustion per volume unit (12,67 MJ/ Nm³) in normal conditions than methane (38,55 MJ/ Nm³). The amount of energy transmitted by pipeline decreases with the increase of hydrogen content (molar fraction) in the mixture. Thus, despite better conditions for pipeline transportation, increased content of hydrogen reduces the energy efficiency of natural gas transmission. Despite the low pressure drops pure hydrogen transportation is less energy efficient than transmission methane or natural gas.

Even though the energy content per volume, MJ/m³, of hydrogen is 1/3 of the energy content of natural gas, its energy flow rate, MJ/s, is approximately 70-75% of the natural gas energy flow rate (or 87-91% based on higher heating value) [7]. In the pipeline of equal characteristics and size, less energy dense (MJ/m³) hydrogen could flow at a higher velocity than natural gas and could deliver 70-75% of the energy of natural gas. Despite that, the dimensioning of the pipelines within this assignment is carried out in accordance with the volumes of

natural gas required to transport the necessary energy. This is because it is expected that a certain portion of hydrogen would be locally produced and would not be transported through transmission system pipelines, but either through dedicated hydrogen pipelines or via rail or road transport.

6.2.1.3 Technical issues of hydrogen and methane mixtures - in pipeline transmission

Hydrogen is commonly considered a gas similar to methane, the main component of natural gas. Therefore, most technological requirements for hydrogen transmission pipelines are identical to those of natural gas pipelines, with certain modifications regarding safety, infrastructure, and materials. These conditions must be met before the transmission of hydrogen is initiated through a pipeline network. H₂ has its specific set of physical and chemical properties which makes the pipeline transmission more demanding than transmission of natural gas.

Industrial practice and scientific publications indicate that the maximum admissible molar fraction of hydrogen in a mixture with natural gas should not exceed 15%, for safety reasons given the condition of existing pipelines as well as the current development state of H₂ technology. The maximum hydrogen content in the natural gas transmission system suggested in the United States should be in the range of 5%–15%.

Hydrogen significantly influences natural gas transmission conditions. The basic advantage is lowering the pressure drop of natural gas transmitted with a hydrogen admixture, and the possibility to transmit natural gas across longer distances without additional gas compression stations. Analysis of the hydrogen molar fraction in the hydrogen/methane mixture confirms the effect of pressure drop in the analysed pipeline. The required inlet pipeline pressure, for a 15% hydrogen content in the gas mixture, is approximately 10% lower when compared to pure methane, thus hydrogen – methane mixtures can be transported at higher flow rates and maintain the same pressure drop as pure methane. However, hydrogen content above 15%–20% in the gas mixture significantly influences the caloric value of natural gas [8]. The change in thermodynamic conditions with an increased hydrogen content may also affect the natural gas transmission system (i.e., gas compression stations or gas reduction stations).

6.2.1.4 Hydrogen-ready pipes and materials

Carbon steel is the alloy family most commonly used in hydrogen gas transmission pipelines. The choice of the specific grade will depend on many factors including the severity of the service, availability, and relative cost.

In general, the common carbon steel piping grades such as API 5L X52 (and lower strength grades) and ASTM A 106 Grade B have been widely used in hydrogen gas service with few reported problems. This good service is attributed to the relatively low strength of these alloys, which imparts resistance to hydrogen embrittlement and the other brittle fracture mechanisms.

The applicable US ASME design standard sets limitations for high strength steel use for hydrogen pipelines and limits the allowable hoop stresses on pipe walls²³. This results in a heavier wall thickness and consequently higher construction costs.

More recent investigations have shown that hydrogen-induced crack propagation under fatigue loading does not depend on material strength. From this, it was concluded that the design constraint for higher-strength steels is overly conservative and not justified. As a result of these studies, the new version of ASME B31.12 will no longer include restrictions relating to higher strength steels.

Even in line with the current ASME B31.12, smaller diameter hydrogen ready pipelines are not expected to be materially more expensive in comparison to natural gas pipelines because at the pressure (50 bar) and diameter (up to DN 300, 12") low grade steels would be the material of choice for both NG and H₂ pipelines. For that reason, the applicable standard will have no impact on material selection just a minor impact on wall thickness.

²³ Consultant relies on American ASME standards as European standards do not provide clear requirements for material selection for hydrogen ready pipelines.

For larger diameter pipelines, high grade steel becomes more favourable material for NG pipelines, while H₂ pipelines are designed with low grade steel but thicker wall.

It is expected that hydrogen ready in line equipment (valves, filters, meters) will be up to 50% more expensive than in line equipment for natural gas. Nevertheless, since the in-line equipment participates in a total pipeline construction cost with less than 1%, this price difference is not crucial. The suggested approach for this project is to install the equipment for the natural gas, and when the hydrogen concentration in the pipeline exceeds predefined thresholds (currently estimated at 20%), to consider whether the equipment is still suitable and to replace gaskets and valve packing if necessary.

In the recent North Macedonia – Kosovo gas interconnection FS, pipeline having a diameter of DN500 (20"), an estimate of the investment costs for different qualities of pipe material was made in relation to whether the pipeline will transport natural gas or be 100% hydrogen ready. There, for the natural gas pipeline API 5L X60 pipe material is selected and for hydrogen ready pipeline API 5L X56 pipe material is selected, which resulted in a slightly greater wall thickness. Considering CAPEX, it was concluded that API 5L X56 material has slightly lower material prices (€/kg) than API 5L X60 (approx. 2,5%), but the weight of the pipe is greater due to greater wall thickness (app 10%) for given conditions. Considering other costs that remain the same (civil works, pipeline equipment, design, etc.), hydrogen ready pipelines result in overall CAPEX being approximately 3% higher.

That does not include the additional cost of adjusting ground facilities to a "100% hydrogen ready" level. Taking into account the limited operational life of ground facilities (on average 20 years), it is recommended to consider the adjustment of ground facilities for a later point in time when the hydrogen concentration in the pipeline exceeds 20%. As previously mentioned, the transport of 100% of hydrogen through the envisaged pipelines would decrease the overall amount of energy transmitted to approx. 75% of the energy that would be transmitted with natural gas.

6.3 Preliminary hydraulic calculations

6.3.1 Methodology

To determine the preliminary pipeline diameters for the Kosovo transmission system, the initial hydraulic calculations have been conducted including all considered consumption centres as shown in Chapter 7.3 and the transmission network presented in Chapter 6.1.1 and **Figure 32**. Consumptions in these consumption centres are given in Chapter 4.1 and are presented in the Basic Block Flow Diagram in **Annex 1**.

The basis for initial hydraulic calculations was the current finding from the *MKD-KOS gas interconnection FS* [5], where the diameter of that main transmission pipeline has been determined, DN600 (24").

6.3.2 Standard conditions and gas quality

6.3.2.1 Standard conditions

The following standard gas conditions are envisaged in the hydraulic calculation:

Standard Pressure: 1.01325 bar

Standard Temperature: 15°C.

6.3.2.2 Gas properties

The gas composition provided by Beneficiaries is representative of gas from Natural gas composition shown in **Table 19** and corresponds to the gas composition of the Trans Adriatic Pipeline (TAP) according to *AE Prefeasibility Study – 2019/2020 Kosovo Compact Energy Sector* [9]. TAP gas composition is used under the assumption that the majority of natural gas in Kosovo would be coming from Greece – North Macedonia

interconnection. Greece is supplied with natural gas from TAP/TANAP. In any case, natural gas from other sources is expected to have similar composition as well.

For the purposes of this assignment, the TAP gas is considered as default, and its content is provided in the table below. The process calculations are based on the following gas composition.

TABLE 19 – NATURAL GAS COMPOSITION		
Component		Mole, %
Methane	C1	87,78
Ethane	C2	2,72
Propane	C3	1,54
Iso-Butane	C4	0,50
N-Butane	C4	0,51
Iso-Pentane	C5	0,24
N-Pentane	C5	0,24
Hexane	C6	0,03
Nitrogen	N2	4,43
Carbon Dioxide	CO2	2,01
Total		100

6.3.3 Pipeline related data

Input pipeline related data for newly designed pipelines hydraulic calculations is provided in **Table 20**.

TABLE 20 – PIPELINE RELATED DATA	
Pipeline related data	
Design pressure	50 bar
Material standard	API 5L Gr.B ; (4" - 10") API 5L X56; (20")
Roughness ⁽¹⁾ :	0.05 mm
The soil temperature at laying depths ⁽¹⁾ :	10°C
Pipe wall thickness ⁽²⁾ :	ASME B31.12
¹	Assumed value for hydraulic calculations
²	In hydraulic calculations average wall thickness is used

6.3.4 Design pressure

The hydraulic analysis took into account the minimum required pressure to supply the future CCGT (requiring 30 barg) which shall be supplied from the end point of the pipeline (PRMS Prishtina 2), and the minimum



required inlet pressure in Northern Macedonia (50 barg) which would enable the transport of the required gas quantities.

These values were already determined in the current *MKD-KOS gas interconnection FS* [5], including the diameter of the main transmission pipeline, enabling the transport of the required gas quantities.

6.3.5 Wall thickness calculation

Pipe wall thickness calculations have been performed per ASME B31.12.

6.4 Preliminary transmission system CAPEX and OPEX estimates

Based on the proposed routes, their characteristics, technological and technical requirements and construction methods, the investment costs were determined. Using experience on similar regional projects in the last five years (the concept of comparison), the rough/preliminary unit prices per meter of the gas pipeline were applied, considering terrain characteristics as well as the crossings of different obstacles (roads, railroads, watercourses, steep areas) and crossing construction methods. The investment costs include materials and installation/construction costs, whereby different professional disciplines are considered: mechanical, civil with geodesy, architectural, cathodic protection, optical communication system, as well as the commissioning, permissions, management, design, engineering, and supervision.

Transportation to the site, necessary loading, and unloading, material storage at the site, all required preliminary works (cleaning, repairs, prefabrication, etc.), welding, welds radiographic testing, hydrostatic testing, and necessary documentation are covered under construction (Installation) works.

The average costs for the easement and different compensations costs for buildings or crops, temporary lease of land required for the working strip during the construction was considered in the estimated price for each section as well.

Based on the experience on similar regional projects in the last five years, the estimated total prices per gas pipeline facility type were applied. These totals include materials and installation/construction costs, whereby different professional disciplines are considered: mechanical, civil with geodesy, architectural, cathodic protection, electrical, as well as the commissioning, permissions, management, design, engineering, and supervision. Installation/construction costs cover transportation to the site, necessary loading and unloading, material storage at the site, all required preliminary works (cleaning, repairs, prefabrication, etc.), welding, welds radiographic testing, hydrostatic testing, and necessary documentation. The roughly estimated costs for purchasing the land are considered within the total estimated cost for each typical facility.

Estimates are given for the piping material choice that enables the transport of natural gas and hydrogen as well. The additional cost of adjusting ground facilities (valves, gaskets, etc.) to a "100% hydrogen ready" level is not included. The consultant recommends considering the adjustment of ground facilities for a later point in time when the hydrogen concentration in the pipeline exceeds 20%. At that time, the operator shall analyse whether the equipment is still suitable and replace the gaskets and valves if necessary.

The 75,3 km of planned North Macedonia - Kosovo interconnection (SKOPRI) is expected to be the backbone of the Kosovo gas transmission system and CAPEX estimates from the ongoing *North Macedonia – Kosovo gas interconnection FS* [5] were considered for the first 6 sections.

In assessing costs, the Consultant used the current market prices. Covid pandemic driven disruption in supply chains caused the global shortage of steel that impacts the pipeline material costs. War in Ukraine has driven the steel prices further upwards. Actual investment costs may significantly differ from the ones assessed here, depending on the market situation at the time of pipeline tendering.

Estimated annual operating costs (OPEX) include costs of labour, maintenance, and insurance. At this point the Consultant estimates annual OPEX at 1,0 % of total capital investment cost.



Estimated CAPEX is provided in **Table 21**. It is based on calculated preliminary capacity requirements (resulting from provisional system block flow diagram model, see **Annex 1**) and resulting preliminary pressures (estimated from a provisional hydraulic model, see **Annex 1**).

TABLE 21 – PRELIMINARY CAPEX FOR ALL INITIALLY DEVELOPED TRANSMISSION PIPELINES							
	No	Municipality	District	Section	Length (km)	Diam. (inch)	Total (mil €)
MKD/KOS interconn.	1	Kaçanik	Ferizaj	MKD/KOS Border - BVS/PRMS Smira	17,5	24	18,859
	2	Ferizaj	Ferizaj	BVS/PRMS Smire - PTS/PRMS Ferizaj	14,2	24	13,212
	3	Shtime	Ferizaj	PTS/RMS Ferizaj - BVS Banulla	16,2	24	13,671
	4	Lipjan	Prishtinë	PRMS Banulla - BVS/PRMS Lipjan	8,0	24	7,672
	5	Prishtinë	Prishtinë	BVS/PRMS Lipjan - PTS/PRMS Prishtina 1	6,7	24	6,636
				PTS/PRMS Prishtina 1 - PTS/PRMS		24	
	6	Obiliq	Prishtinë	Prishtina 2	12,7		12,228
SUBTOTAL MKD/KOS Interconnection:					75,3		72,278
Gas ring	7	Shtime	Ferizaj	PTS/PRMS Ferizaj - PRMS Suharekë	39,6	10	19,623
	8	Suharekë	Prizren	PRMS Suharekë - PTS/PRMS Prizren	15,3	10	6,366
	9	Prizren	Prizren	PTS/PRMS Prizren - BVS Krushe e Madhe	13,3	10	6,369
	10	Gjakovë	Gjakova	BVS Krushe e Madhe - PRMS Gjakova	15,5	10	6,197
	11	Deçan	Gjakovë	PRMS Gjakova - PRMS Decan	24,0	10	8,800
	12	Pejë	Peja	PRMS Decan - PTS/PRMS Peja	12,0	10	5,535
	13	Istog	Peja	PTS/PRMS Peja - PRMS Istog	24,0	10	10,995
	14	Skenderaj	Mitrovica	PRMS Istog - PTS/PRMS Skenderaj	28,0	10	12,598
	15	Gllugoc	Prishtina	PRMS Drenas - PTS/PRMS Skenderaj	17,7	10	8,675
	16	Fushë Kosovë	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PRMS Drenas	14,7	10	8,389
	SUBTOTAL Gas ring:				204,1		93,544
Transmission branches	17	Mitrovicë	Mitrovica	PTS/PRMS Skenderaj - PRMS Mitrovica	16,5	6	6,545
	18	Vushtrri	Mitrovica	PRMS Mitrovica - PTS/PRMS Vushtrri	7,2	6	2,808
	19	Ferizaj	Ferizaj	PTS/PRMS Ferizaj - PTS/PRMS Gjilan	24,9	6	8,653
	20	Kamenice	Gjilan	PTS/PRMS Gjilan - PRMS Kamenice	26,0	4	7,412
	21	Rahovec	Gjakova	BVS Krushe e Madhe - PRMS Rahovec	8,0	4	2,352
	22	Malishevë	Prizren	PRMS Rahovec - PRMS Malisheve	12,0	4	4,422
	23	Shtime	Ferizaj	PTS/PRMS Ferizaj - PTS/PRMS Shtime	16,7	4	5,161
	24	Klinë	Peja	PTS/PRMS Peja - PTS/PRMS Kline	25,0	4	8,164
	25	Kaçanik	Ferizaj	BVS Kacanik - PRMS Kacanik	4,0	4	1,980
	26	Dragash	Prizren	PTS/PRMS Prizren - PTS/PRMS Dragash	26,0	4	9,924
				Podujevë			
	27			Podujevo	33,0	4	9,927
	28	Mamushë	Prizren	PRMS Suhareka - PRMS Mamushe	8,0	4	2,352
				BVS Hani i Elezit - PRMS Hani i Elezit			
	29	Hani i Elezit	Ferizaj	(Sharrcem)	2,7	4	1,989
SUBTOTAL Transmission branches:					210		71,687
TOTAL Kosovo Gas transmission system:					489,4		237,5085

7 TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF THE DISTRIBUTION SYSTEM

7.1 Gas distribution system basics

Gas distribution systems of cities and other settlements usually consist of the following components (looking in the direction of gas flow):

odorising station with connecting pipeline from PRMS;

the high pressure (HP) distribution pipeline

medium-pressure (MP) gas network

MRS of low pressure (LP) gas network

low pressure (LP) gas network

The permitted range of working gas pressure in the distribution system (limited by minimum and maximum working pressure) at which gas distribution takes place is divided into three classes:

low pressure (up to and including 0,1 bar),

medium pressure (0.1 bar up to and including 5 bar) and

high pressure (more than 5 bar)

The distribution system starts from a pressure reduction and metering station (PRMS), which normally is the property of the transmission system operator (TSO).

The PRMS owned by the TSO generally has two outputs to the gas distribution systems: one at which the pressure is reduced to 5 bar (for MP gas network supply) and another at which the pressure is reduced to 16 bar (for HP distribution pipeline supply).

The odorizing station (OS) normally owned by the gas distributor (DSO) is built at an appropriate location, often near a metering and regulation station (MRS). The purpose of having an OS is gas odorizing because natural gas is colourless, odourless and tasteless, so an odorant of characteristic smell is added, to enable the detection of gas presence by sense of smell. Gas odorizing is to be performed in accordance with the applicable technical regulation "Odorizing of gas".

MP and LP gas supply system enables full gasification (gas as fuel for heating, hot water, cooking, and cooling) of existing and future objects, while HP distribution pipelines typically are used for gas supply of large, mainly industrial consumers, or to transport gas to the MRS in remote parts of the city or village.

MP and LP gas pipelines are made from the polyethylene pipes manufactured and tested according to applicable standards such as EN 1555 Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels -- Polyethylene (PE) -- Part 2: Pipes (EN 1555-2) Standard pipes and fittings are quality PE 100, while section sizes and classes (SDR) comply with the working and test conditions.

HP distribution pipelines are made of steel pipes manufactured and tested according to applicable standards: EN 10208-2 Steel pipes for pipelines for combustible fluids -- Technical delivery conditions -- Part 2: Pipes of requirement class B (EN 10208-2). The quality and thickness of the wall comply with the working and test conditions.

The final dimensions of the gas distribution pipelines are determined by hydraulic calculations in the preliminary or detailed design stage.

Gas distribution pipelines are mainly laid in public roads, parallel with other utility infrastructure.

MP and LP pipelines are typically buried with a minimal ground cover of 0.80 m while HP gas pipelines are buried with a minimal ground cover of 1.0 m. The width of the pipeline trench is typically from 0.40 to 0.70 m. Polyethylene gas distribution pipes are laid on a sand bed, approximately 15 cm thick.

After laying and testing the pipeline, the trench is backfilled with fine sandy material to a certain level above the pipe. Above the sand backfilling is done with gravel in layers until the surface sub-base. Surfaces, such as pavement, sidewalks, and green areas are then restored to their original state.

The pipeline distance from buildings, other above ground structures, and parallel underground utility installations, as well as crossings of other utility installations, complies with the rules and standards for the pipeline installation, such as Technical rules Steel pipelines for maximum operating pressure over 16 bar, EN 1594 Gas infrastructure -- Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar -- Functional requirements (EN 1594), Technical rules: Steel pipelines for maximum operating pressure over 5 bar – Maintenance and EN 12007-1 Gas infrastructure -- Pipelines for maximum operating pressure up to and including 16 bar -- Part 1: General functional requirements.

Pipeline crossings of railways and main roads are usually performed by methods of drilling at a required depth while typical technical solutions of pipeline crossings with watercourses include open trench methods, i.e. burying the pipeline at the proper depth below the bottom of the watercourse with some concrete protection.

Distribution pipelines are almost exclusively installed underground, which further increases the level of operating safety.

7.2 Layout development principles

7.2.1 System layout

The future gas distribution systems will be supplied from the PRMS's, which are planned near the centres of large consumption areas of Kosovo. PRMS's are either planned as future additions to MKD-KOS gas interconnection above ground facilities such as block valve stations (BVS), as provided in the ongoing *North Macedonia – Kosovo gas interconnection FS* [5], or additions to above ground facilities on the planned transmission pipelines (gas ring and other transmission branches). The provisional transmission system layout including all planned PRMS facilities is presented in **Figure 32**.

The number and locations of the PRMS's satisfy the technical requirements for providing gas to the settlements/towns with the consumption potential.

The layout of the distribution pipelines is designed with the focus to supply major consumers such as industrial consumers, larger public/service facilities, and large market centres, while the pipelines continue to reach other consumers afterwards. The distribution systems can be either capillary or ring shaped. Distribution gas networks are further designed to enable network construction in individual settlements and districts, so it is possible to separate the parts of the network using closing valves.

The layout of the HP distribution system is designed to reach larger industrial consumers requiring working pressure higher than the operating pressure an MP gas network can provide. In addition, the HP distribution system is used in city outskirts where the pressure of the MP gas network is not satisfactory.

The construction of the MP gas distribution system allows for full gasification of peripheral parts of the selected towns and villages in the future by ensuring a satisfactory level of system pressure. Industrial zones are also supplied from the MP system to ensure the supply of sufficient quantities of gas and a satisfactory pressure level required for the operation of equipment installed at major consumers.

LP gas network is supplied with gas from a PRMS which is located at the MP distribution network. They measure gas quantities and reduce the pressure to the LP gas network operating pressure.



7.2.2 Consumer connections

Consumer connection starts at the connection point to the street pipeline.

In an LP gas network, the connection ends either with an external main isolation valve and a built-in facade cabinet (meter and pressure regulator) or a basement connection isolation valve located immediately upon connection entering the basement.

LP gas networks can be provided in old city centres and inner parts of towns when the dominating building structure (such as townhouses) prevents the gasification with medium pressure because of the specific installation of façade cabinets. The cabinets could come in the immediate vicinity of the pavement and the edge of the public road surfaces and could be in immediate danger of damage. In addition, culture-protective requirements could prevent the installation of façade cabinets.

For the MP gas network, the consumer connection ends with the external main isolation valve and a surface-mounted facade cabinet with a pressure reducer.

7.3 Potential gas distribution networks

To optimize the reach of gas system development a technical assessment of gas distribution networks in suitable settlements was performed.

To estimate the cost of the distribution systems the distribution pipelines length in the distribution system is necessary. The process of identifying potential natural gas distribution areas considered more densely populated parts of municipalities as the development of a gas network is generally not cost-effective in remote, less populated villages. For selected parts of the municipality, a presumption of 100% coverage²⁴ was made, i.e. connection to the network was provided to each household or other consumer (services, industry), by placing the network in every street, toward each potential consumer. Distribution systems were developed by hand using Google Earth software, Open Street View, relevant topographic maps and other available documents. For these planned distribution networks, the total length of the network per municipality was calculated. Provisional network layouts in assessed distribution areas are provided in **Annex 3**²⁵.

²⁴ Settlement coverage in reality is rarely 100%, however due to expected growth of urban parts of settlements (where gasification is envisaged), gas network would be expanded beyond current urban settlements, thus, an estimate of 100% of today's size of urban settlements is reasonable.

²⁵ Figures provided in Annex 3 are for illustrative purpose only. These distribution network layouts have been created with the sole purpose of estimating the potential length of the distribution network and should not be used for other purposes.

7.4 Preliminary distribution networks CAPEX and OPEX estimates

Previous technical analysis was carried out in order to calculate the required capital investment for each distribution area. From the technical point of view, the preliminary unit cost for a gas distribution networks is defined as an average price of 90 €/m'.

Capital investment costs (CAPEX) are provided in **Table 22** based on the total length of each developed network, the average unit price per meter of the pipeline, and the cost of the required facility on the distribution system which typically is the pressure reduction and metering station (PRMS) including odorising station (OS).

TABLE 22 – CAPEX FOR ALL INITIALLY DEVELOPED DISTRIBUTION NETWORKS

Municipality	District	Length of Distribution network (km)	CAPEX for MRS (€)	CAPEX for Distribution network (€)	Total (€)	Total (mil €)
Prishtina	Prishtina	942	2.000.000	84.780.000	86.780.000	86,780
Fushë Kosovë	Prishtina		included above			0,000
Obiliq	Prishtina		included above			0,000
Prizren	Prizren	302	1.000.000	27.180.000	28.180.000	28,180
Ferizaj	Ferizaj	286	1.000.000	25.740.000	26.740.000	26,740
Pejë	Peja	157	600.000	14.130.000	14.730.000	14,730
Gjakovë	Gjakova	140	600.000	12.600.000	13.200.000	13,200
Gjilan	Gjilan	247	600.000	22.230.000	22.830.000	22,830
Podujevë	Prishtina	111	600.000	9.990.000	10.590.000	10,590
Mitrovicë	Mitrovica	258	600.000	23.250.000	23.850.000	23,850
Mitr. e Veriut	Mitrovica	52	0	4.650.000	4.650.000	4,650
Vushtrri	Mitrovica	113	600.000	10.170.000	10.770.000	10,770
Suharekë	Prizren	32	500.000	2.880.000	3.380.000	3,380
Glllogoc (Drenas)	Prishtina	46	500.000	4.140.000	4.640.000	4,640
Lipjan	Prishtina	104	500.000	4.680.000	5.180.000	5,180
Rahovec	Gjakova	66	500.000	5.940.000	6.440.000	6,440
Malishevë	Prizren	30	500.000	2.700.000	3.200.000	3,200
Skenderaj	Mitrovica	33	500.000	2.970.000	3.470.000	3,470
Viti	Gjilan	101	500.000	3.030.000	3.530.000	3,530
Deçan	Gjakova	35	500.000	3.150.000	3.650.000	3,650
Istog	Peja	29	500.000	2.610.000	3.110.000	3,110
Klinë	Peja	43	500.000	3.870.000	4.370.000	4,370
Kamenicë	Gjilan	82	500.000	7.380.000	7.880.000	7,880
Dragash	Prizren	21	500.000	1.890.000	2.390.000	2,390
Kaçanik	Ferizaj	32	500.000	2.880.000	3.380.000	3,380
Shtime	Ferizaj	50	500.000	4.500.000	5.000.000	5,000
Hani i Elezit	Ferizaj	21	0	1.890.000	1.890.000	1,890
Mamushë	Prizren	16	500.000	1.440.000	1.940.000	1,940
Total			15.100.000	290.670.000	305.770.000	305,770

8 ECONOMIC EVALUATION AND SYSTEM DEVELOPMENT OPTIONS

8.1 Introduction

In this chapter, we describe the methodology, the inputs, and the results of the economic assessment of the future gas transmission and distribution network in Kosovo. The gas demand and supply analysis resulted in the preliminary layout of the Kosovo gas transmission network, shown in **Figure 32**. The figure shows two main components of the future gas transmission network: the **SKOPRI pipeline** (blue) and the **Ring pipeline** (red). Municipalities (consumption points) where gas supply was envisaged are shown as yellow dots. There are in total 28 municipalities (consumption points) for which gas demand was provided. In addition, magenta lines show pipelines required to connect some distribution areas to the main transmission network.

Regarding the structure of gas demand, the following customer categories were assumed:

Household sector

Services sector

Industry sector

Power generation sector.

The Consultant developed gas demand estimates for each of these sectors: details are presented in Chapter 4. For all sectors, except for power generation, it was assumed gas will be introduced in 2026, while the power plant is expected to start operation in 2028. Regarding the power plant, it was assumed a new combined cycle gas turbine power plant is located in Prishtina municipality. **Figure 34** and **Figure 35** show absolute and relative shares of power and non-power generation sectors in total gas demand.

FIGURE 34 – ABSOLUTE SHARE OF GAS CONSUMPTION IN THE POWER SECTOR AND NON-POWER SECTOR

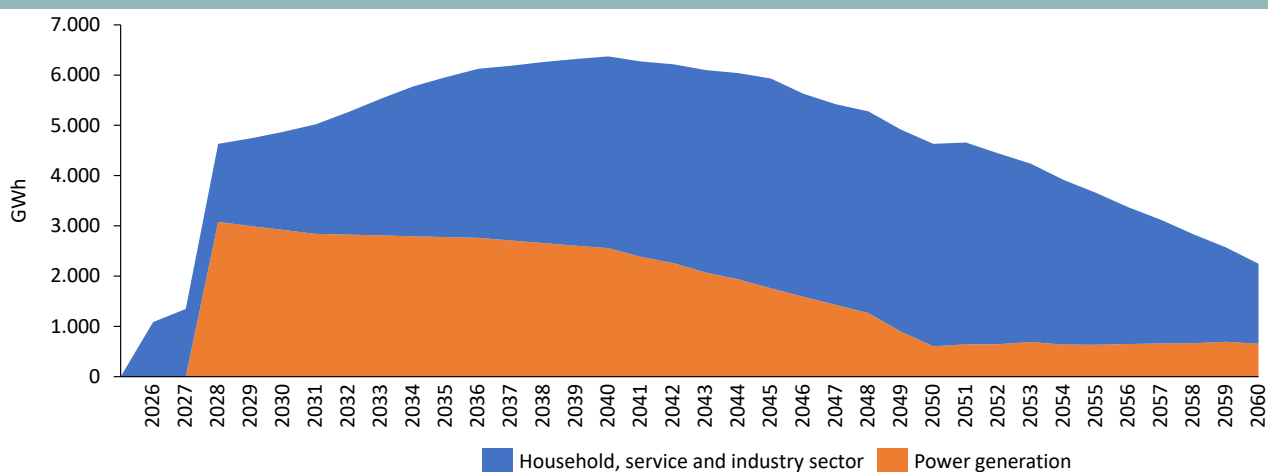
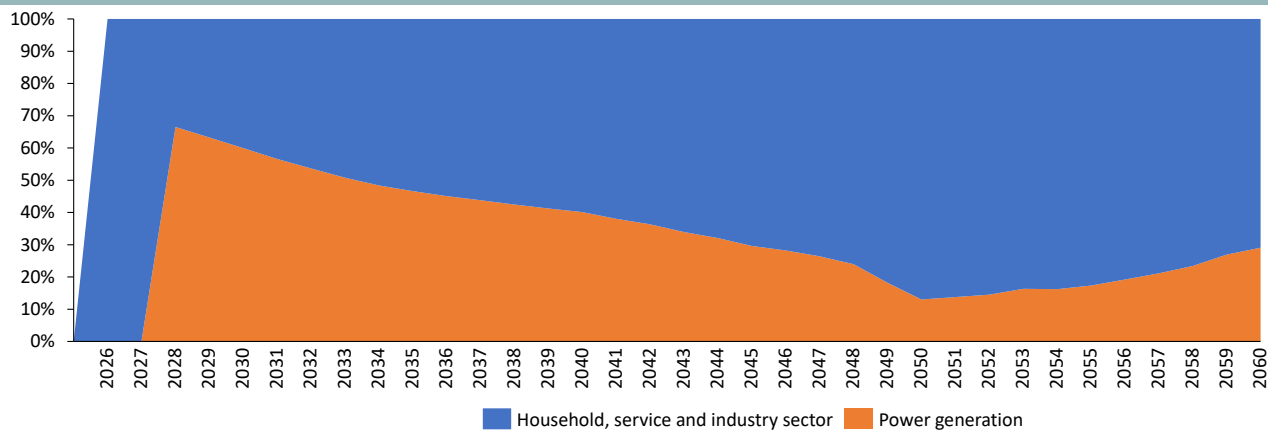
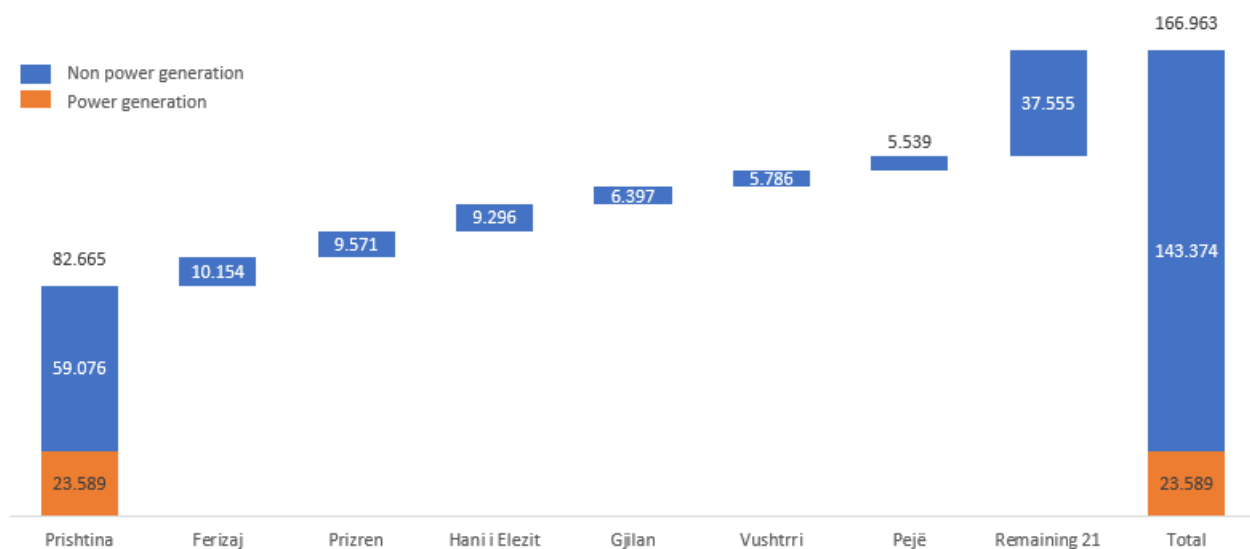


FIGURE 35 – RELATIVE SHARE OF GAS CONSUMPTION IN THE POWER SECTOR AND NON-POWER SECTOR



To determine where it will be feasible to develop the gas network, it is important to understand how much gas is expected to be consumed in each municipality. **Figure 36** shows most of the gas consumption occurs in a handful of municipalities. Out of 28 municipalities, seven municipalities constitute 78% of all gas consumption (including power generation gas consumption in Prishtina bar). Also see **Figure 14** for spatial distribution of demand.

FIGURE 36 – CUMULATIVE GAS DEMAND BY MUNICIPALITY DURING THE LIFE OF THE PROJECT (GWH)



8.2 Methodology

The principal assumption underpinning the economic evaluation of gas infrastructure in Kosovo is that gas transmission and distribution will be **regulated activities**. As discussed in the Tariff Study, the Consultant assumes that the **revenue cap** approach will be used to determine the allowed revenues for gas distribution and transmission. The goal of the analysis is to determine average gas distribution and transport tariffs in Kosovo and to assess the competitiveness of gas transmission and distribution tariffs²⁶.

The costs of gas distribution and transmission are driven primarily by two factors: the quantity of gas distributed or transported, and the costs associated with gas distribution and transport. Holding everything else constant, the higher the quantities of gas distributed and transported, the lower the gas tariffs, and vice-

²⁶ In this section tariffs represent average gas tariffs for the duration of the entire project.

versa. At the same time and holding everything else constant, the higher the costs associated with the gas distribution and transport (operating and capital costs combined) the higher the gas tariffs and vice versa. In summary, the level of gas tariffs is positively correlated with costs of gas distribution and transport and negatively correlated with the volume of gas distributed and transported. Furthermore, to assess whether it is economically feasible to supply a particular municipality with gas, one needs to determine the gas transmission and distribution costs separately.

To determine the gas distribution and transport costs, the Consultant used the following approach:

Distribution tariffs for each municipality were determined. The purpose of this analysis was to assess whether there is a sufficient gas demand in each municipality to justify the investment costs in developing the gas distribution network (**Step 1**).

Given that some municipalities are located away from the main transmission network, additional costs need to be incurred to connect these municipalities to the gas transmission network (costs related to pipelines marked in magenta in **Figure 32**). These costs were included in the costs for the development of the gas distribution network. The results of this analysis render some distribution areas not economically viable as they are located far away from the transmission network which results in a significant increase in capital expenditures. The result of this analysis is a selection of the municipalities that have competitive gas distribution tariffs. Following this step, the gas demand estimate is revised downward. Based on this gas demand the Consultant determines the viability of the gas transmission network (**Step 2**). The first two steps refer to the determination of the list of municipalities that are expected to have competitive gas distribution tariffs.

Analysis of the costs of gas transport is carried out using marginal cost analysis for SKOPRI and Ring pipelines. Marginal cost analysis implies that gas consumption that is located on a particular segment of the transport network has to cover the cost of development of that segment of the gas transport network. For example, consumers that are located on the SKOPRI pipeline must cover the costs of developing the SKOPRI pipeline. At the same time, consumers on the Ring pipeline are assumed to cover the costs of the development of the Ring pipeline only. Given that the SKOPRI pipeline is the backbone of the Kosovo gas transmission network, and that the Ring pipeline is an extension of the SKOPRI pipeline, in the marginal costs analysis, it is assumed that consumers on the Ring pipeline will pay for the use of the Ring pipeline only. The costs of the SKOPRI pipeline will be covered by SKOPRI users. While such an arrangement is not going to prevail in practice, it allows one to determine the incremental costs of developing the Ring pipeline and to compare tariffs on the Ring to tariffs on the SKOPRI pipeline. In addition to calculating the marginal gas transmission tariffs for the SKOPRI and the Ring pipeline separately, the Consultant also calculated the average gas transmission tariff that would prevail on the entire gas transmission network in Kosovo (SKOPRI + RING) (**Step 3**).

8.2.1 Gas distribution tariffs

To determine the gas distribution tariffs, the Consultant carried out an analysis of 25 potential distribution areas²⁷. Distribution system investment costs are assessed for each identified distribution area. The investment costs consist of:

Pipeline costs that are assumed to be identical for all municipalities and equal to 90 € per meter of pipelines. Cost of measuring and reduction stations (MRS), except for Hani and Elezit municipality where the cost is included in the cost of the transmission network.

²⁷ Note that Chapter 7.3 identifies 28 potential distribution areas. However, due to proximity, the Consultant merged municipalities Obiliq and Fushë together with Prishtina. Furthermore, municipality Vushtrri has been considered together with Mitrovicë as Vushtrri has an acceptable level of distribution tariff that cannot be completed without section to Mitrovicë. These mergings resulted in 25 distribution areas for analysis.

Operating costs are estimated at 2% per annum of total investment costs.

Summary of the investment costs in the distribution network are presented in **Table 22** in the previous chapter.

In the process of determining the gas distribution tariffs, the Consultant made the following assumptions:

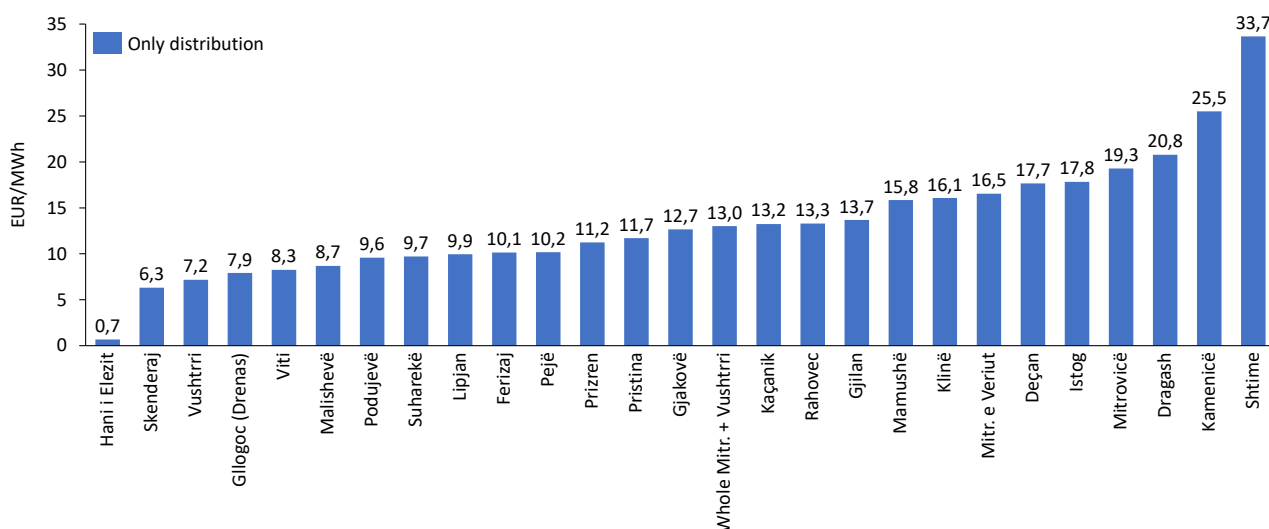
Given that the energy regulatory office of Kosovo (ERO) has not published the weighted average cost of capital for gas distribution and transmission activities, the Consultant used a value that is implemented for electricity transmission and distribution activity. In particular, the Consultant assumed the value for **real** weighted average costs of capital in the amount of 8,3% p.a., according to the ERO decision. V_1018_2018.

Given that the demand is expected to grow over time, it is assumed that the gas distribution network is gradually built over 5 years.

Development of the distribution networks will start concurrently in all distribution areas, i.e., construction of distribution networks will start in 2025 and end in 2031 in all municipalities.

Based on the above assumptions, **Figure 37** provides values of distribution tariffs for analysed municipalities. These tariffs represent the values corresponding to the development of the distribution network only (step 1). Note that distribution area Whole Mitrovica + Vushtrri consists of Vushtrri and both Mitrovicë: Mitrovicë and Mit. e Veriut.

FIGURE 37 – ESTIMATE OF DISTRIBUTION TARIFFS



As **Figure 32** shows, some distribution areas are located away from the main transmission pipeline (both from SKOPRI and Ring). It is assumed that costs related to connecting these gas distribution networks to the gas transmission network should be added to their distribution development costs. Therefore, for the following distribution areas additional pipeline costs related to the connection to the gas transmission network were added to the costs of development of distribution networks:

On the Skopje-Prishtina gas transmission pipeline (pipeline marked in blue on **Figure 32**):

Hani i Elezit: 2,7-kilometer segment from BVS Hani i Elezit to PRMS Hani i Elezit (Sharrcem)

Kaçanik: 4-kilometre segment from BVS Kaçanik to PRMS Kaçanik

Gjilan: 24,9-kilometre segment from TTS/RMS Ferizaj to PRMS Gjilan

Kamenicë: 26-kilometre segment from PRMS Gjilan to PRMS Kamenicë

Shtime: 16,7-kilometer segment from PTS/PRMS Ferizaj to PRMS Shtime

Podujevë: 33-kilometer segment from PRMS Prishtina 2 to PRMS Podujevë

On the Kosovo ring pipeline (pipeline marked in red on **Figure 32**):

Mitrovicë: 16,5-kilometre segment from PTS/PRMS Skenderaj to PRMS Mitrovica

Vushtrri: 7,2-kilometre segment from PRMS Mitrovica to PRMS Vushtrri

Klinë: 25-kilometre segment from PTS/PRMS Peja to PRMS Klinë

Rahovec: 8-kilometer segment from BVS Krushë e Medhe to PRMS Rahovec

Malishevë: 12-kilometer segment from PRMS Rahovec to PRMS Malishevë

Mamushë: 8-kilometer segment from PRMS Suhareka to PRMS Mamushë

Dragash: 26-kilometer segment from PTS/PRMS Prizren to PRMS Dargash

Table 23 shows the structure of costs for developing the gas distribution network. It includes the costs of developing only the distribution network in each municipality together with the cost and length of the segment required to connect the distribution network of a municipality to the transmission network.

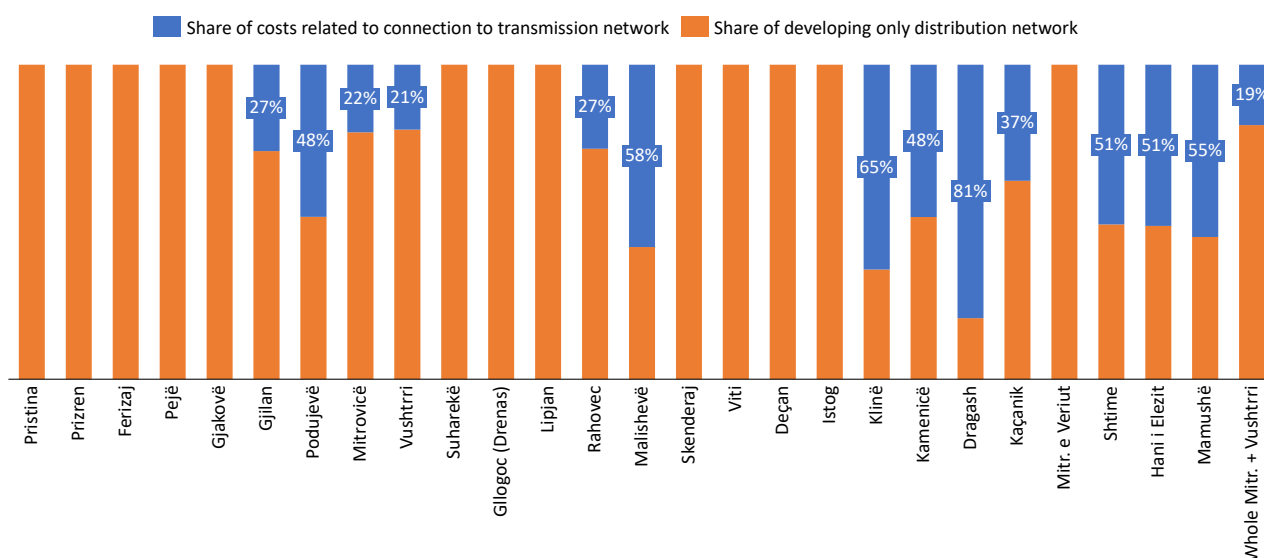
TABLE 23 – TOTAL COST OF DEVELOPING DISTRIBUTION NETWORK

No.	Municipality	District	The total cost of developing the distribution network			
			Distribution	Connection to transmission		Total costs
			Costs [mln €]	Length [km]	Costs [mln €]	Costs [mln €]
1	Prishtina	Prishtina	86,78	-	-	86,78
2	Prizren	Prizren	28,18	-	-	28,18
3	Ferizaj	Ferizaj	26,74	-	-	26,74
4	Pejë	Peja	14,73	-	-	14,73
5	Gjakovë	Gjakova	13,20	-	-	13,20
6	Gjilan	Gjilan	22,83	24,90	8,65	31,48
7	Podujevë	Prishtina	10,59	33,00	9,93	20,52
8	Mitrovicë	Mitrovica	23,85	16,50	6,55	30,40
9	Vushtrri	Mitrovica	10,77	7,20	2,81	13,58
10	Suharekë	Prizren	3,38	-	-	3,38
11	Glogoc (Feronikal)	Prishtina	4,64	-	-	4,64
12	Lipjan	Prishtina	5,18	-	-	5,18
13	Rahovec	Gjakova	6,44	8,00	2,35	8,79
14	Malishevë	Prizren	3,20	12,00	4,42	7,62
15	Skenderaj	Mitrovica	3,47	-	-	3,47
16	Viti (Smire)	Gjilan	3,53	-	-	3,53
17	Deçan	Gjakova	3,65	-	-	3,65
18	Istog	Peja	3,11	-	-	3,11
19	Klinë	Peja	4,37	25,00	8,16	12,53

20	Kamenicë	Gjilan	7,88	26,00	7,41	15,29
22	Dragash	Prizren	2,39	26,00	9,92	12,31
23	Kaçanik	Ferizaj	3,38	4,00	1,98	5,36
24	Mitr. e Veriut	Mitrovica	4,65	-	-	4,65
25	Shtime	Ferizaj	5,00	16,70	5,16	10,16
27	Hani i Elezit	Ferizaj	1,89	2,70	1,99	3,88
28	Mamushë	Prizren	1,94	8,00	2,35	4,29
Total			305,77	210	71,69	377,46

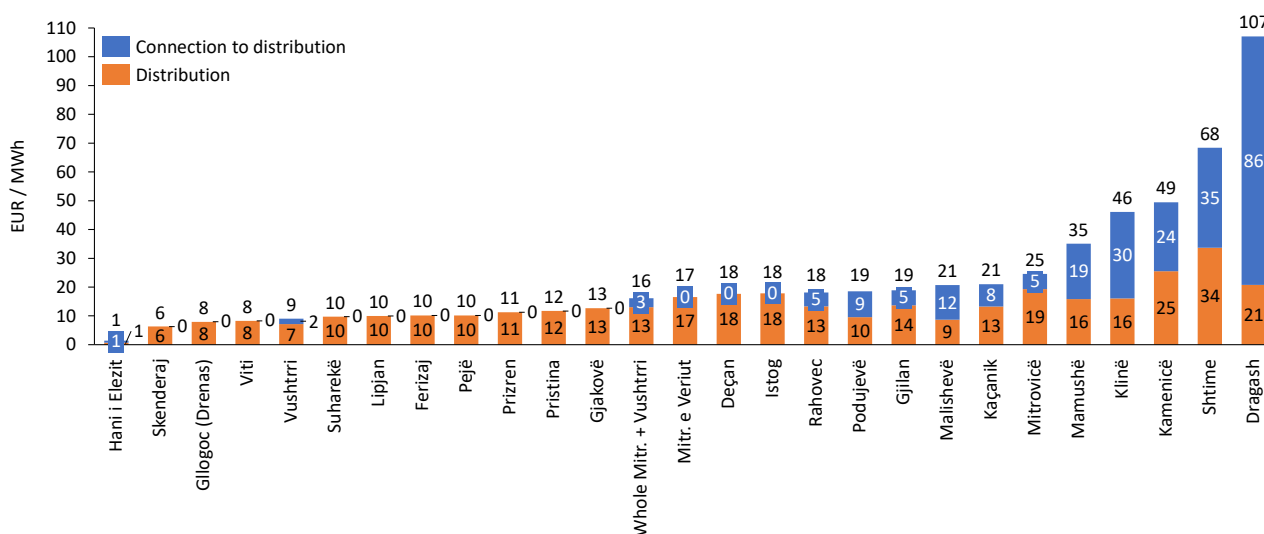
Figure 38 shows the structure of costs of developing the gas distribution network. The figure shows that for some municipalities, the share of costs related to the connection to the gas transmission network represents a significant component of the total distribution network development costs. Also, as was the case in **Figure 37**, in this figure costs of both Mitrovica and Vushtri were combined to represent a single distribution area (indicated as Whole Mitr. + Vushtri in **Figure 38**). In addition, both Mitrovica were combined (Mitrovicë and Mitr. e Veriut).

FIGURE 38 – STRUCTURE OF INVESTMENT IN DISTRIBUTION NETWORK



Based on the above analysis, the total unit cost of developing a gas distribution networks is calculated and shown in **Figure 39**. As **Figure 39** shows, a large distance from the main transmission networks significantly increases per MWh costs ("distribution tariff") of gas distribution network.

FIGURE 39 – ESTIMATE OF TOTAL DISTRIBUTION TARIFFS



To determine the distribution areas where it is economically feasible to develop a gas distribution network, it was necessary to define whether the prevailing average gas distribution tariffs are cost-competitive. To assess the cost competitiveness of future gas distribution tariffs in Kosovo, the Consultant compared the calculated distribution tariff values to the prevailing gas distribution tariffs in Croatia. Croatia was chosen for the following reasons:

Gas distribution is an activity that is conducted separately from the gas transmission, and retail. In other words, gas distribution prices (tariffs) are clearly defined and transparent.

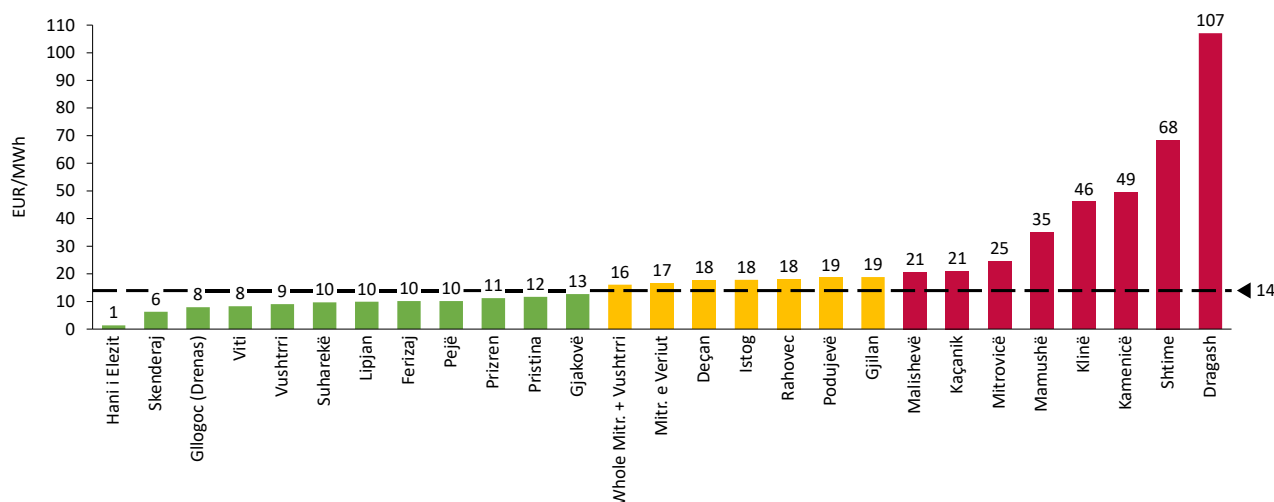
A gas distribution network has been developed over a long period. This implies there are gas distribution networks (areas) that are in operation for several decades (continental part of the country) but also distribution networks that were developed during the last decade (mainly coastal sections of the country).

The weighted average gas distribution tariff for all distribution areas in Croatia in 2020 was 6,68 €/MWh, ranging from 4 €/MWh to 13,3 €/MWh²⁸. Therefore, in the preliminary analysis, the Consultant assumed only those distribution areas with effective gas distribution tariff (which includes connection to the gas transmission network) of 14 €/MWh or less would be economically feasible. As a result, the following 11 distribution areas have an acceptable level of gas distribution tariffs, i.e. below 14 €/MWh: Prishtina, Prizren, Ferizaj, Pejë, Gjakovë, Vushtrri, Suharekë, Drenas, Lipjan, Skenderaj, Viti, Hani i Elezit.

Moreover, six additional municipalities had tariffs between 14 €/MWh and 20€/MWh. While these tariffs were above the predefined threshold, the Consultant included these municipalities as potential gas demand centers. The rationale for including these municipalities is that their distribution tariff, while being above the predefined threshold of 14 €/MWh, is still not excessively high and Kosovar authorities might still decide to develop gas distribution network in those municipalities (either via pipeline gas or LNG/CNG). These six gas demand centers include municipalities: Gjilan, Podujevë, Rahovec, Deçan, Istog, Mitr. e Veriut and Whole Mitrovica plus Vushtrri. This last consumption center was created by combining the whole of Mitrovica with Vushtrri municipality. While Vushtrri municipality had an acceptable level of gas distribution tariffs (9 €/MWh), Mitrovica did not (25 €/MWh), while Mitr. e Veriut did (17 €/MWh). On the other hand, when these two municipalities were taken together, their combined gas transmission tariff was above 14 €/MWh but still below 20 €/MWh (16,2 €/MWh). **Figure 40** provides the list of feasible gas distribution areas in green. The following distribution areas represent over 90% of non-power sector demand. This concludes the analysis outlined in Step 2.

²⁸ Source: Croatian Energy Regulatory Agency, Annual report, 2020 available at https://www.hera.hr/hr/docs/HERA_izvjesce_2020.pdf

FIGURE 40 – ESTIMATE OF TOTAL DISTRIBUTION TARIFFS



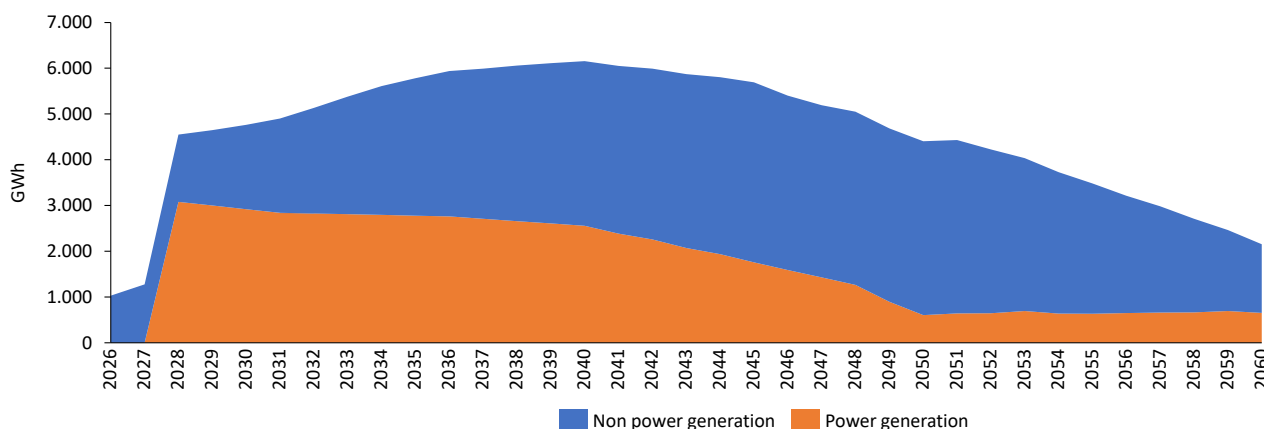
To summarize, the necessary layout of the gas transmission system to enable the gasification of the distribution areas for which the Consultant determined acceptable levels of gas distribution tariffs (green and yellow) are given in the following figure.

FIGURE 41 – DISTRIBUTION AREAS WITH COMPETITIVE GAS DISTRIBUTION TARIFFS



Based on the above analysis of the feasible and borderline distribution areas (green and yellow as in **Figure 40**) and gas demand projections for power generation, **Figure 42** provides feasible gas demand for the gas sector in Kosovo. As the figure shows, power generation represents a significant share of gas demand which slowly declines due to transformation of Kosovo energy sector.

FIGURE 42 – FEASIBLE GAS DEMAND



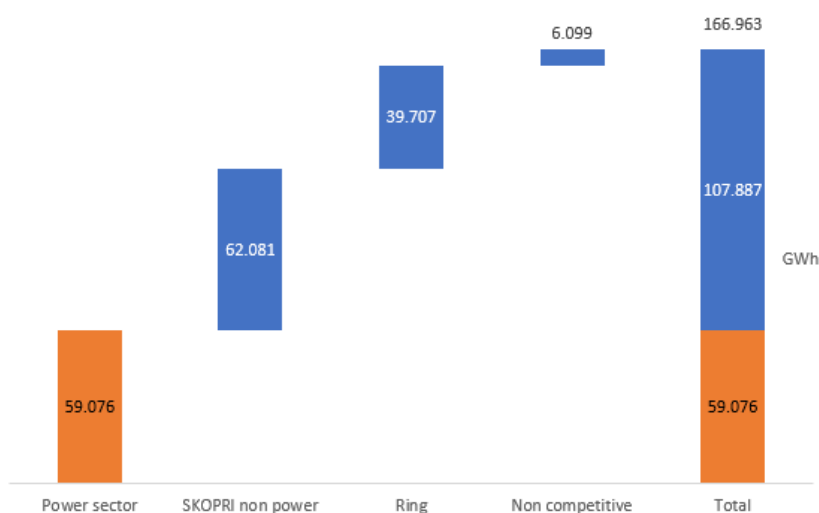
8.2.2 Transmission tariffs

The planned transmission network in Kosovo consists of two segments: SKOPRI and Ring. SKOPRI pipeline represents the construction of the pipeline from the Kosovo border to Prishtina (marked in blue), while the Ring pipeline represents the development of the loop gas network (marked in red), depicted in **Figure 32**. In this chapter, we calculate the gas transmission tariffs for 1) SKOPRI segment, 2) Ring segment, and 3) combined SKOPRI and Ring segment. The purpose of such an analysis is to determine the marginal cost of developing each gas transmission pipeline segment.

To carry out the analysis, the Consultant determined the allowed revenue that would prevail under the development of each segment. Based on the allowed revenue and the forecasted gas transmission volumes, the Consultant calculated an average tariff assuming the revenue cap regulatory approach is used, as indicated in the chapter on the methodology. Regarding the gas volumes used in the calculation of gas transmission tariffs, note that in the chapter on gas distribution tariffs some municipalities for which potential gas demand was calculated were considered to have non-competitive gas distribution tariffs, and were hence excluded.

Figure 43 shows the shares of gas consumption for SKOPRI non-power sector, power sector, Ring section, and municipalities that were deemed to have non-competitive gas distribution tariffs, and whose gas demand was not taken into consideration when determining the average gas transmission tariffs for the whole duration of the project (years 2026-2060). In terms of the dynamics of the development of the gas transmission network, it is assumed that the transmission network would be operational in 2026.

FIGURE 43 – CUMULATIVE GAS QUANTITIES USED IN CALCULATION OF AVERAGE TRANSMISSION TARIFFS DURING THE LIFETIME OF THE PROJECT



Once the tariffs for three distinctive options (only SKOPRI segment, only RING segment, and combined RING and SKOPRI segment) are calculated, it is necessary to assess their competitiveness. In **Table 24** we report average gas transmission tariffs for selected European countries. These tariffs are calculated in the same manner as the average tariffs for different transmission pipeline network segments in Kosovo. For each of these European countries official data on the allowed revenue was collected with the amount of gas transported through the gas transmission pipeline. The average gas transmission pipeline tariff was calculated as the ratio of allowed revenue and quantity of gas transported through the gas transmission pipeline.

In the following three subchapters we provide the results of the calculations of gas transmission tariffs for SKOPRI, Ring, and the combined SKOPRI and Ring pipeline. A separate analysis of SKOPRI and Ring pipeline allows one to assess the contribution to the overall gas transmission tariffs of each transmission pipeline segment and to shed light on the possible dynamics of the development of the gas transmission network.

TABLE 24 – AVERAGE TARIFFS IN SELECTED EUROPEAN COUNTRIES

Country	Company	Year	Allowed revenue [mln €]	Gas volume [GWh]	Average tariff [€/MWh]
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6] = [4] / [5]
Croatia	Plinacro Ltd.	2021	54,5	32.481	1,68
Slovenia	Plinovodi d.o.o.	2020	34,7	16.783	2,07
Hungary	FGSZ	10/2019-9/2020	186	180.790	1,03
Romania	SNTGN Transgaz SA	10/2019-9/2020	255,7	133.613	1,91
Greece	DESFA	2020	101,1	67.370	1,50
N. Macedonia	GAMA AD	2022	6,50	2.252	2,89

Source: ACER, N. Macedonian regulatory agency

8.2.2.1 Gas transmission tariffs for the development of the SKOPRI pipeline

Gas transmission pipeline SKOPRI assumes investments of 72,3 million € (see **Table 21**) for the Kosovo section. The SKOPRI pipeline would provide natural gas to the gas power plant located in Prishtina and to the following distribution areas: Hani i Elezit, Viti (Smire), Ferizaj, Gjilan, Lipjan, Prishtina (includes Prishtina, Fushë Kosovë and Obiliq), and Podujevë.

The prevailing gas transmission tariff for the SKOPRI pipeline is 2,16 €/MWh²⁹. Compared to gas transmission tariffs in the region (shown in **Table 24**), this is a relatively competitive tariff. Nevertheless, what should be stressed is that in the absence of the gas power plant, the resulting tariff would be significantly higher and would amount to 5 €/MWh.

8.2.2.2 Gas transmission tariff for the development of Ring pipeline

The ring gas transmission pipeline has been budgeted at 93,5 (see **Table 21**) million €. Based on the optimization of the distribution areas, the following municipalities are expected to be connected to the Ring pipeline (green and yellow): Drenas (Feronikal), Skenderaj, Mitrovicë, Mit. e Veriut, Vushtrri, Istog, Pejë, Deçan, Gjakovë, Rahovec, Suharekë, and Prizren.

The resulting gas transmission tariff for the Ring transmission pipeline is 10,3 €/MWh. It should be remembered that this tariff represents a marginal tariff. What this means is that this tariff would be charged to the users of the Ring pipeline only with the purpose to recover the costs of the development of the Ring pipeline. While

²⁹ Taking into account DN600 SKOPRI sized for more broad gasification. Note that in case of no construction of gas ring, the gas quantities and required dimensions of SKOPRI pipeline would be lower further reducing the tariff.

this scenario is unlikely to occur in real life situation, it allows one to assess the true cost of developing the Ring pipeline.

When compared to gas transmission tariffs in the neighbouring countries, this is an extremely high tariff level. The reason for this high gas transmission tariff level is relatively low forecasted consumption and high investment costs. For illustration, **Table 25** shows the comparison of specific investment cost for SKOPRI and for Ring separately.

TABLE 25 – COMPARISON OF INVESTMENT COSTS AND CUMULATIVE GAS DEMAND FOR SKOPRI AND RING PIPELINE			
Section	Investment	Cum. gas demand	Investment intensity
	000 €	GWh	€/GWh demand
SKOPRI	72.278	121.157	597
Ring	93.544	39.707	2.356

8.2.2.3 Gas transmission tariffs for the development of the entire gas transmission network (SKOPRI and Ring combined).

If the Kosovo authorities decide to build the entire gas transmission network, it will consist of SKOPRI and Ring segments with the corresponding gas consumption areas as identified in the preceding two subchapters. The resulting gas transmission tariff for all municipalities would be 3,9 €/MWh. While this tariff is not entirely excessive, **Table 24** shows that such a tariff would be the highest among observed countries in the region.

8.2.2.4 Limited development of Ring pipeline

As the above analysis of the Ring pipeline has shown, the construction of the entire Ring pipeline almost doubles the transmission system tariff. Therefore, the Consultant analysed a limited expansion of the Ring pipeline. This implies that an analysis of the extension of the SKOPRI pipeline is carried out. Extension of the SKOPRI pipeline is conducted in two directions:

Extension from the north of SKOPRI: the municipalities in the north of Kosovo are consecutively added as long as the feasibility criteria is fulfilled, i.e. Ring pipeline is developed starting from Prishtina towards Mitrovica, Istog, Gjakove, Prizren, and Suharekë.

Extension from the south segment of SKOPRI: municipalities west of Ferizaj are consecutively added as long the feasibility criteria is fulfilled, i.e., Ring pipeline is developed starting from Ferizaj towards Prizren, Deçan, and Mitrovicë.

Table 26 provides overall average tariffs (for all users) resulting from the limited expansion of the SKOPRI pipeline. The table shows that the lowest overall gas transmission tariff is obtained when the SKOPRI pipeline is expanded to include Drenas (Ferronikeli). This tariff is even lower than the one for the SKOPRI pipeline. The additional extension might include Mitrovica and Vushtrri area: in this case, the tariff would still be lower than in the case of the SKOPRI pipeline. Any other extension of the Ring pipeline would increase the gas transmission tariffs.

TABLE 26 – OVERALL AVERAGE GAS TRANSMISSION TARIFFS FOR STAGED DEVELOPMENT OF KOSOVO GAS TRANSMISSION PIPELINE

	€/MWh			€/MWh
SKOPRI	2,16		SKOPRI	2,17
Drenas (Feronikal)	2,02		Suharekë	2,75
Skenderaj	2,24		Prizren	2,94
Mitrovica + Vushtri	2,10		Rahovec	3,14
Istog	2,39		Gjakovë	3,32
Peja	2,65		Decan	3,58
Decan	2,78		Peja	3,75
Gjakovë	2,99		Istog	4,08
Rahovec	3,14		Skenderaj	4,46
Prizren	3,29		Mitrovica + Vushtri	4,13
Suharekë	3,43		Glllogoc (Feronikal)	3,71

Note the difference between average overall tariff for the system with complete Ring (8.2.2.3) and the tariff for the system as given in **Table 26** results from missing closing section of the ring.

8.3 Gas transmission network costs

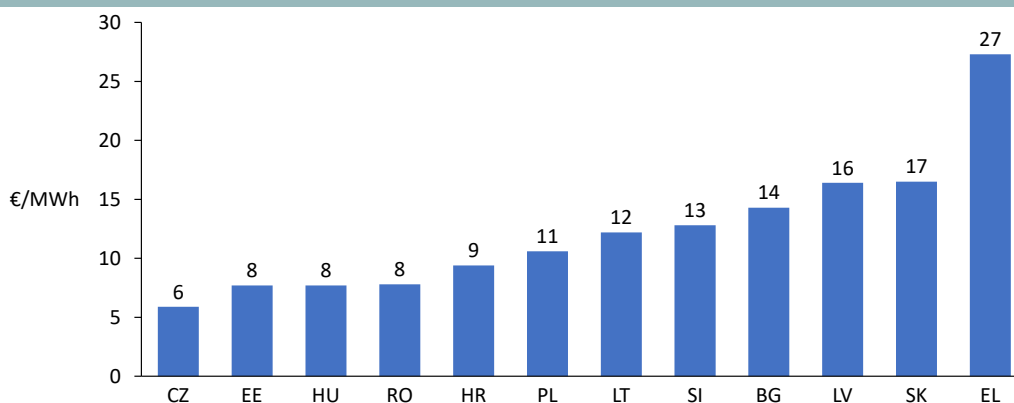
Total gas network costs for the supply of natural gas to the final consumers consist of gas transmission and distribution costs. Therefore, to gauge the competitiveness of the gas infrastructure, one needs to look at the total gas network costs, which consist of gas transmission and distribution costs. To be able to assess the competitiveness of gas network costs in Kosovo, the Consultant compares them to the gas network costs in selected European countries. **Figure 44** and **Figure 45** provide the values of total network costs for household and non-household consumers in selected European countries³⁰.

Figure 44 shows that the level of network costs for household consumers ranges between 8 €/MWh and 17 €/MWh, with Greece as an outlier with network cost of 27 €/MWh. **Figure 45** provides the same information for non-household consumers. It shows that the range of network costs for non-household consumers is between 3 €/MWh and 8 €/MWh. While the objective of the Gross domestic product Kosovo was not to determine the final pricing strategy for gas consumers, it is still possible to make the comparison to the data presented in the following two figures. For example, Hani I Elezit which is dominantly an industrial consumer, and which is located on the SKOPRI pipeline would face a total gas network costs of less than 4 €/MWh in case of development of SKOPRI pipeline only, or 5 €/MWh in case of the construction of the entire Ring.

Most of the other municipalities consist of household consumers, and **Figure 46** and **Figure 47** show their total gas network costs. It is clear that except for Podujevo and Giljan, all municipalities on SKOPRI pipeline would have competitive gas network tariffs as they are all below 15 €/MWh (**Figure 46**). If both Ring and SKOPRI pipeline would be built, the resulting network costs for most of the Ring municipalities would be relatively high. **Figure 48** shows geographical distribution of total network costs for considered distribution areas.

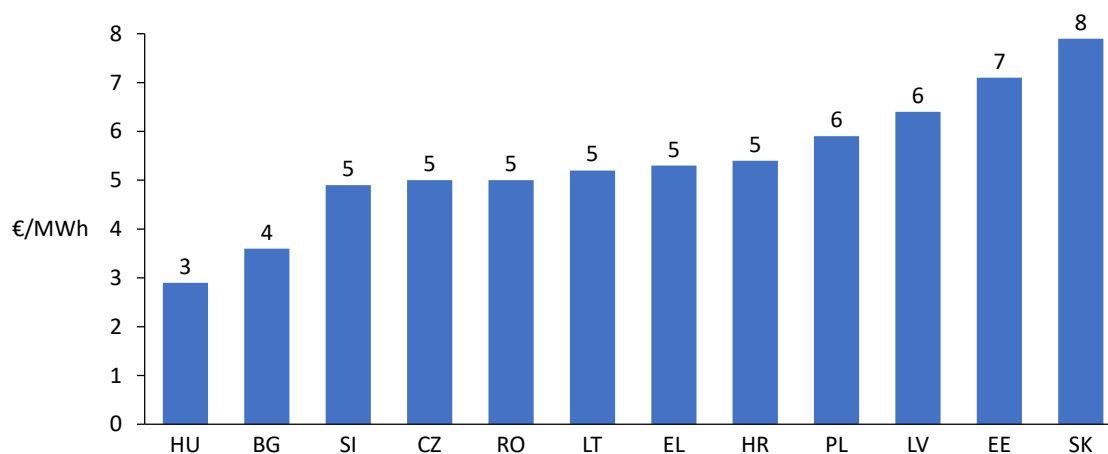
³⁰ Country abbreviations: Bulgaria-BG; Czechia-CZ; Estonia-EE; Greece-EL; Croatia-HR; Lithuania-LV; Latvia-LT; Hungary-HU; Poland-PL; Romania-RO; Slovenia-SI; Slovakia-SK.

FIGURE 44 – SELECTED EUROPEAN GAS NETWORK COSTS FOR HOUSEHOLD CONSUMERS



Source: EUROSTAT

FIGURE 45 – SELECTED EUROPEAN GAS NETWORK COSTS FOR NON-HOUSEHOLD CONSUMERS



Source: EUROSTAT

FIGURE 46 – GAS NETWORK COSTS FOR CONSUMPTION AREAS IF SKOPRI ONLY IS DEVELOPED

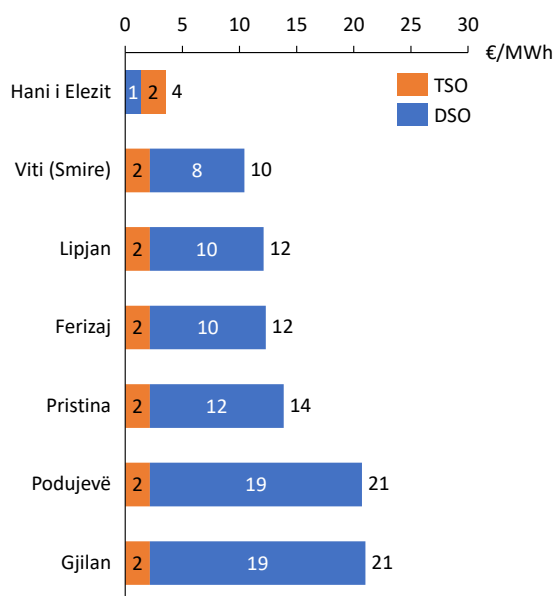


FIGURE 47 – GAS NETWORK COSTS FOR SELECTED CONSUMPTION AREAS IF SKOPRI AND RING ARE DEVELOPED

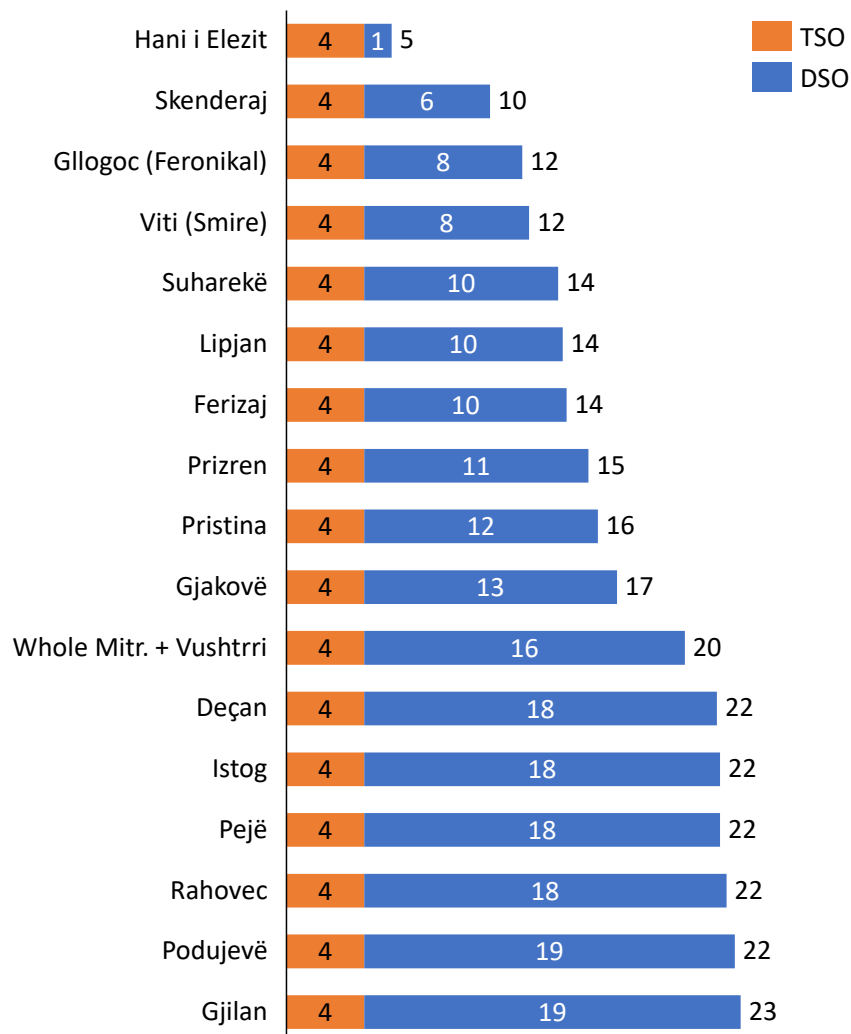
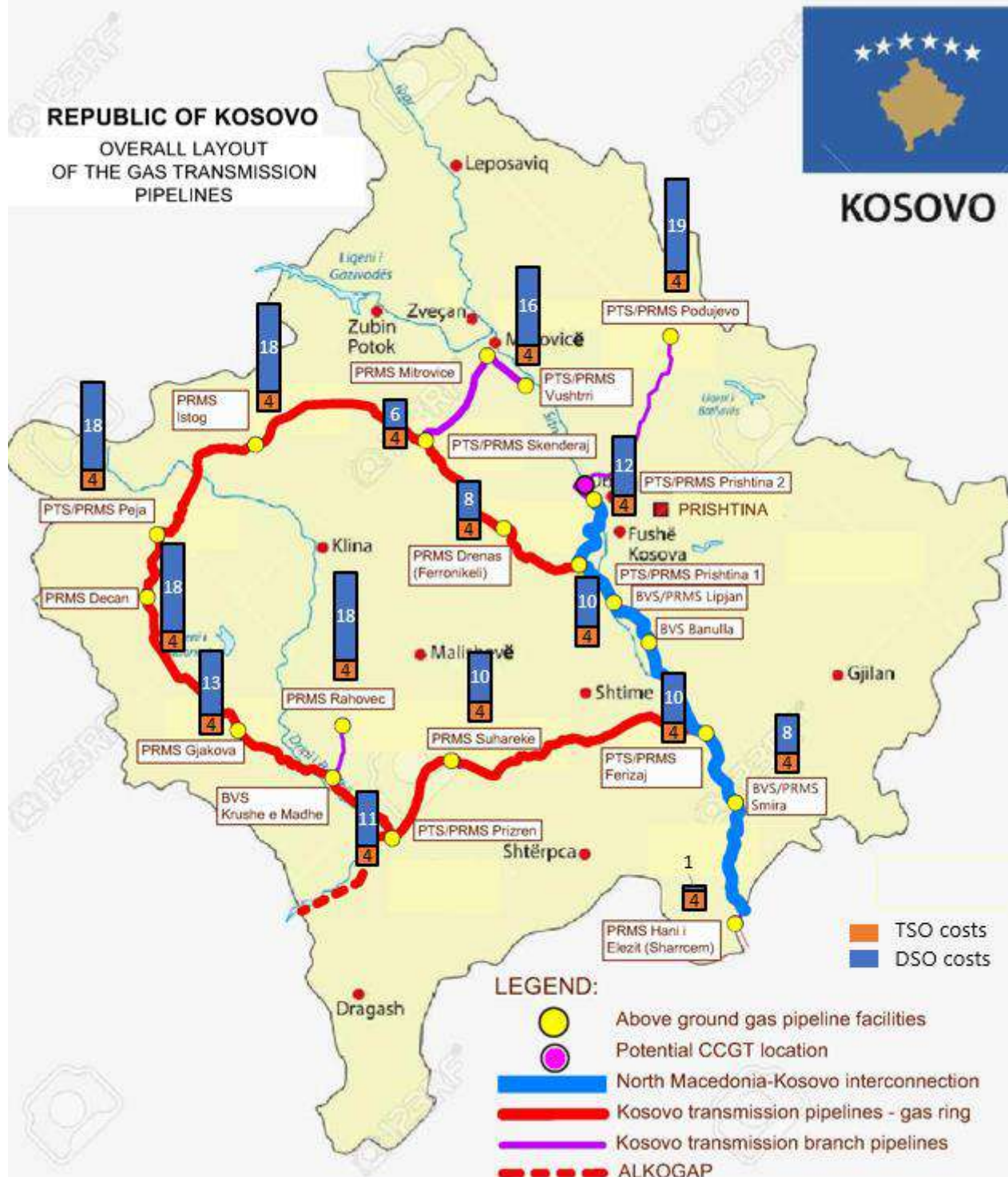


FIGURE 48 – GEOGRAPHICAL DISTRIBUTION OF GAS NETWORK COSTS FOR SELECTED CONSUMPTION AREAS IF SKOPRI AND RING ARE DEVELOPED



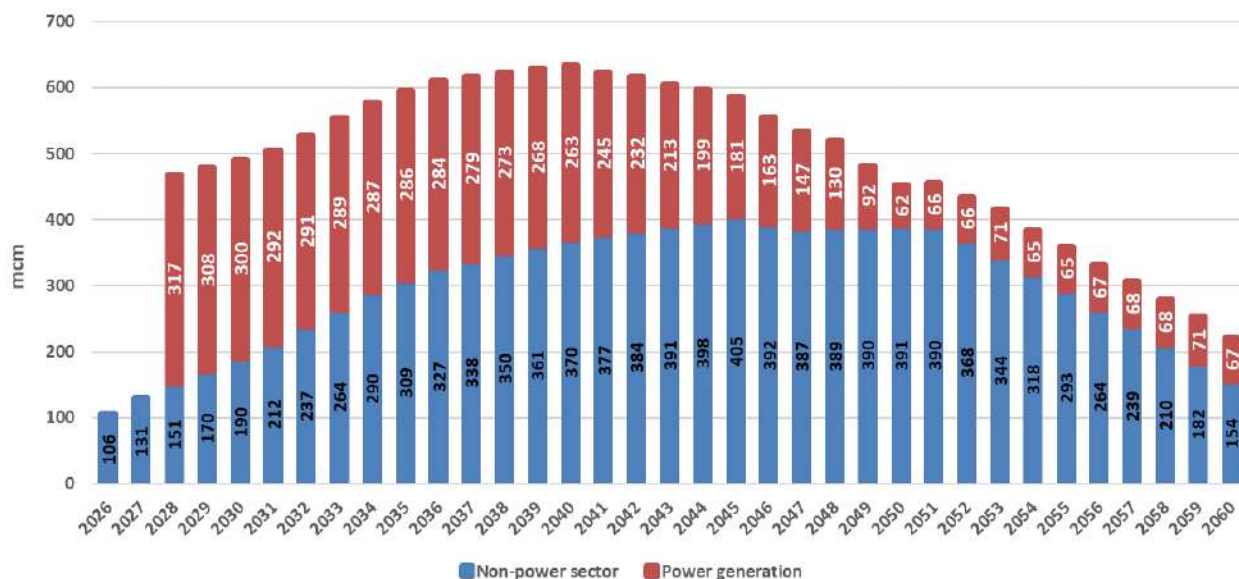
9 OPTIMIZED GASIFICATION SCENARIOS

9.1 Large gasification scenario

Large gasification scenario implies development of the SKOPRI and Ring pipeline together. In terms of the development areas, this scenario includes economically viable distribution areas as indicated in **Figure 48**; Hani I Elezit, Skenderaj, Drenas, Viti, Vushtrri, Mitrovica, Mitrovica e Veriut, Suharekë, Lipjan, Ferizaj, Pejë, Prizren, Prishtina (including Obiliq and Fushë Kosovë), Gjakovë, Deçan, Istog, Rahovec, Podujevë, and Gjilan.

The estimated peak hourly gas demand is 226 000 m³/h (135 000 m³/h for non-power sector and 91 000 m³/h for power sector) and is reached in 2045. The peak annual gas demand of 633 mcm is reached in 2040 (370 mcm in non-power sector and 263 for power generation), as illustrated in **Figure 49**.

FIGURE 49 – GAS DEMAND IN LARGE GASIFICATION SCENARIO



9.1.1 Transmission system parameters

The respective hydraulic calculation resulted in a MKD-KOS interconnection diameter DN600 and required inlet pressure of 41 bar in Skopje; (41 bar required for DN 600 to get 30 in the planned CCGT near Prishtina). Resulting pipe and hydraulic parameters and respective CAPEX are provided in **Table 27**.



TABLE 27 – RESULTS OF HYDRAULIC CALCULATIONS AND CAPEX FOR TRANSMISSION PIPELINES DEVELOPED IN LARGE GASIFICATION SCENARIO

	No	Municipality	District	Section	Length (km)	Diam. (inch)	Pressure at the end of the section (barg)	Total (mil €)
MKD-KOS interconnection	0	Republic of North Macedonia		MKD Conection point - MKD/KOS Border	27,0	24	37,94	N/A
	1-1	Hani i Elezit	Ferizaj	MKD/KOS Border - BVS Hani i Elezit	0,4	24	38,10	
	1-2	Kacanik	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - BVS Kacanik	7,5	24	36,92	
	1-3	Viti	Ferizaj	BVS Kacanik - Smire	9,8	24	37,24	18,859
	2	Ferizaj	Ferizaj	BVS/PRMS Smire - PTS/PRMS Ferizaj	14,2	24	36,25	13,212
	3	Ferizaj	Ferizaj	PTS/RMS Ferizaj - BVS Banulla	16,2	24		13,671
	4	Lipjan	Prishtina	PRMS Banulla - BVS/PRMS Lipjan	8,0	24	35,06	7,672
	5	Prishtina	Prishtina	BVS/PRMS Lipjan - PTS/PRMS Prishtina 1	6,7	24	34,76	6,636
	6	Obiliq	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PTS/PRMS Prishtina 2	12,7	24	34,55	12,228
	SUBTOTAL MKD/KOS Interconnection (w/o MKD section):				75,5			72,278
Gas ring	7	Shtime	Ferizaj	PTS/PRMS Ferizaj - PRMS Suharekë	39,6	10	33,30	19,623
	8	Suharekë	Prizren	PRMS Suharekë - PTS/PRMS Prizren	15,3	10	32,24	6,366
	9	Prizren	Prizren	PTS/PRMS Prizren - BVS Krushe e Madhe	13,3	10	32,23	6,369
	10	Gjakovë	Gjakova	BVS Krushe e Madhe - PRMS Gjakova	15,5	10	31,95	6,197
	11	Deçan	Gjakova	PRMS Gjakova - PRMS Decan	24,0	10	31,49	8,800
	12	Pejë	Peja	PRMS Decan - PTS/PRMS Peja	12,0	10	31,65	5,535
	13	Istog	Peja	PTS/PRMS Peja - PRMS Istog	24,0	10	31,95	10,995
	14	Skenderaj	Mitrovica	PRMS Istog - PTS/PRMS Skenderaj	28,0	10	31,76	12,598
	15	Glllogoc	Prishtina	PRMS Drenas - PTS/PRMS Skenderaj	17,7	10	31,76	8,675
	16	Fushë Kosovë	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PRMS Drenas	14,7	10	33,30	8,389
	SUBTOTAL Gas ring:				204,1			93,547
Transmission branches	17	Mitrovicë	Mitrovica	PTS/PRMS Skenderaj - PRMS Mitrovica	16,5	6	25,63	6,545
	18	Vushtrri	Mitrovica	PRMS Mitrovica - PTS/PRMS Vushtrri	7,2	6	25,00	2,808
	19	Ferizaj	Ferizaj	PTS/PRMS Ferizaj - PTS/PRMS Gjilan	24,9	6	33,51	8,653
	20	Rahovec	Gjakova	BVS Krushe e Madhe - PRMS Rahovec	8,0	4	31,28	2,352
	21	Podujevë	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 2 - PTS/PRMS Podujevo	33,0	4	20,30	9,927
	22	Hani i Elezit	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - PRMS Hani i Elezit (Sharrcem)	2,7	4	37,50	1,989
	SUBTOTAL Transmission branches (already in distribution costs, see Table 23):				92,3			32,273
TOTAL Kosovo Gas transmission system (w/o transmission branches):				279,6			165,83	

Total distribution network CAPEX is estimated at 377,46 mln €, as provided in **Table 23**. Together with estimated 165,83 mln € of investments in the transmission network, the overall CAPEX in this scenario is 543 mln €.

9.1.2 Economic and tariff calculations

Large gasification scenario implies average gas transmission tariff of 3,9 €/MWh. Economic and tariff calculations for scenario have been described in more details in Section **8.2.2.3**. Gas distribution tariffs are provided in **Figure 47**. On the other hand, if we assume that all municipalities are part of the same distribution area and have the same distribution tariff, then the average distribution tariff for the municipalities is 11,5€/MWh, which in addition to the gas transmission costs of 3,9 €/MWh gives a total network cost of 15,4€/MWh.

9.1.3 Environmental considerations

Environmental and social team was involved in the process of GDP preparation from the start of pipeline route definition. Close collaboration with technical team was established and pipeline optimisation has been done. The environmental and social analysis was conducted in order to evaluate projects' potential environmental and social constraints, examine projects' and identify ways of improving project implementation by avoiding potential adverse environmental and social impacts from project activities and enhancing the positive impacts. From the beginning of the route consideration and analysis, EBRD mitigation hierarchy was applied, to avoid and if not possible, to minimize and mitigate all identified impacts.

Throughout the process of routing and assessment, mitigation hierarchy approach was adopted, avoiding environmental or social impacts of the project from the outset of development activities wherever possible.

One of the main goals was avoidance of physical resettlement (urban areas) and significant impacts on biodiversity and cultural heritage, as well as minimisation of economic resettlement.

The environmental and social analysis has been done for the large gasification scenario, and this is applicable to the small gasification scenario, as well.

Based on the description of the main characteristics of GDP, it was concluded that the main impacts can be expected from the development of the gas pipeline network, and accordingly, the SEA Report focuses on analysing possible impacts on certain parts of the environment within the proposed pipeline transport corridors.

The development of the gas pipeline distribution system has not been analysed in detail in the SEA, as they are mostly placed under public roads, in parallel with other communal infrastructure elements, respecting the rules and standards of distance from buildings, other above-ground facilities and parallel underground utilities. from them.

An overview of the state of the environment, including any problems if present is assessed within the SEA report. Existing problems are also detected in the available national strategies and other documents dealing with environmental issues. Following them, environmental protection objectives have been determined to encourage the solution of these problems. During the analysis of the available documentation, no significant existing environmental problems were identified that would be limiting for the construction of the gas pipeline, nor problems that could significantly worsen the construction of the gas pipeline. However, the existing environmental problems on which the environmental protection objectives are determined, have been presented In the SEA report, as well.

The analysis of compliance of GDP implementation with environmental protection objectives is presented in **Table 28**.

TABLE 28 – GDP IMPLEMENTATION WITH ENVIRONMENTAL PROTECTION OBJECTIVES COMPLIANCE ANALYSIS

Environmental issue	Environmental protection objective	Comment
Air and existing emissions load	Improvement of air quality by means of reducing polluting substances emission (SO ₂ , NO _x , PM, CO ₂ , HCl, HF) from industrial/energy plants by means of transition to fuels with lower content of carbon, e.g., natural gas.	GDP implementation can accomplish realization of this environment protection objective if the gasification extends to industrial plants, as well. Planned gasification may lead to locally improved quality of air in urban places.
Climate and climate change	Prevent transboundary transmission of air pollution Protect structures and plants from flooding and extreme precipitation	National list of indicators NK02 Annual precipitation (state indicator) NK03 Use of substances that damage the ozone layer (pressure indicator) NK04 trend of greenhouse gas emissions (pressure indicator) NK05 Projections of greenhouse gas emissions (pressure indicator)
Geomorphology Landscape	Preserve local values and landscape characteristics Improve landscape protection Enable landscape management and planning	Landscape impact is related to construction and maintenance of gas pipeline, causing rectilinear degradation of landscape physical structure, and the most visible are in the forests in the form of forest clearing. Construction is also causing alteration of natural terrain morphology, and it is most visible in case of crossing over water courses and at steep parts of mountainous terrain. Thus, it is necessary to avoid landscape areas of exceptional value and valuable landscapes, as well as, to organize canyon crossing in the manner not harmful for canyon slopes or basin of water courses.
Waters	Improve and preserve good condition of surface water bodies from chemical and environmental perspective and good condition of ground water from chemical perspective.	Development and use of gas pipeline network is expected to have no impact on the state of aquatic environment due to the fact that gas pipeline as infrastructure facility is not causing emission of waste matter. Possible adversary impact in the process of pipeline construction when crossing water courses shall be of strictly local and temporary character and shall have no adversary impact on the state of water, thus GDP is considered not to be in collision with water protection objectives. It is necessary to bypass zone I of sanitary protection of potable water springs in the process of detailed design of pipeline routes, since all activities are prohibited within this zone with the exception of activities related to water intake, water treatment and transport into water supply system. In addition to this, it is necessary to avoid sanitary protection 2 m belt from the axis of the main water supply pipework and 1 m from the axis of pipework for water supply of up to 200 inhabitants. Construction of structures, installation of devices and activities that may potentially pollute water in any possible manner or jeopardize stability of water supply pipeline is not allowed within the protection belt. There are no limitations related to construction and use of gas pipeline within sanitary protection zones II and III.
Soil and Agriculture	Reduce emission of harmful substances and particles into soil Protect agricultural soil of good quality	GDP implementation is not going to lead to harmful substances and particles emission into soil, nor occupy areas for free livestock use.



	Protect and ensure free area for livestock use Prevent soil erosion	Adversary impact on environmental objectives implementation is not expected due to the fact that pipeline routes were not planned to occupy significant amount of quality agricultural land. Depending on the terrain of planned routes, soil erosion is possible.
Biodiversity and Protected areas	Reduce direct pressure on forest and freshwater habitats and dry grassland and karst habitats, and ensures protection of hot spots of biological diversity Prevent spreading of invasive species	GDP implementation may create local pressure on forest habitats due to the necessity to ensure working and protective areas. In addition to this, local pressure on fresh water habitats is possible depending on selected methods of crossing water courses. Significant impact on karst habitats is not expected, except in the case that planned route is situated in the direct vicinity of speleological structures. Invasive species spreading may be expected in particular on parts of the route passing through forest habitats due to the task to maintain the protective corridor.
Forests and forestry	Contribution to management, preservation and sustainable development of forests and forestry	Construction of gas pipeline, or some of the pipeline routes, is not in any way in collision with generic forests and forestry development goals in Kosovo. Moreover, gas use as an alternative to liquid and solid fossil fuels that may contain high level of sulphur and cause high emission of dust matter (ashes) shall certainly cause reduction of pollution in atmosphere and encouraging sustainable management of forest resources shall impact increased use of biomass as carbon neutral source of energy. Forest area that will need to change use permanently for gas pipeline construction (an area of 5 m from each side of the gas pipeline axis) can in this case be considered insignificant, especially because these are coppice forests without significant economic value.
Cultural heritage	Protect archeological and architectural heritage	Although exceptionally significant adversary impact of gas pipelines on archaeological and architectural heritage is not expected, there are several conflict areas. The impact primarily reflects on potential devastation of discovered and undiscovered archaeological sites and devastation of cultural context, while direct destruction of architectural heritage is excluded due to the obligation to comply with regulations.
Human health	Reduce population exposure to communicable and respiratory diseases	Construction and use of gas pipeline shall not have the potential to cause increasement of communicable diseases and thus it shall not lead to health deterioration.
Population and settlements	Opportunities for the employment of the local population increasement Protect important tourism areas	Although significant impact on population is not anticipated (especially during the period of gas pipeline use and operation), impact on population may be expected in case of routes passing through or in the direct vicinity of populated areas due to occupying land. The impact is manifested in occupying construction area in the width of the safety pipeline zone (around 60 m) within which any further construction shall not be possible. In case of route planning in the manner that they pass in the direct vicinity of already constructed structures, causing damage to land and real estate owners related to reduction of value is possible. Special protection measures for protection of people and property shall be implemented in such cases, aiming at ensuring stability of the gas pipeline and avoiding potential accidents.

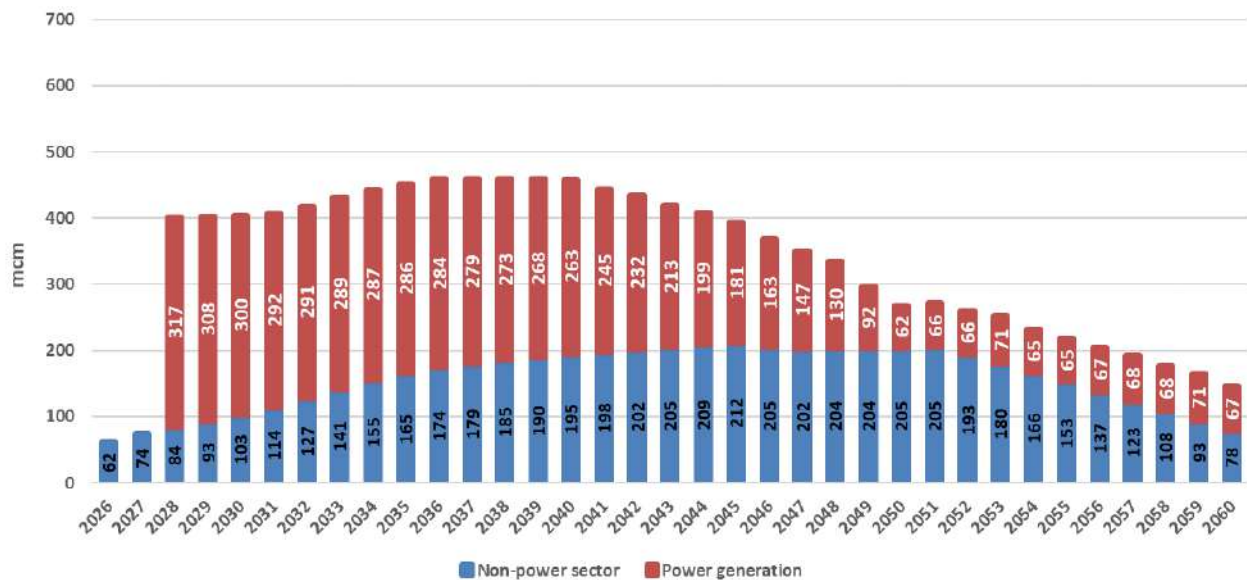
		SEIA has assessed and analysed if populated areas are placed within the gas pipeline route aiming at identifying conflict areas. GDP is not considered to be in collision with population protection and social objectives.

9.2 Small gasification scenario description

Small gasification scenario implies the development of the SKOPRI pipeline. In terms of the distribution areas, this includes: Ferizaj, Viti (Smira), Lipjan, Prishtina (including Obiliq and Fushë Kosovë), Drenas (Ferronikeli), and Hani I Elezit.

The peak hourly gas demand is 157 000 m³/h (66 000 m³/h for non-power sector and 91 000 m³/h for power sector), while the peak annual gas demand is 458 mcm, reached in 2036 (174 mcm in non-power sector and 284 for power generation), as illustrated in **Figure 50**.

FIGURE 50 – GAS DEMAND IN SMALL GASIFICATION SCENARIO



9.2.1 Transmission system parameters

Hydraulic optimization in this scenario resulted in SKOPRI pipe dimension of DN500. The minimum pressure required at the Bulgaria/MKD border should be 45 bar, in order to achieve a pressure of 43 bar in Skopje, which in turn would ensure 30 bar for Prishtina CCGT.

If 54 bar is ensured at the Bulgarian border, the infrastructure envisaged within this scenario enables peak hourly supply of gas of 186.700 m³/h. This would enable the gasification of additional distribution areas, for example Podujevo, Vushtrri, Mitrovica and Gjilan in addition to the small gasification scenario. As indicated in **Table 26**, the transmission tariff is gradually increasing as the transmission system is expanded further from Drenas. The effect on gas tariff would need to be checked for each particular combination of distribution areas to receive gas. If further distribution areas were to receive gas, a compressor station would need to be installed to increase the maximum capacity of DN500 SKOPRI pipeline.

Resulting pipe and hydraulic parameters and respective CAPEX for small gasification scenario are provided in **Table 29**.

TABLE 29 – RESULTS OF HYDRAULIC CALCULATIONS AND CAPEX FOR TRANSMISSION PIPELINES DEVELOPED IN SMALL GASIFICATION SCENARIO

	No	Municipality	District	Section	Length (km)	Diam. (inch)	Pressure at the end of the section (barg)	Total (mil €)
MKD/KOS interconnection	0	Republic of North Macedonia		MKD Conection point - MKD/KOS Border	27,0	20	39,58	N/A
	1-1	Hani i Elezit	Ferizaj	MKD/KOS Border - BVS Hani i Elezit	0,4	20	39,74	
	1-2	Kacanik	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - BVS Kacanik	7,5	20	38,46	
	1-3	Viti	Ferizaj	BVS Kacanik - Smire	9,8	20	38,72	16,684
	2	Ferizaj	Ferizaj	BVS/PRMS Smire - PTS/PRMS Ferizaj	14,2	20	37,59	11,271
	3	Ferizaj	Ferizaj	PTS/RMS Ferizaj - BVS Banulla	16,2	20		11,401
	4	Lipjan	Prishtina	PRMS Banulla - BVS/PRMS Lipjan	8,0	20	35,75	6,436
	5	Prishtina	Prishtina	BVS/PRMS Lipjan - PTS/PRMS Prishtina 1	6,7	20	35,27	5,476
	6	Obiliq	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PTS/PRMS Prishtina 2	12,7	20	34,72	10,251
	SUBTOTAL MKD/KOS Interconnection (w/o MKD section):				75,5			61,519
Branches	7	Fushë Kosovë	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PRMS Drenas	14,7	10	35,16	8,389
	8	Hani i Elezit	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - PRMS Hani i Elezit (Sharrcem) (included in distribution cost, see Table 30)	2,7	4	39,23	1,989
	SUBTOTAL Transmission branch to Drenas (branch to Hani i Elezit in Table 30):				14,7			8,389
TOTAL Kosovo Gas transmission system (w/o branch to Hani i Elezit):					90,2			69,908

Total distribution network CAPEX is estimated at 130,75 mln €, as provided in **Table 30**. Together with estimated 69,91 mln € of investments in the transmission network, the overall CAPEX in this scenario is 200,66 mln €.

TABLE 30 – TOTAL COST OF DEVELOPING DISTRIBUTION NETWORK FOR SMALL GASIFICATION SCENARIO

No.	Municipality	District	The total cost of developing the distribution network			
			Distribution	Connection to transmission		Total costs
			Costs [mln €]	Length [km]	Costs [mln €]	Costs [mln €]
1	Prishtina	Prishtina	86,78	-	-	86,78
2	Ferizaj	Ferizaj	26,74	-	-	26,74
3	Drenas (Feronikal)	Prishtina	4,64	-	-	4,64
4	Lipjan	Prishtina	5,18	-	-	5,18
5	Viti (Smire)	Gjilan	3,53	-	-	3,53
6	Hani i Elezit	Ferizaj	1,89	2,70	1,99	3,88
Total			128,76	2,7	1,99	130,75

9.2.2 Economic and tariff calculations

Small gasification scenario is very similar to the scenario of development of SKOPRI pipeline which is described in Chapter 8.2.2.1. The differences are:

It is assumed that Podujeve and Gjilan will not be connected to the SKOPRI pipeline. Practical implications are that gas demand in Small gasification scenario is reduced by the amount of gas demand in Podujeve and Gjilan. Transmission network is extended to Drenas, implying increase in total investment costs.

The resulting gas transmission tariff for Small gasification scenario is 2,28 €/MWh. As the following figure shows, except for Hani i Elezit which has total network costs of 3 €/MWh, network costs for other municipalities range between 11 and 14 €/MWh, which was already stated as an acceptable level of gas transmission tariffs. If instead of separate distribution tariffs for each municipality a single distribution tariff is calculated, average distribution cost is 9 €/MWh. In this scenario total network costs are 11 €/MWh for all municipalities in the Small gasification scenario.

FIGURE 51 – GAS NETWORK COSTS FOR SELECTED CONSUMPTION AREAS IN SMALL GASIFICATION SCENARIO

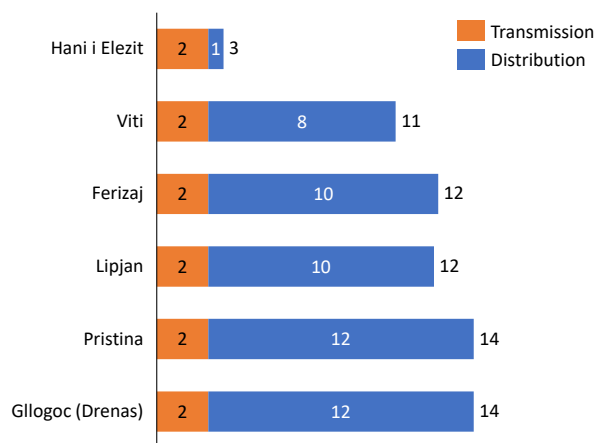
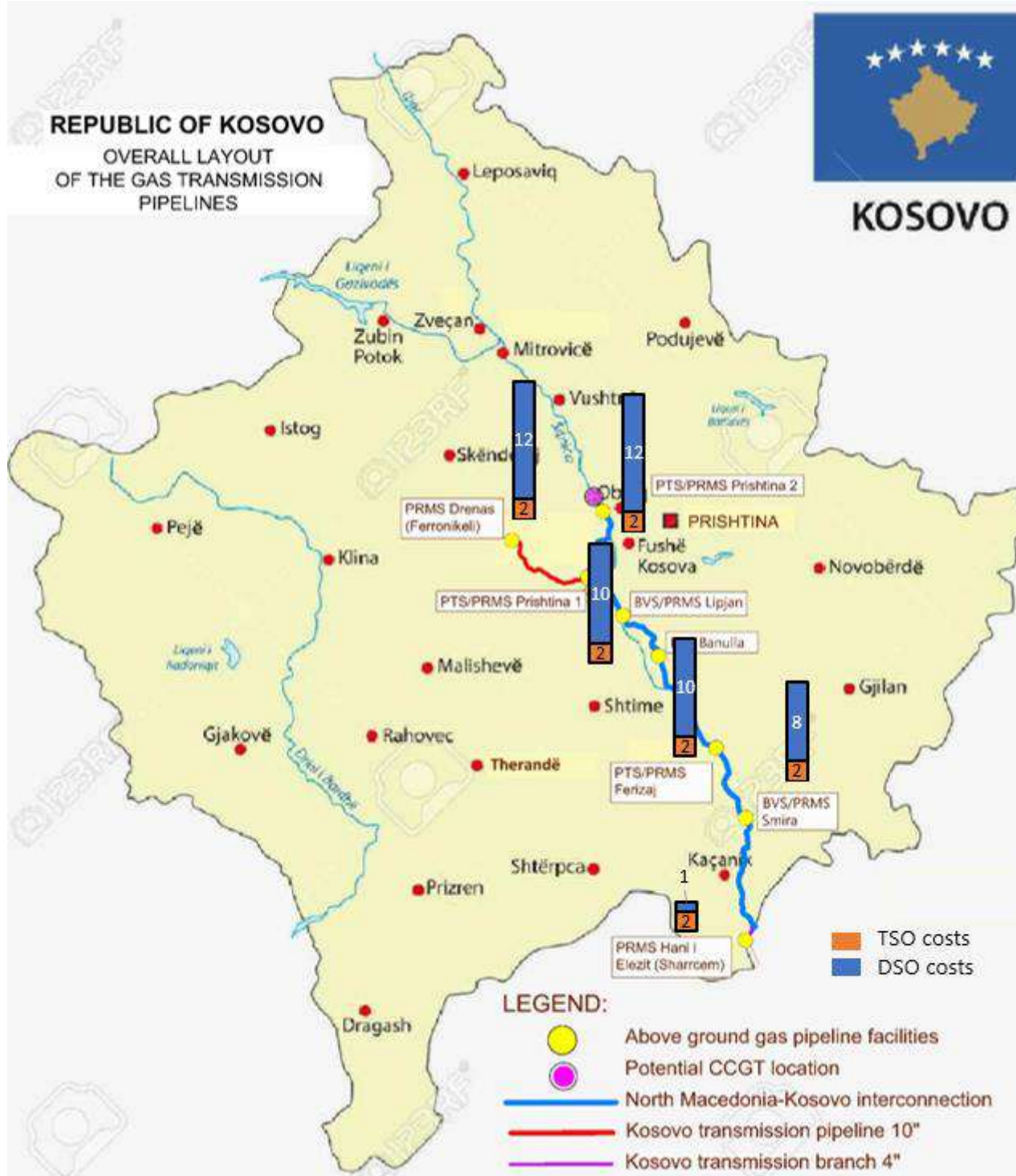


Figure 52 is depicting the Kosovo gas transmission system in small gasification scenario, along with the respective transmission and distribution tariffs.

FIGURE 52 – GEOGRAPHICAL DISTRIBUTION OF GAS NETWORK COSTS FOR SELECTED CONSUMPTION AREAS FOR SMALL GASIFICATION SCENARIO



9.3 Industrial scenario

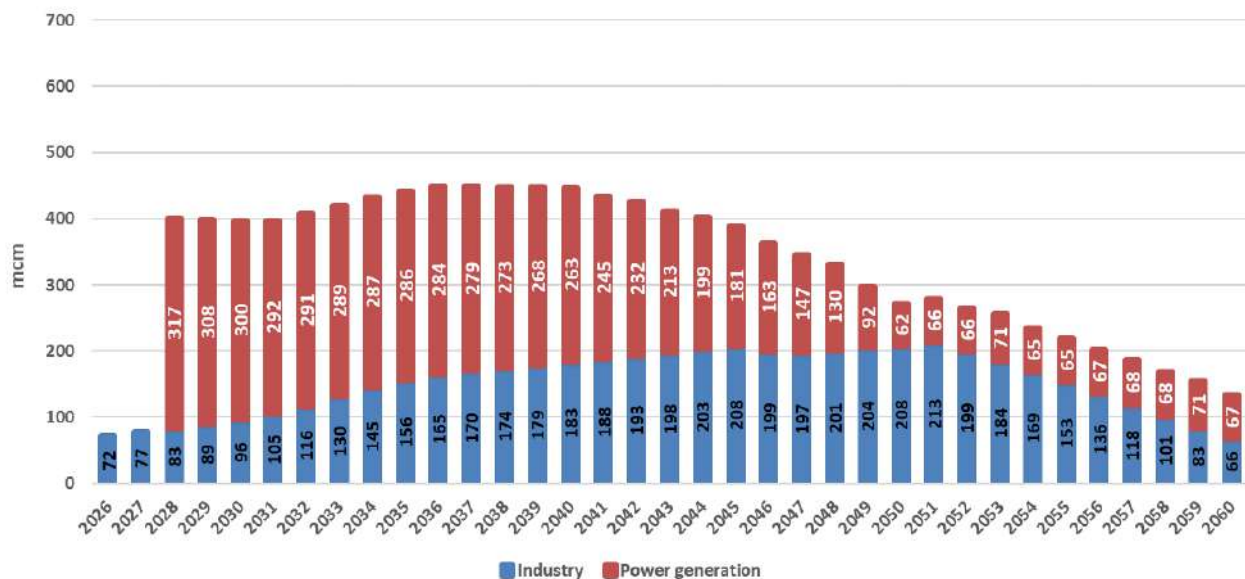
Beneficiary suggested an additional scenario – „industrial scenario“. Industrial scenario assumes no gas distribution networks and increased industrial gas demand. Furthermore, no gas ring is envisaged. In case the development of gas ring is not envisaged, the Consultant also assessed an alternative connection route (via Obiliq) to Drenas, Mitrovica and Vushtri.

9.3.1 Gas demand

The industrial scenario assumes the development of the SKOPRI pipeline, and branches to Vushtrri and Mitrovicë. It includes gas demand for power generation, and industrial gas demand is increased by 30%, compared to the projections developed in section 4.1. As the development of distribution systems is not envisaged, no gas demand from households or services is considered.

The peak hourly gas demand in this scenario is 134 000 m³/h (43 000 m³/h for industry sector and 91 000 m³/h for power sector), while the peak annual gas demand is 449 mcm, reached in 2036 (165 mcm in industry and 284 for power generation), as illustrated in **Figure 53**.

FIGURE 53 – GAS DEMAND IN INDUSTRIAL SCENARIO



9.3.2 Transmission system parameters

The consultant carried out a hydraulic analysis of the scenario in order to determine the optimal diameter of the MKD-KOS gas interconnection pipeline. The transmission system is to include MKD-KOS gas interconnection (SKOPRI) and branches toward Mitrovica and Vushtrri, as well as the Hani i Elezit branch. The hydraulic model (Block Flow Diagram) for this calculation is provided in the report annexes. Due to the reduced transmission capacity requirement, the option of decreased SKOPRI diameter was evaluated (decrease to DN400). The comparison of calculation results to the small gasification scenario is shown in **Table 31** under Industrial DN400 and Industrial DN500 sub-scenarios. It has been concluded that DN400 SKOPRI dimension does not allow for an additional increase in quantities for the potential future needs of the industry for 30% as proposed by the Beneficiary. In Industrial DN500 scenario, when the diameter of the gas pipeline is DN500, it is possible to increase the given industrial consumption by 30%, with the required pressure at the Bulgaria/MKD border of 43 bar.

Further hydraulic analysis showed that the DN500 diameter allows doubling the base industrial consumption quantities, with the required pressure at the Bulgaria/MKD border of 45 bar. The results of that scenario are very similar to the results of the small gasification scenario (Scenario 1 in **Table 31**). Therefore, it was concluded that the network layout and parameters as envisaged within the small gasification scenario are suitable for the „industrial gasification scenario“.



TABLE 31 – COMPARISON OF HYDRAULIC RESULTS OF INDUSTRIAL GASIFICATION SCENARIOS AGAINST SMALL GASIFICATION SCENARIO

Scenario	Peak gas demand MKD	Peak gas demand KOS	MKD-Greek border Pressure	Bulgaria border pressure	Available Skopje Pressure	SKOPRI Diam.	Prisht. CCGT Pressure
	(m ³ /h)	(m ³ /h)	(bar)	(bar)	(bar)	DN (mm)	(bar)
KOS GDP, small gasification scenario (households, services and industry + CCGT)							
Small gasification	230 600	157 000	55	45	43	500	31
KOS, new design scenarios (industry + CCGT)							
Industrial DN400	230 600	123 300	55	51	49	400	31
Industrial DN500	230 600	133 000	55	43	42	500	33
Notes: Required CCGT volume of 91.000 m ³ /h is included in the Kosovo total. Scenario <i>Industrial DN400</i> shows hydraulic results for the base industrial demand (w/o) increase for 30%, as 30 bar in Prishtina can not be achieved with 30% increased industrial demand , while Scenario <i>Industrial DN500</i> shows hydraulic results for the increased industrial demand by 30%.							



TABLE 32 – RESULTS OF HYDRAULIC CALCULATIONS AND CAPEX FOR TRANSMISSION PIPELINES DEVELOPED IN DN400 INDUSTRIAL GASIFICATION SCENARIO

	No	Municipality	District	Section	Length (km)	Diam. (inch)	Pressure at the end of the section (barg)	Total (mil €)
MKD/KOS interconnection	0	Republic of North Macedonia		MKD Conection point - MKD/KOS Border	27,0	16	44,05	N/A
	1-1	Hani i Elezit	Ferizaj	MKD/KOS Border - BVS Hani i Elezit	0,4	16	34,21	
	1-2	Kacanik	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - BVS Kacanik	7,5	16	42,48	
	1-3	Viti	Ferizaj	BVS Kacanik - Smire	9,8	16	42,32	14,182
	2	Ferizaj	Ferizaj	BVS/PRMS Smire - PTS/PRMS Ferizaj	14,2	16	40,42	9,580
	3	Ferizaj	Ferizaj	PTS/RMS Ferizaj - BVS Banulla	16,2	16		9,691
	4	Lipjan	Prishtina	PRMS Banulla - BVS/PRMS Lipjan	8,0	16	37,10	5,471
	5	Prishtina	Prishtina	BVS/PRMS Lipjan - PTS/PRMS Prishtina 1	6,7	16	36,18	4,654
	6	Obiliq	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PTS/PRMS Prishtina 2	12,7	16	34,85	8,713
	SUBTOTAL MKD/KOS Interconnection (w/o MKD section):					75,5		
Branches	7	Fushë Kosovë	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PRMS Drenas	14,7	10	35,98	8,389
	8	Drenas	Prishtina	PRMS Drenas- PTS/PRMS Skenderaj	17,7	10	35,75	8,675
	9	Mitrovicë	Mitrovica	PTS/PRMS Skenderaj – PRMS Mitrovica	16,5	6	35,53	6,545
	10	Vushtrri	Mitrovica	PRMS Mitrovica – PRMS Vushtrri	7,2	6	35,42	2,808
	11	Hani i Elezit	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - PRMS Hani i Elezit (Sharrcem)	2,7	4	44,04	1,989
	SUBTOTAL Transmission branches:					58,8		
TOTAL Kosovo Gas transmission system:					134,3			78,708

TABLE 33 – RESULTS OF HYDRAULIC CALCULATIONS AND CAPEX FOR TRANSMISSION PIPELINES DEVELOPED IN DN500 INDUSTRIAL GASIFICATION SCENARIO

	No	Municipality	District	Section	Length (km)	Diam. (inch)	Pressure at the end of the section (barg)	Total (mil €)
MKD/KOS interconnection	0	Republic of North Macedonia		MKD Connection point - MKD/KOS Border	27,0	20	39,17	N/A
	1-1	Hani i Elezit	Ferizaj	MKD/KOS Border - BVS Hani i Elezit	0,4	20	39,34	
	1-2	Kacanik	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - BVS Kacanik	7,5	20	38,24	
	1-3	Viti	Ferizaj	BVS Kacanik - Smire	9,8	20	38,74	16,684
	2	Ferizaj	Ferizaj	BVS/PRMS Smire - PTS/PRMS Ferizaj	14,2	20	37,95	11,271
	3	Ferizaj	Ferizaj	PTS/RMS Ferizaj - BVS Banulla	16,2	20		11,401
	4	Lipjan	Prishtina	PRMS Banulla - BVS/PRMS Lipjan	8,0	20	36,59	6,436
	5	Prishtina	Prishtina	BVS/PRMS Lipjan - PTS/PRMS Prishtina 1	6,7	20	36,25	5,476
	6	Obiliq	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PTS/PRMS Prishtina 2	12,7	20	35,84	10,251
	SUBTOTAL MKD/KOS Interconnection (w/o MKD section):				75,5			61,519
Branches	7	Fushë Kosovë	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PRMS Drenas	14,7	10	35,99	8,389
	8	Drenas	Prishtina	PRMS Drenas – PTS/PRMS Skenderaj	17,7	10	35,71	8,675
	9	Mitrovicë	Mitrovica	PRMS Skenderaj – PRMS Mitrovica	16,5	6	35,07	6,545
	10	Vushtrri	Mitrovica	PRMS Mitrovica – PTS/PRMS Vushtrri	7,2	6	34,89	2,808
	11	Hani i Elezit	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - PRMS Hani i Elezit)	2,7	4	38,23	1,989
	SUBTOTAL Transmission branches:				58,8			26,417
TOTAL Kosovo Gas transmission system:				134,3			87,936	

For ease of comparison, **Table 32** and **Table 33** include the previously planned branches towards Mitrovica and Vushtrri. However, in case no ring is planned at all, as suggested by the Beneficiary for this scenario, we hereby assess also an alternative, slightly shorter option towards Mitrovica, the new Obiliq-Vushtrri branch, which continues to include the previously planned Mitrovica-Vushtrri branch. The new Obiliq-Vushtrri branch will be further elaborated during the next phase of this assignment (PIP).

Preliminary CAPEX of the gas pipeline section Obiliq – Vushtrri – Mitrovica is given in **Table 34**.

TABLE 34 – PRELIMINARY CAPEX BRANCH OBILIQ – VUSHTTRI - MITROVICA

Municipality	District	Section	Facility	Length (km)	Diam. (inch)	Total (mil €)
Obiliq	Prishtina	PTS/ PRMS Prishtina 2 - PRMS Vushtrri	PTS (BVS), BVS	20,4	6	6,925
Vushtrri	Mitrovica	PRMS Mitrovica - PRMS Vushtrri	PTS (BVS)	7,2	6	2,808

The Kosovo transmission system for the industrial gasification scenario, including alternative Obiliq – Vushtrri – Mitrovica section is presented in **Figure 54**.

FIGURE 54 – KOSOVO TRANSMISSION SYSTEM FOR THE ALTERNATIVE GASIFICATION SCENARIO, INDUSTRIAL



9.3.3 Economic and tariff calculations

The economic and tariff calculations were carried out for the system presented in **Figure 54**. The following figure, **Figure 55**, provides an assumed gas demand. The gas demand shows cumulative gas demand for each of the municipalities during the 2026-2060 period. As the figure shows, the gas demand is driven to a great extent by the gas power plant in Prishtina.

FIGURE 55 – ASSUMED GAS DEMAND FOR THE ALTERNATIVE GASIFICATION SCENARIO, INDUSTRIAL

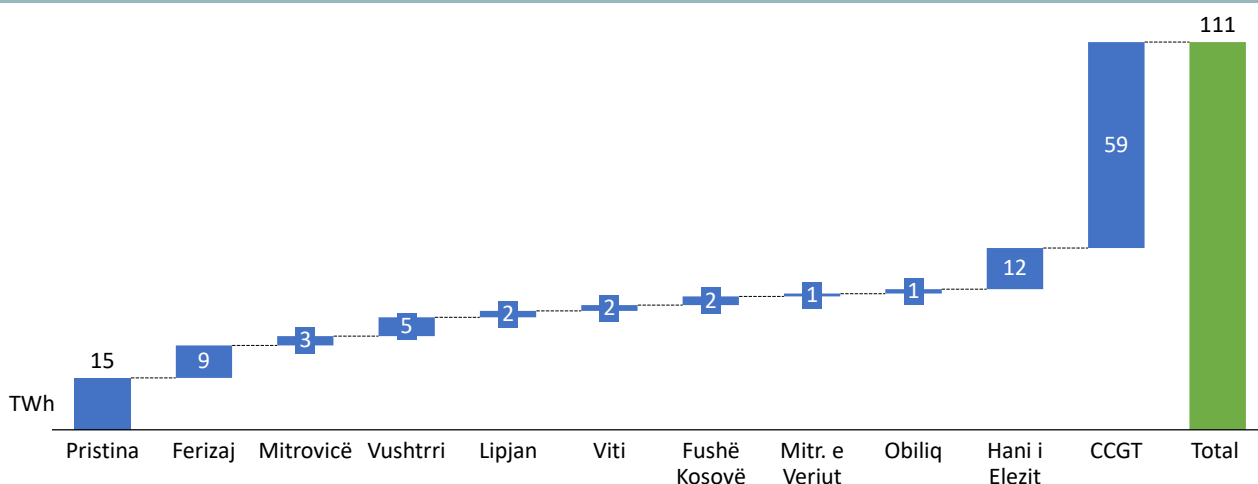


Table 35 presents investment cost for the observed scenario. As the table shows, total investment costs stand at 73.241 million €. The investments are based on the inputs provided in the **Table 33** and **Table 34**. This represents slightly shorter route given that the Beneficiary has indicated that the Ring is not planned for construction.

TABLE 35 – INVESTMENTS COSTS FOR THE INDUSTRIAL GASIFICATION SCENARIO (DN500)

No	Municipality	District	Section	Length (km)	Diam. (inch)	Total (mil €)
0	Republic of North Macedonia		MKD Connection point - MKD/KOS Border	27	20	N/A
1	Hani i Elezit	Ferizaj	MKD/KOS Border - BVS Hani i Elezit	0,4	20	16,684
2	Kacanik	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - BVS Kacanik	7,5	20	
3	Viti	Ferizaj	BVS Kacanik - Smire	9,8	20	
4	Ferizaj	Ferizaj	BVS/PRMS Smire - PTS/PRMS Ferizaj	14,2	20	11,271
5	Ferizaj	Ferizaj	PTS/RMS Ferizaj - BVS Banulla	16,2	20	11,401
6	Lipjan	Prishtina	PRMS Banulla - BVS/PRMS Lipjan	8	20	6,436
7	Prishtina	Prishtina	BVS/PRMS Lipjan - PTS/PRMS Prishtina 1	6,7	20	5,476
8	Obiliq	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PTS/PRMS Prishtina 2	12,7	20	10,251
9	Obiliq	Pristina	PTS/ PRMS Prishtina 2 - PRMS Vushtrri	20,4	6	6,925
10	Vushtrri	Mitrovica	PRMS Mitrovica – PTS/PRMS Vushtrri	7,2	6	2,808
11	Hani i Elezit	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - PRMS Hani i Elezit (Sharrcem)	2,7	4	1,989
Total						73,241

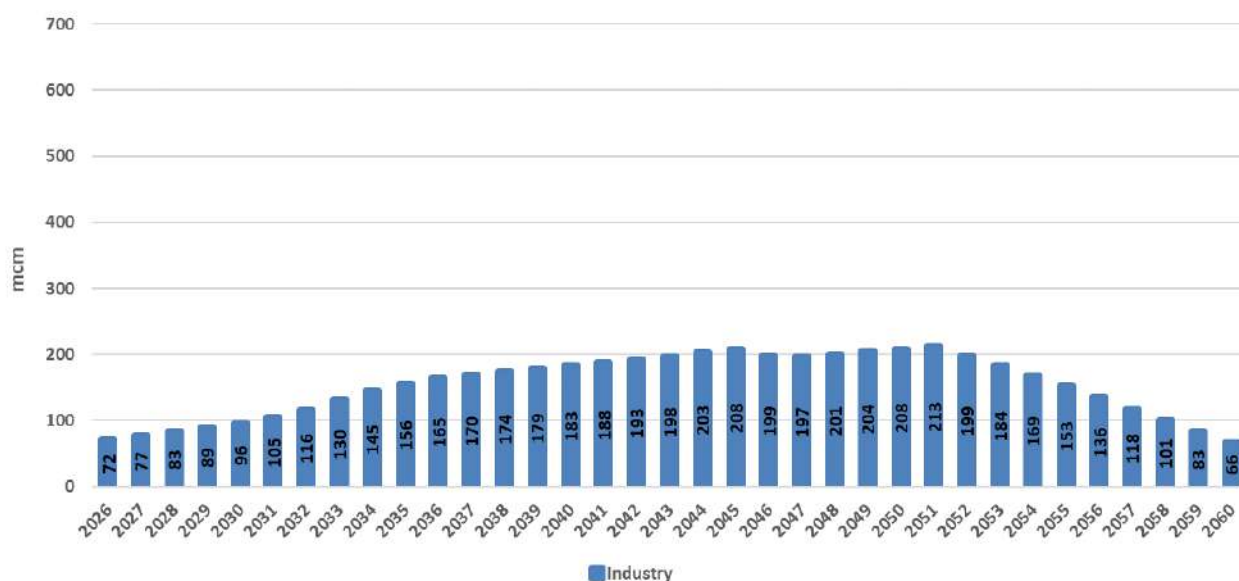
Based on the above gas demand and estimated investment costs, the average gas transmission tariff is calculated at 2,06 €/MWh.

9.4 Industrial only scenario

9.4.1 Gas demand

In this scenario we analyse the impact of scenario with just industrial gas demand, without gas power plant. The assumed gas demand is the same as the one depicted in **Figure 53** and **Figure 55**, just without the amount of gas consumed by the CCGT plant. The peak hourly gas demand in this scenario is 43 000 m³/h, while the peak annual gas demand is 213 mcm, reached in 2051, as illustrated in **Figure 56**.

FIGURE 56 – GAS DEMAND IN INDUSTRIAL ONLY SCENARIO



9.4.2 Transmission system parameters

Hydraulic modelling showed that Industrial only scenario can be feasible with DN400 SKOPRI interconnection.

9.4.3 Economic and tariff calculations

The economic and tariff calculations were carried out for the system presented in **Figure 54**, and assuming no CCGT power plant. **Figure 55** provides assumed gas demand for each of the municipalities.

FIGURE 57 – ASSUMED GAS DEMAND FOR THE ALTERNATIVE GASIFICATION SCENARIO, INDUSTRIAL

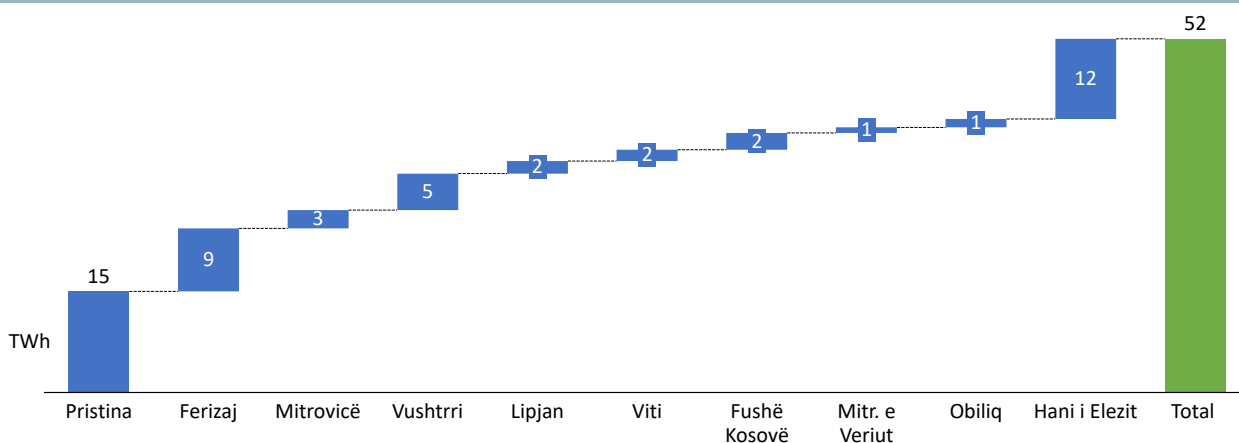


Table 36 provides the investment costs. As indicated, assumed pipeline is of DN400 diameter. Again, as in the previous scenario, the investment costs are lower than those presented in **Table 32** as we have assumed slightly shorter route due to the fact that Ring will not be constructed.

TABLE 36 – INVESTMENTS COSTS FOR THE INDUSTRY ONLY GASIFICATION SCENARIO (DN400)

No.	Municipality	District	Section	Length (km)	Diam. (inch)	Total (mil €)
0	Republic of North Macedonia		MKD Connection point - MKD/KOS Border	27	16	N/A
1	Hani i Elezit	Ferizaj	MKD/KOS Border - BVS Hani i Elezit	0,4	16	14,182
2	Kacanik	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - BVS Kacanik	7,5	16	
3	Viti	Ferizaj	BVS Kacanik - Smire	9,8	16	
4	Ferizaj	Ferizaj	BVS/PRMS Smire - PTS/PRMS Ferizaj	14,2	16	9,58
5	Ferizaj	Ferizaj	PTS/RMS Ferizaj - BVS Banulla	16,2	16	9,691
6	Lipjan	Prishtina	PRMS Banulla - BVS/PRMS Lipjan	8	16	5,471
7	Prishtina	Prishtina	BVS/PRMS Lipjan - PTS/PRMS Prishtina 1	6,7	16	4,654
8	Obiliq	Prishtina	PTS/PRMS Prishtina 1 - PTS/PRMS Prishtina 2	12,7	16	8,713
9	Obiliq	Pristina	PTS/ PRMS Prishtina 2 - PRMS Vushtrri	20,4	6	6,925
10	Vushtrri	Mitrovica	PRMS Mitrovica – PRMS Vushtrri	7,2	6	2,808
11	Hani i Elezit	Ferizaj	BVS Hani i Elezit - PRMS Hani i Elezit (Sharrcem)	2,7	4	1,989
Total				105,8		64,013

Based on the above inputs, the average gas transmission tariff for this Scenario stands at 4,6 €/MWh.

9.5 Notes on the assessed gasification scenario

The gas power plant as an anchor load significantly decrease the transmission tariffs which positively affects all gas consumers. Therefore, without the gas power plant (or other anchor load), the overall cost of gas infrastructure, reflected in tariffs, may be prohibitively high.

For municipalities on the SKOPRI pipeline (except for Podujevo and Gjilan) total network costs appear to be reasonable according to the current industry standards. On the other hand, due to the high investment costs of constructing the Ring pipeline, total network costs for many municipalities on the Ring pipeline are relatively but still not prohibitively high. Therefore, it is not possible to unequivocally determine the economic viability of supplying these municipalities with gas. In addition, the changes that are expected to take place in the energy sector, which might result in an increase in all energy prices might make the Ring construction economically acceptable. The consultant initially considered two scenarios: Large gasification and Small



gasification scenarios. The Beneficiary suggested two additional scenarios; Industrial and Industrial only. Those were assessed as well.

Selection of the preferred scenario determines the recommended parameters (diameter) of the transmission pipelines, namely SKOPRI.

Ministry of Economy of Kosovo, the Beneficiary of this study, has declared the « Industrial Scenario » as its preferred scenario upon which further work should be based.

10 FINANCING OPTIONS

Given that gas transmission is a regulated activity, the profit of the transmission system operator (TSO) is limited by the application of the methodology for calculating the allowed revenue. In addition, the development of a gas network is an infrastructure project that requires the mobilization of significant amounts of capital. Furthermore, given that development of gas infrastructure is a long-term project of high investment cost, it is realistic to expect that the investor needs a significant share of the long-term debt in addition to the equity to finance the project. Consequently, large investment costs, regulated returns, and long-term payback periods imply that only a limited number of institutions will find it attractive to invest in such projects.

Market analysis based on the publicly available data reveals that the potential investor in the Kosovo gas transmission network has the following credit sources at its disposal: loans from the European Investment Bank (EIB), grants through Western Balkans Investment Framework (WBIF), credit lines through the European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), and state financing. As for the credit lines offered by the **EIB**, the minimum loan amount is 25 million € with the financing period usually between 4 to 20 years and its purpose include financing a single large investment project or investment program, aligned with one or more priorities of the EIB. Financing terms and conditions of EIB loans, such as maturity, interest rates, and grace period usually form part of the EIB's confidential relationship with its business partners³¹. Typically, coverage of an EIB loan is up to 50% of a project's total cost. Financing is available for public and private entities. A project financed by EIB typically goes through seven major stages:

- Proposal
- Appraisal
- Approval
- Signature
- Disbursement
- Monitoring/reporting
- Repayment

According to the EIB's announcement on their official website on 21 February 2022, the EIB continues to support Kosovo and the Western Balkans under the European Union's Economic and Investment Plan and plans to contribute to decarbonizing the Kosovo economy³². In that context switching to modern, low emission gas infrastructure is considered a transition from high fossil fuel dependence (coal) to cleaner energy sources, trying to achieve decarbonization goals. So far, the Bank has supported €300 million worth of projects in Kosovo and provided grants amounting to 12 million € through the Western Balkans Investment Framework (WBIF). The **WBIF** is a joint financial platform of the European Commission, financial organizations, EU Member States, and Norway aimed at enhancing cooperation in public and private sectors investments for the socio-economic development of the region and contributing to the European perspective of the Western Balkans. The plan allocates a substantial financial package of up to 9 billion € in EU funds, identifying 10 investment flagships in the sectors of sustainable transport, clean energy, environment and climate, digital future, human capital, and private sector³³. WBIF financing options give support to Investing in clean energy putting a strong emphasis on energy market integration, decarbonization and clean energy, just transition, increased digitalization of the system and smart grids, energy efficiency, including modernization of district heating, and energy security. For those countries which are heavily reliant on coal, switching to modern, low emission gas infrastructure is recognized as key to moving away from coal in the short to the medium term. It is believed that switching to gas should offer the region a widely available, secure, and affordable source of energy that

³¹ [Frequently Asked Questions \(eib.org\)](https://www.eib.org/eng/frequently-asked-questions)

³² [EIB will continue to support sustainable development and regional integration of Kosovo*](#)

³³ [WBIF 2022 Endorsed Flagship Projects 24.02.22.pdf](#)



will keep the region competitive on an international scale, while significantly improving air quality and lowering emissions.

In addition to the above sources, financing is also possible through loans provided by EBRD. **EBRD** offers loans for larger projects in the amount between 3 and 250 million €. The basis for a loan is the expected cash flow of the project and the ability of the client to repay the loan over the agreed period. Loan denomination is in major foreign or local currencies with the short to long-term maturities up to 15 years (in some cases 18 years for large infrastructural projects) incorporating project-specific grace periods if necessary. Repayments are usually in semi-annual instalments. EBRD loans are based on current market rates and are priced competitively, offering fixed and floating rates ³⁴. In the calculation of interest rate, a margin that represents a combination of country risk and project-specific risk is added to the base rate (EURIBOR, LIBOR, etc). The calculation and composition of the interest rate offered to the client are confidential to the client and the bank. The bank also provides to its clients hedging possibilities to manage financial risks related to the project's assets and liabilities. This includes hedging of foreign exchange and interest rate risks and commodity price risks. Hedging products offered to the clients include the following: currency swaps, interest rate swaps, caps, collars and options and commodity swaps.

EBRD has financed 84 projects in Kosovo so far with a cumulative investment of 585 million €. Security is required in a form of mortgage on fixed and movable assets, assignment of the company's hard currency and domestic currency earnings, pledge of the sponsor's shares in the company, pledge over the company's bank accounts and assignment of the company's insurance policy and other contractual benefits. One of the main focuses of EBRD financing is supporting green energy transition and strengthening regional integration and connectivity³⁵. In the field of energy, EBRD has financed two wind-related projects and one project related to the rehabilitation of selected substations and transformers and strengthening the grid of transmission system and market operator (KOSTT)³⁶.

Since all analysed sources of financing don't cover 100% of project value, it can be concluded that investors should probably have to combine several sources (own capital, IFI (International Financial Institution) loan and/or state financing if possible).

³⁴ [EBRD loans](#)

³⁵ [The EBRD in Kosovo](#)

³⁶ [Kosovo Transmission Development Project \(ebrd.com\)](#)

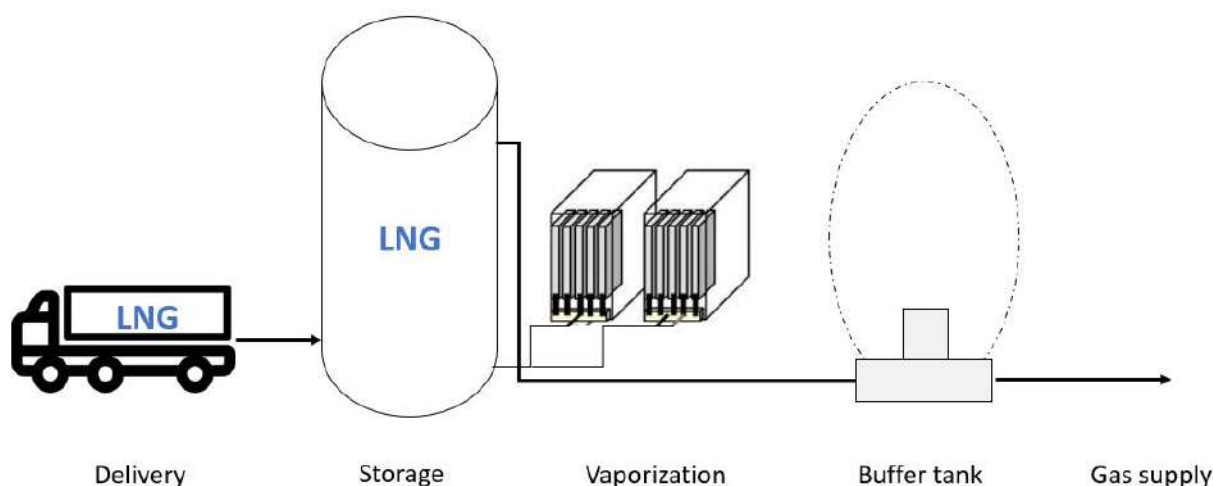
11 ALTERNATIVE GASIFICATION SCENARIOS - SUPPLY OF LNG/CNG

The alternative solution to the construction of natural gas pipelines is the creation of “virtual pipelines”. The latter is referred to the alternative method of transporting natural gas to places where there are no pipeline networks available. It is based on a modular system of compression or liquefaction, transport and decompression and/or regasification of natural gas, which communities, industries, gas stations and others can use. In virtual pipelines compressed (CNG) or liquefied (LNG) natural gas is transported by trucks or rail platforms.

11.1 LNG Virtual Pipeline

The concept of LNG virtual pipeline assumes that there is no natural gas transport system (SKOPRI), but gas is brought in LNG form from a nearby LNG import terminal using road or rail. The local facility provides for unloading, storage, regasification and continuous supply to a classic Distribution Network for domestic, commercial or industrial consumers.

FIGURE 58 – GAS SUPPLY CHAIN WITH LNG AS SOURCE



11.1.1 LNG supply optimization methodology

The basic assumption is that the supply of LNG will take place in the following two ways:

by road, using cryogenic trucks, or

by rail, using LNG train tank cars.

In both cases, a stationary LNG storage facility at a location in Prishtina was assumed, which, as dimensioned in each specific year provides a one-week supply disruption reserve.

Optimization of the supply system was performed, considering the following technical parameters:

The average amount of cargo delivered in one truck ride is 20 tons of LNG

LNG truck loading/unloading takes 90 minutes.

The LNG truck is able to make a round trip that includes loading, hauling, unloading and returning to the LNG source in one day.

All LNG trucks delivering cargo should be unloaded within 24 hours period.

The vaporizer capacity corresponds to the highest daily consumption on the coldest projected day in the observed period.

Stationary LNG storage is successively upgraded depending on the expected consumption in a specific year/day.

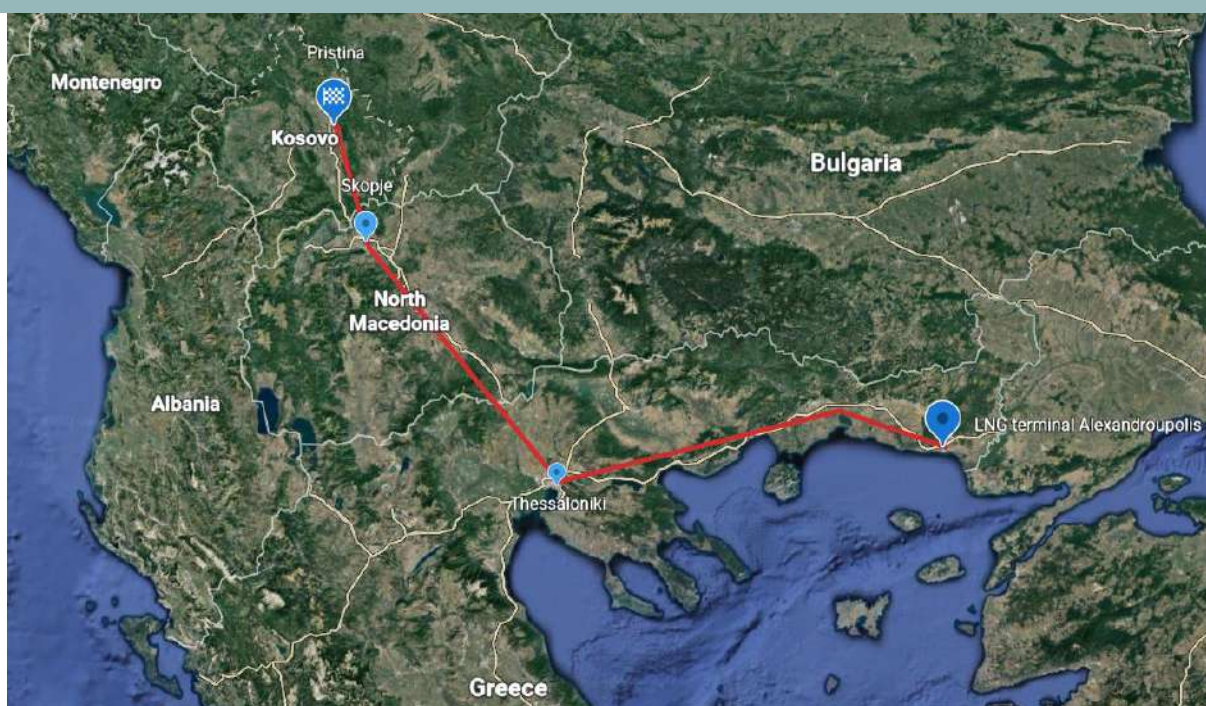
Block train with a volume capacity of one tank wagon of 111 m³ is assumed for the delivery of LNG by rail (Block train on average involves a platform of 20 tank wagons).

11.1.2 LNG source

Techno-economic analysis implies that LNG will be delivered from the geographically closest point of the LNG source. In this case it is the future LNG terminal in Alexandroupolis. The Terminal is expected to operate by the end of 2023.

Alexandroupoli has road and rail connections to Prishtina, via Thessaloniki in Greece and Skopje in North Macedonia. The road is about 600 km long, which allows the transport of LNG by truck in one day shift.

FIGURE 59 – LNG SUPPLY ROUTE TO PRISHTINA



11.1.3 Supply of Prishtina

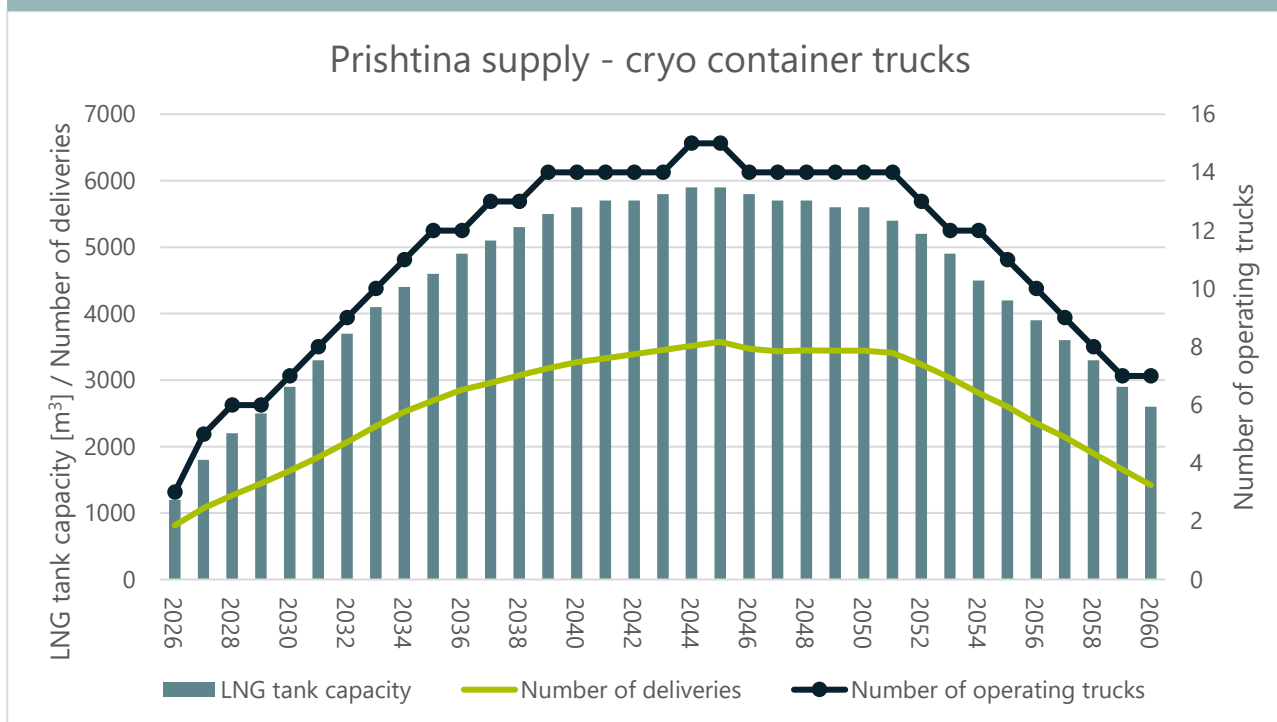
Mathematical optimization of the LNG supply system has been carried out, which considers the continuous supply of natural gas in Prishtina (w/o power generation) in the period up to 2060 as the main function of the goal. In doing so, options for supplying the distribution market by road or rail were considered.

11.1.3.1 Cryo container trucks supply

Peak Gas demand in Prishtina in the observed period can be met by a combination of 15 operating trucks and LNG tank storage with a capacity of 5.900 m³. In the year of the highest consumption, it is necessary to realize almost 3600 LNG truck deliveries.

Considering that this is a system that is successively dimensioned, in the initial year it is necessary to invest in three (3) operating trucks and in LNG stationary storage with a capacity of 1.200 m³.

FIGURE 60 – LNG SUPPLY SYSTEM FOR PRISHTINA BY ROAD

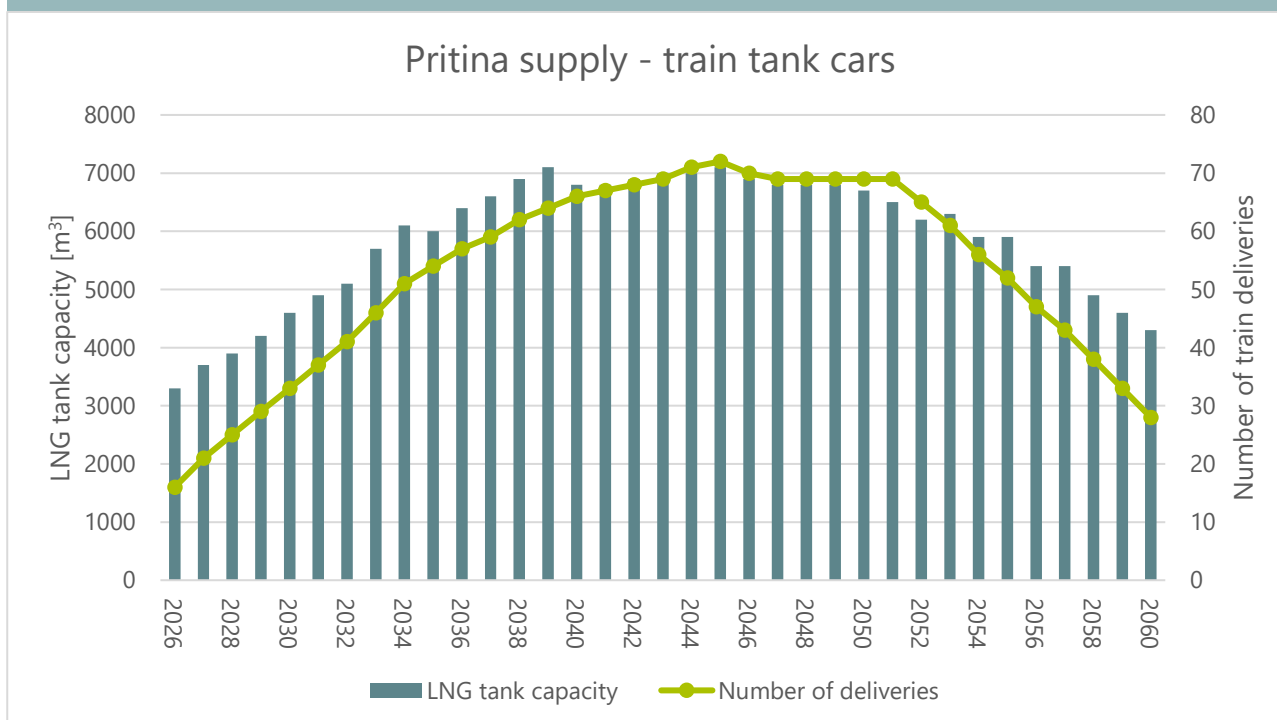


11.1.3.2 Train tank cars supply

In the case of market supply in the Prishtina area by rail, the annual peak gas supply can be met with 72 Block train deliveries.

Given that delivery via rail LNG wagons involves more significant quantities arriving at the destination compared to the road truck, it is initially necessary to construct an LNG storage facility of higher volume capacity (3.300 m³ in the initial year of the project).

FIGURE 61 – LNG SUPPLY SYSTEM FOR PRISHTINA BY RAIL

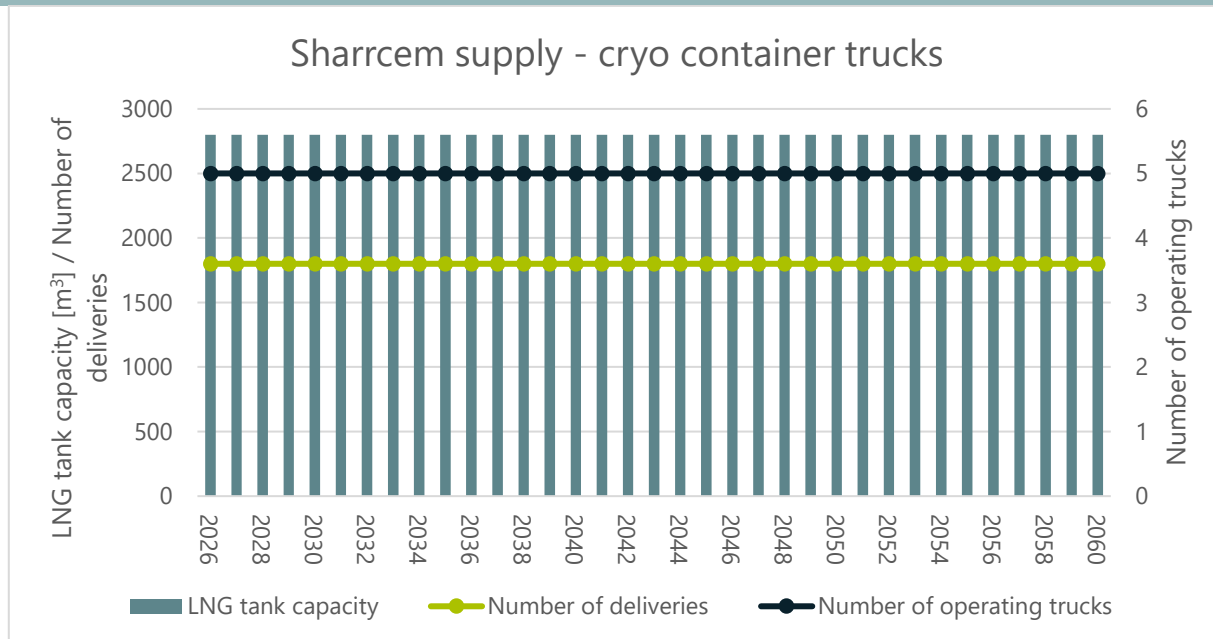


11.1.4 Supply of Sharrcem

From a technical point of view, it is possible to construct an LNG supply chain for a specific industrial consumer.

In the case of Sharrcem, their average annual demand can be met with a total of five (5) operational LNG trucks, and LNG storage capacity of 2.800 m³. On average, it would be necessary to realize 1.800 truck deliveries a year.

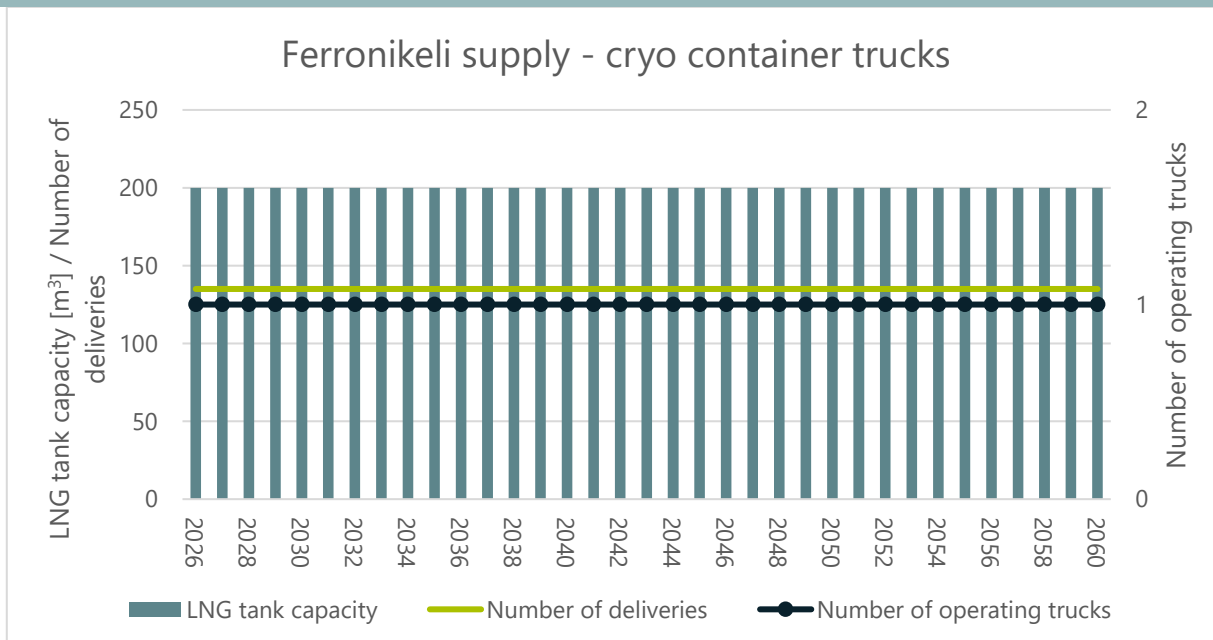
FIGURE 62 – LNG SUPPLY SYSTEM FOR SHARRCEM BY ROAD



11.1.5 Supply of Ferronikeli

The demand of industrial consumer Ferronikeli is significantly lower compared to Sharrcem. In case the LNG supply chain would be organized, one (1) operational LNG truck and LNG storage capacity of 200 m³ would be sufficient for the technical functioning of the system.

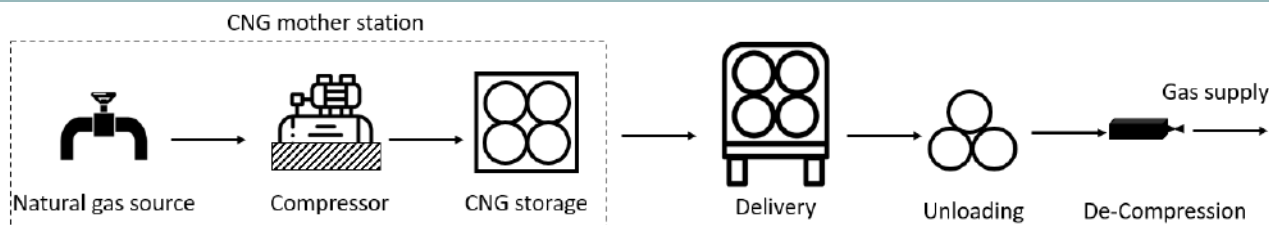
FIGURE 63 – LNG SUPPLY SYSTEM FOR FERRONIKELI BY ROAD



11.2 CNG Virtual Pipeline

The CNG virtual pipeline concept involves a system that allows natural gas transportation in the form of compressed gas using modules coupled to mobile platforms, which are transported by trucks. The supply of CNG in bulk consists of acquisition/receiving from gas pipeline, compression, storage, delivery and decompression for continuous supply to a classic Distribution Network.

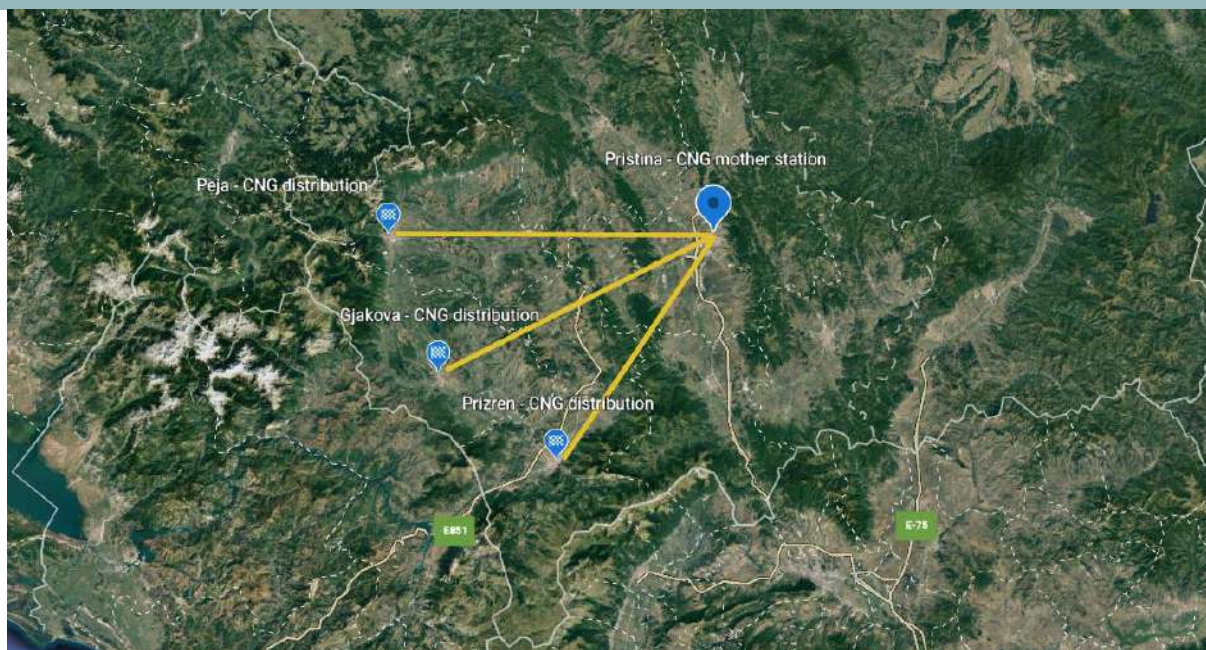
FIGURE 64 – GAS SUPPLY CHAIN WITH CNG AS SOURCE



11.2.1 CNG source

The assumption is that the CNG Mother station will be located in the area of Prishtina (a prerequisite is the construction of the SKOPRI transport gas pipeline). Mother station is a type of filling station that is supplied with natural gas by direct connection to the distribution or transport gas network and is used for filling portable modular tanks. The supply system assumes the transport of CNG modular tanks to decompression stations located in the cities of Peja, Gjakova and Prizren. The length of the supply road routes in no case exceeds 100 km (in one direction).

FIGURE 65 – CNG SUPPLY ROUTE FROM PRISHTINA



11.2.2 CNG supply optimization methodology

The basic assumption is that the supply of CNG will take place by road, using truck trailers.

CNG storage (bundle of modular CNG tanks) is planned at the distribution locations, which is dimensioned in such a way that the supply area can withstand three days of CNG supply disruption in each specific year.

Optimization of the supply system was performed, considering the following technical parameters:

The average amount of cargo delivered in one truck ride is 5.700 m³ of natural gas.

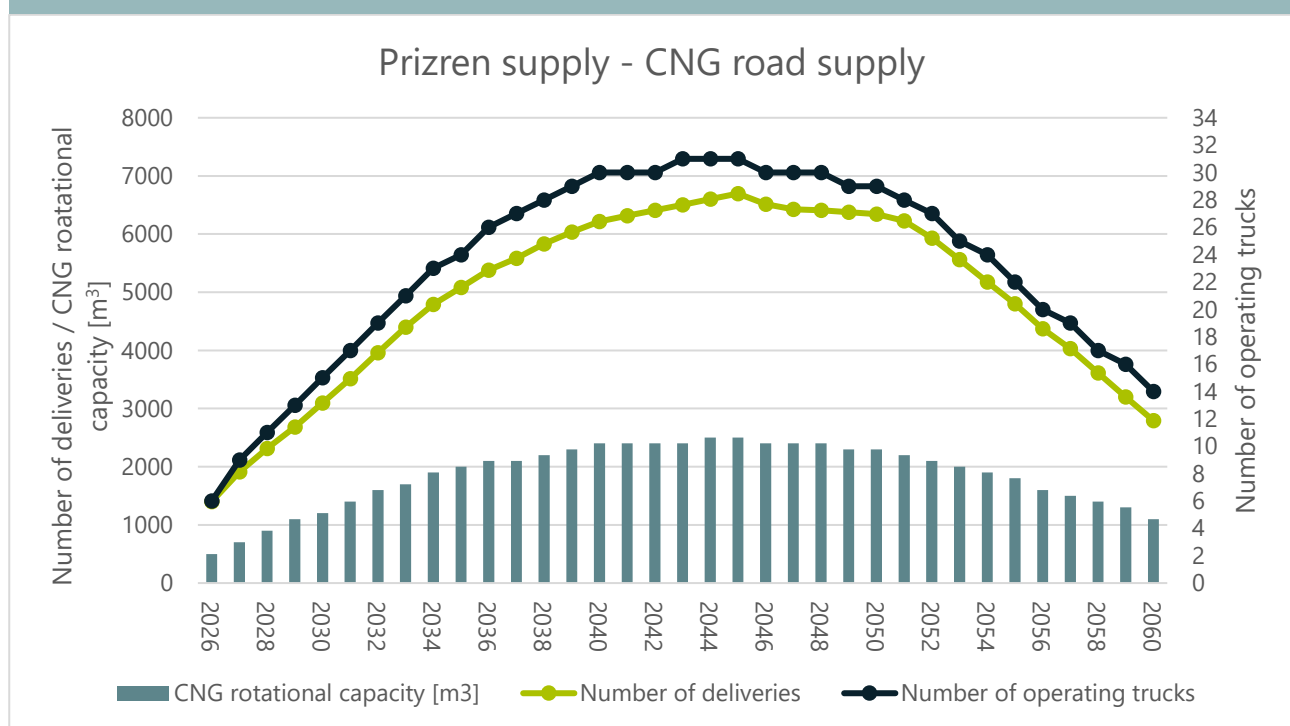
The minimum compressor capacity on the mother station side is 3.000 m³ (compressor capacity is upgraded depending on the demand of the CNG consumers).

The CNG truck trailer is able to make a round trip that includes loading, hauling, unloading and returning to the CNG source in same day.

11.2.3 Supply of Prizren

To cover Prizren's gas supply in the observed period, 31 operational CNG truck trailers are needed in the peak year, which will realize a total of almost 6.700 deliveries. In addition, for the technical functioning of the system it is necessary to provide 2.500 m³ of rotational CNG tanks (empty modular CNG tanks that change with full ones during delivery). Considering that the system is being successively upgraded in terms of operational capacities and tanks, in the initial year six (6) operating trucks and 500 m³ of rotational CNG storage are needed for the continuous supply of the Prizren market.

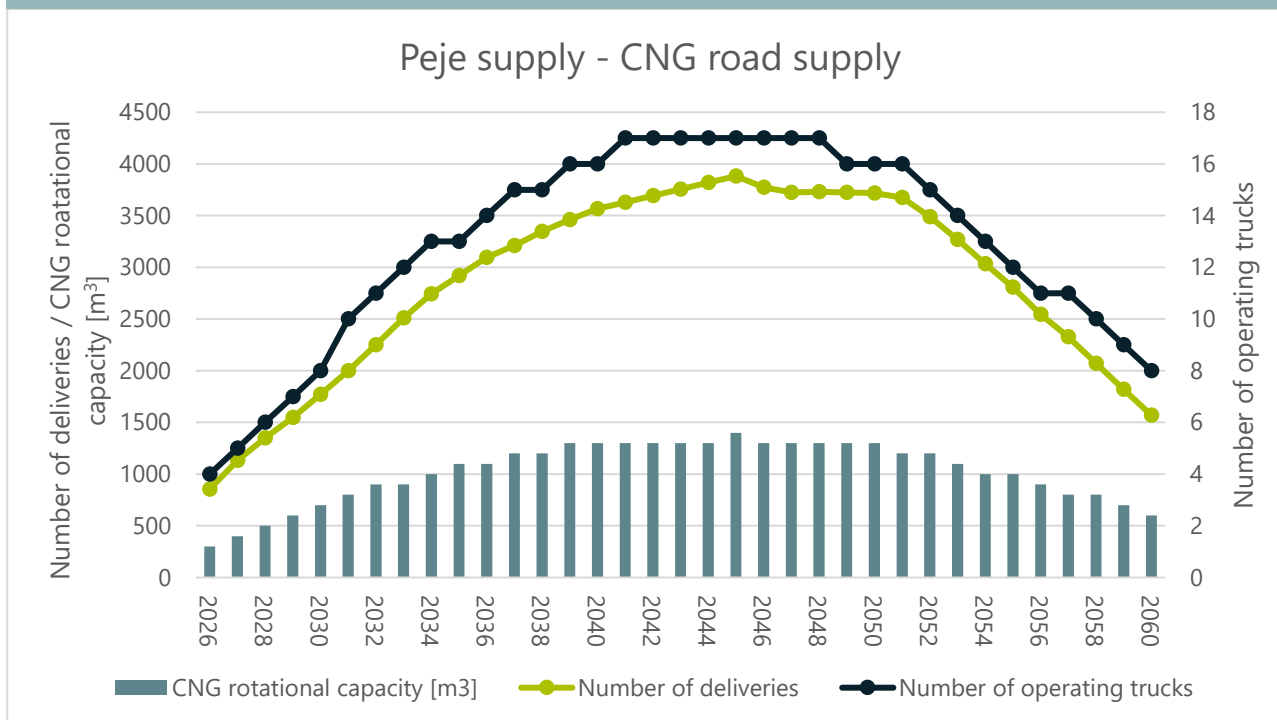
FIGURE 66 – CNG SUPPLY SYSTEM FOR PRIZREN



11.2.4 Supply of Peja

Peja demand in peak year can be met with 17 operating trucks and additional CNG storage with a capacity of 1.400 m³. Trucks should realize almost 3900 deliveries in a specific peak year. In the initial year of the project, four (4) operational trucks are sufficient, while the sufficient capacity of the CNG storage amounts to 300 m³.

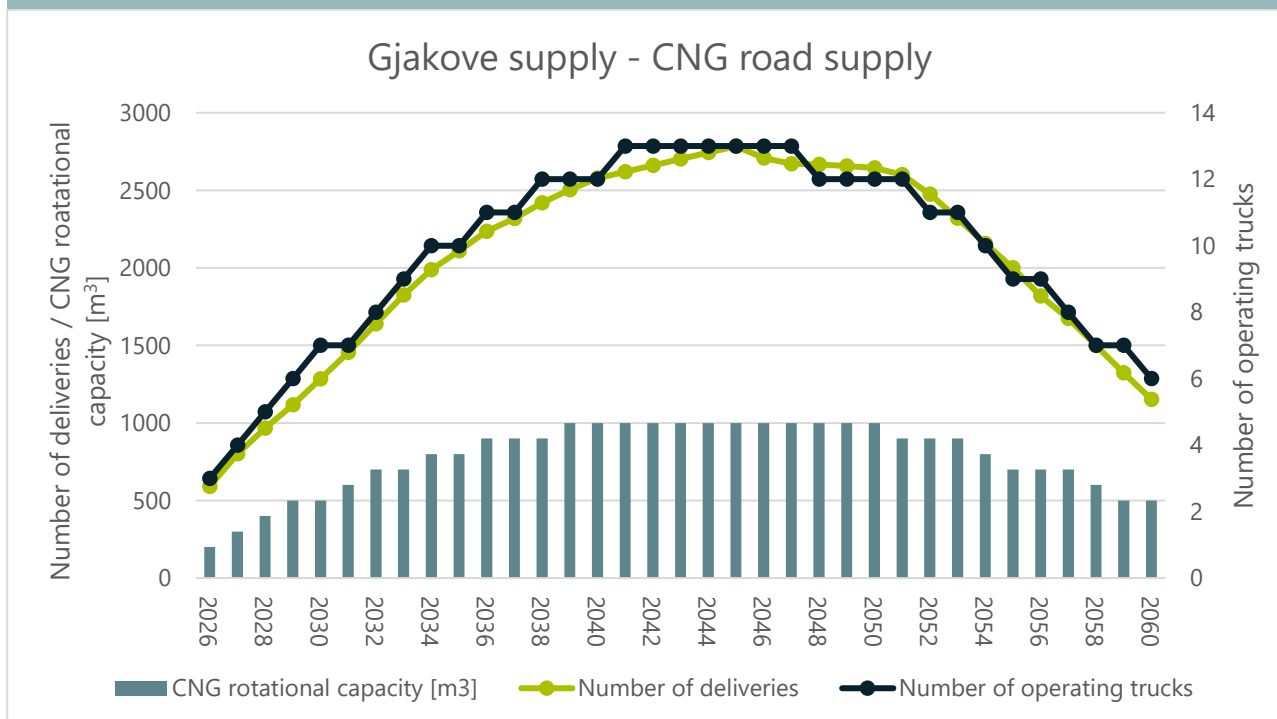
FIGURE 67 – CNG SUPPLY SYSTEM FOR PEJE



11.2.5 Supply of Gjakova

The potential demand of the Gjakova area in the peak year can be covered with 13 operational CNG trucks that would realize a total of about 2.800 deliveries in a specific year. Additionally, a CNG modular storage capacity of 1.000 m³ is required. In the initial year of the project, three (3) trucks and 200 m³ of storage are sufficient to meet the demand.

FIGURE 68 – CNG SUPPLY SYSTEM FOR GJAKOVE



11.3 Financial Assessment

The goal of the financial analysis is to determine the cost of infrastructure required to supply LNG and CNG to the end gas consumers in Kosovo and to calculate the average price (tariff) of providing such services. The analysis aims to assess whether LNG or CNG could represent an alternative to the development of gas transmission and, in the case of a large consumer, distribution network. It is important to stress that the calculated average tariffs do not include the cost of natural gas that would be delivered to final consumers but only the cost of the LNG and CNG infrastructure. In that sense, the tariff for the supply of LNG and CNG is comparable to the tariff for gas transmission and distribution.

To make the comparison between the pipeline gas and gas supplied as LNG and CNG equivalent, it was assumed that the LNG and CNG gas supply would be regulated activities. As in the case of pipeline gas, regulation implies that entities carrying these activities would be entitled to earn an allowed revenue which should be sufficient to cover the operating and maintenance costs, depreciation, and return on the regulated asset base. As in the case of the pipeline gas, it was assumed that the regulated entity would be entitled to the real rate of return equal to 8,3% p.a.

11.4 Supply of LNG

The idea behind the LNG supply is to provide natural gas in large consumption areas. As previously indicated, LNG can be delivered using either road or railway means of transportation. In the case of road transportation by LNG trucks, the LNG can be delivered to multiple consumption areas. Delivery of LNG by train is more limited in the sense that the rail network reaches only certain areas.

In the case of road transport, the LNG would serve as a substitute for gas transmission pipeline (Prishtina) and gas transmission and distribution pipeline (Sharrcem and Feronikeli). In Prishtina, once the LNG is delivered to the urban area, it would still be necessary to develop a gas distribution network to distribute the natural gas to the final consumers. In the case of industrial consumers (Feronikeli and Sharrcem), the LNG would serve as a substitute for both gas transmission and distribution networks as it is possible to install LNG infrastructure at the gate of these industrial consumers.

11.4.1 Road transport

To supply the LNG to locations in Kosovo, investments in the following assets are required with the corresponding costs:

LNG delivery truck: 300.000 €

LNG containers: 2.000 €/m³

LNG vaporizers: 10 €/m³ natural gas (the main and backup system is assumed)

Other investments: 25% of investment in containers and vaporizers

Buildings: 20% of investment in containers, vaporizers, and other investments

Other relevant assumptions include:

Depreciation period: 35 years for all equipment and construction, except for trucks which are depreciated in 15 years;

Operating costs for trucks:

Fuel costs: 1,5 €/litre

Mileage: 40 lit/100 km

Round trip: 1.200 km

Time required to complete a round trip: 1 day

Number of drivers per truck: 3

Gross wage per driver: 2.500 €/month

Maintenance and insurance: 30.000 €/truck/year

11.4.1.1 Prishtina

The LNG infrastructure was designed to allow the supply of gas to the urban area only. In other words, if natural gas is delivered to Prishtina (including Obiliq and Fushë Kosovë) in the form of the LNG, it is still necessary to develop a gas distribution network to distribute gas to smaller consumers. Therefore, the LNG represents an alternative to the development of a gas transmission network in Prishtina.

The following figure shows the structure of investment costs for Prishtina LNG which amounts to 29,6 million €. As the following figure shows, major investment components are LNG trucks and LNG containers.

FIGURE 69 – STRUCTURE OF INVESTMENT COSTS IN LNG INFRASTRUCTURE IN PRISHTINA

Structure of investment costs - Prishtina LNG (M EUR)

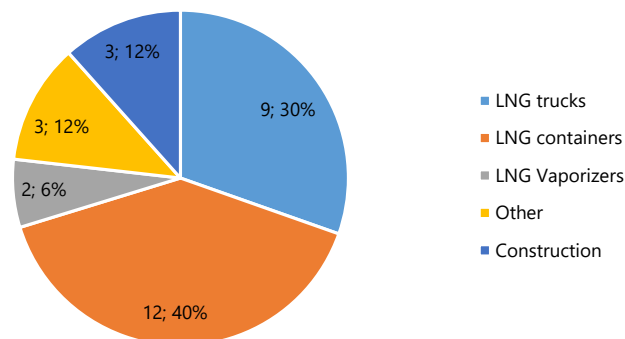
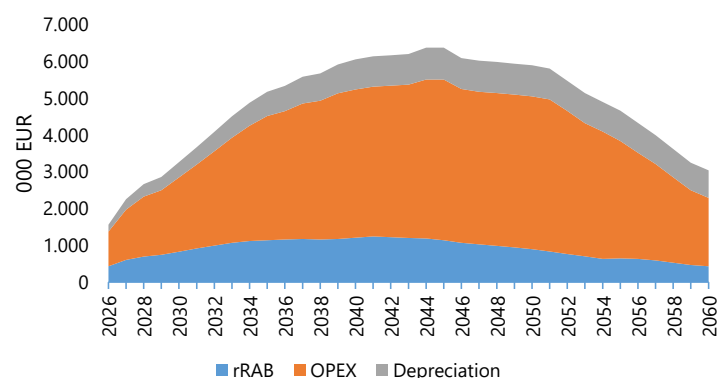


Figure 70 shows the structure of allowed revenue for Prishtina LNG. It is evident that operating costs dominate the allowed revenue, driven primarily by the transportation-related costs (fuel costs and cost of drivers). The allowed revenue result in an average LNG service tariff of slightly below six €/MWh of delivered natural gas.

FIGURE 70 – STRUCTURE OF ALLOWED REVENUE OF PRISHTINA LNG

Structure of Allowed Revenue - Prishtina LNG



As was indicated at the beginning of the section, LNG Prishtina would serve the purpose to be a substitute for construction of the gas transmission network. Nevertheless, when the resulting tariff for the LNG Prishtina is compared to the tariffs for the natural gas transmission pipeline, it is evident that LNG Prishtina is not a viable option for the overall gasification of Prishtina. The resulting tariff of just below six €/MWh, though, may be acceptable to specific large consumers if SKOPRI wouldn't be built. Therefore, the Consultant concludes that the supply of LNG to large consumption centers such as Prishtina is not cost competitive when compared to

the development of the gas transmission network. Nevertheless, **in case only limited gasification of certain distribution areas or large consumers (that are willing to bear the higher infrastructure cost) is envisaged, LNG supply to Prishtina (or to other large users or distribution areas) may be a viable alternative to gas transmission pipeline.** This is shown for several examples in the following sections.

11.4.1.2 Sharrcem (Hani I Elezit)

The following figure shows the structure of investment costs for Sharrcem LNG which amounts to 13,7 million €. As the following figure shows, dominant investment items are LNG containers and LNG trucks.

FIGURE 71 – STRUCTURE OF INVESTMENT COSTS IN SHARRCEM

Structure of investment costs for Sharrcem LNG (M EUR)

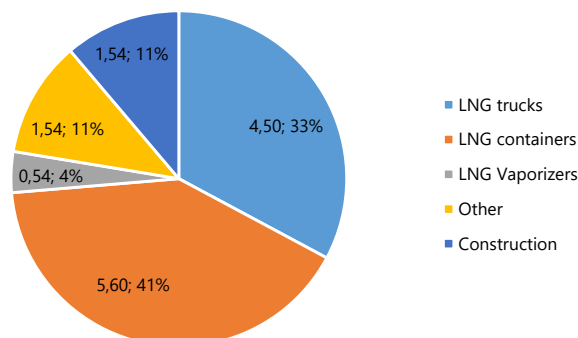
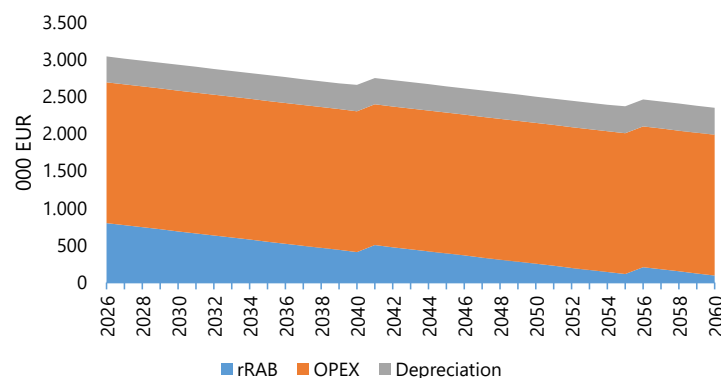


Figure 72 shows the structure of allowed revenue for Sharrcem LNG. It is evident that operating costs dominate the allowed revenue, driven primarily by the transportation-related costs (fuel costs and cost of drivers). The resulting LNG tariff stands slightly below 6 €/MWh.

FIGURE 72 – STRUCTURE OF ALLOWED REVENUE FOR SHARRCEM LNG

Structure of Allowed Revenue - Sharrcem LNG



The resulting tariff for Sharrcem is higher than the tariff for gas transmission network (in both Large and Small gasification scenario), though the difference is not so significant in the case of the Large gasification scenario. Therefore, the investment in Sharrcem LNG represents an alternative if a gas supply for Sharrcem is required and no gas transmission network in Kosovo exists.

11.4.1.3 Ferronikeli (Drenas)

The following figure shows the structure of investment for Ferronikeli which amounts to 1,55 million €. As the following figure shows, more than half of all investment costs (58%) relate to investments in LNG trucks. Such investment costs result in the LNG tariff of 5,4 €/MWh.

FIGURE 73 – STRUCTURE OF INVESTMENT COSTS

Structure of investment costs for Ferronikeli LNG (M EUR)

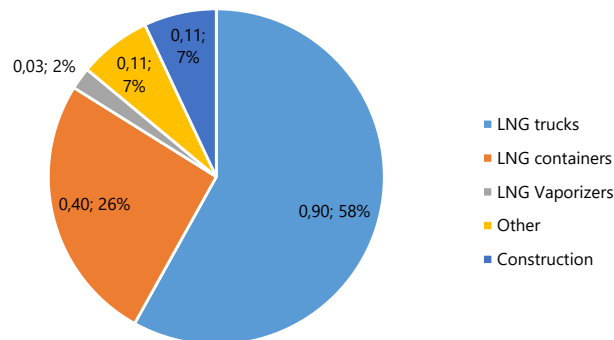
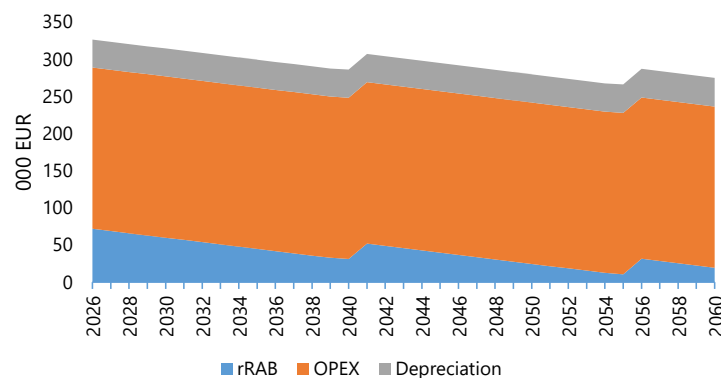


Figure 74 shows the structure of allowed revenue for Ferronikeli LNG. It is evident that just as in the case of Prishtina and Hani I Elezit, operating costs dominate the allowed revenue.

FIGURE 74 – STRUCTURE OF ALLOWED REVENUE OF FERRONIKELI LNG

Structure of Allowed Revenue - Ferronikeli LNG



The LNG tariff of slightly above 5,4 €/MWh can be considered cost competitive when compared to the gas transmission tariff.

11.4.2 Rail transport

As was indicated at the beginning of this section, rail transport of LNG to Prishtina represents a substitute for the development of gas transmission network.

When carrying out the analysis, the following assumptions were made:

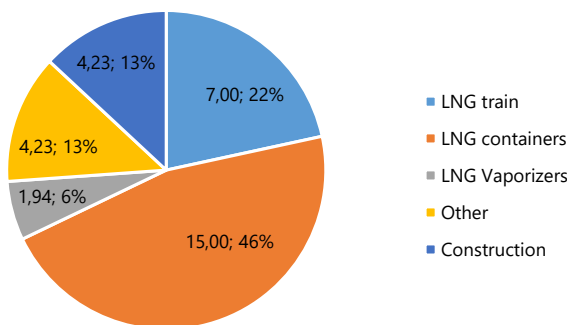
Technical life of train carriages: 35 years

Cost of train round trip: 35.000 €

The following figure shows the structure of investment for LNG transport by train to Prishtina which amounts to 32,41 million €. As the following figure shows, slightly less than half of all investment costs are related to investments in LNG containers.

FIGURE 75 – STRUCTURE OF INVESTMENT COSTS IN TRAIN LNG FOR PRISHTINA

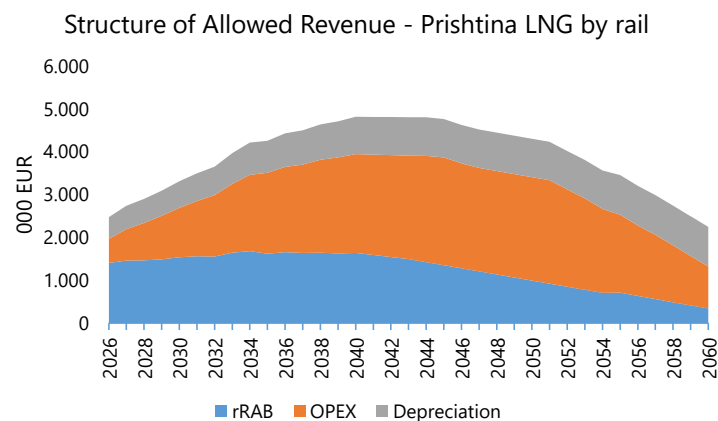
Structure of investment costs - LNG by train to Prishtina
(M EUR)



The resulting price (tariff) for the rail LNG network is estimated at slightly above 5,3 €/MWh of natural gas. This is marginally lower than in case of LNG supply via road transport.

Figure 76 shows the structure of allowed revenue for Prishtina LNG by rail. Unlike the supply of LNG by trucks where OPEX represents dominant costs, rail supply of LNG is more capital intensive as evident by the larger share of depreciation and return on regulated asset base.

FIGURE 76 – STRUCTURE OF ALLOWED REVENUE FOR PRISHTINA LNG BY RAIL



As was indicated at the beginning of the section, LNG by rail to Prishtina would serve the purpose to be a substitute for the gas transmission pipeline. With the resulting tariff of 5,3 €/MWh, LNG by rail is not a cost-competitive option in the case of the existence of large gas power plant consumers. Nevertheless, **in the case of limited demand, such as the absence of a gas power plant as an anchor consumer, LNG by rail represents an option that should be considered.** On the other hand, LNG supply via rail is not applicable to demand below certain threshold due to minimum rail composition size.

11.4.3 LNG gas supply conclusions

The following table provides a comparison of LNG tariffs for analysed consumption areas. When compared to the development of the gas transmission network, the resulting tariffs are higher and less competitive. Nevertheless, LNG might be considered an option in case there is no gas power plant in Kosovo or for limited gasification of one or more distribution areas and/or large consumers that have the economic case to accept the higher tariff, i.e., in case the overall gas demand in Kosovo is not sufficient to justify the construction of gas transmission network. In addition, unlike the gas pipeline infrastructure, LNG infrastructure has lower probability of becoming a stranded asset.

TABLE 37 – COMPARISON OF LNG TARIFFS

	Tariff [€/MWh]
Prishtina	5,96
Drenas (Ferronikeli)	5,41
Sharrcem	5,91
Prishtina by train	5,26

11.5 Supply of CNG

To assess the cost of supply of CNG, the Consultant analysed three municipalities: Prizren, Peja, and Gjakove. To establish the CNG supply it was assumed that a CNG station would be established in Prishtina. The gas would be compressed and injected into CNG trucks and transported to the municipality and stored in CNG containers.

In the financial aspect, the following CAPEX costs are assumed:

Truck with trailer and CNG tanks: 400.000 €

CNG modular storage: 10.000 €/m³

CNG mother station (including building, substation, installation, canopy, lighting, fencing, project, permits): 1.900.000 €

Compressors, high-pressure tank, and electric cabinet (the main and backup system is assumed): 1.150.000 €

Mass flow meter connection (vehicle and trailer filling): 150.000 €

Building: an increase of 300.000 € for a successive increase in additional compressor capacity

Other relevant assumptions include:

Depreciation period

CNG Truck and CNG compressor: 15 years

CNG container, CNG station, trailer dispenser: 35 years

Operating costs for trucks:

Fuel costs: 1,5 €/litre

Mileage: 40 lit/100 km

Round trip: 180 km

Number of drivers per truck: 1

Gross wage per driver: 2.500 €/month

Maintenance and insurance: 30.000 €/truck/year

11.5.1.1 Prizren

The following figure shows the structure of investment costs for Prizren. The total estimated investment cost stands at 54,78 million €. Investment in CNG containers at Prizren represents the largest share of total investment and is equal to 44%. The second largest investment category is CNG trucks with a share in a total investment of 40%.

FIGURE 77 – STRUCTURE OF INVESTMENT COSTS

Structure of CNG investment costs - Prizren (M EUR)

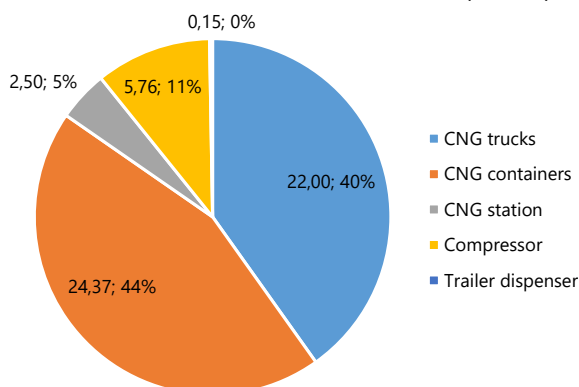
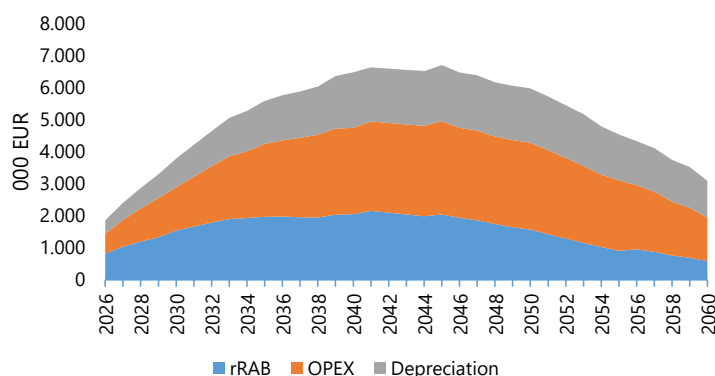


Figure 78 shows the structure of allowed revenue for Prizren CNG option. The analysis results in the average cost of CNG transport for Prizren at slightly above 19 €/MWh of natural gas.

FIGURE 78 – STRUCTURE OF ALLOWED REVENUE FOR PRIZREN CNG

Structure of Allowed Revenue - Prizren CNG

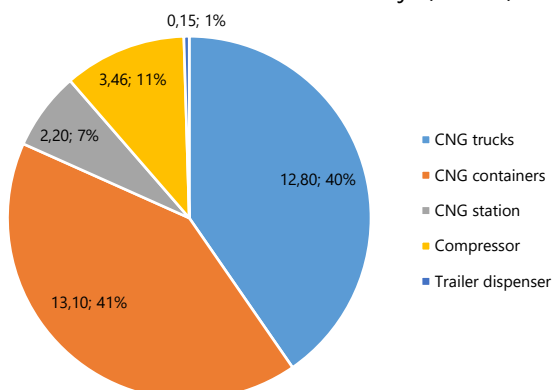


11.5.1.2 Pejë

The following figure shows the structure of investment costs for Peja. Total estimated investment costs stand at 31,7 million €. Investment in CNG container at Peja represents the largest share of total investment and is equal to 41%.

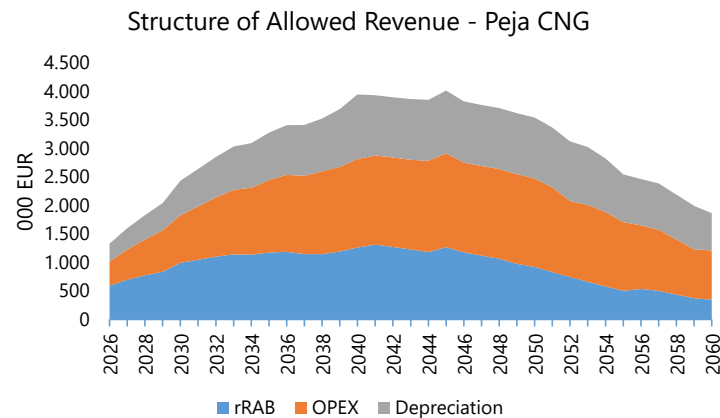
FIGURE 79 – STRUCTURE OF INVESTMENT COSTS

Structure of CNG investment costs - Peja (M EUR)



The following figure shows the structure of allowed revenue for Peja CNG option. Based on the analysis, the average tariff for CNG Peja stands at slightly below 20 €/MWh.

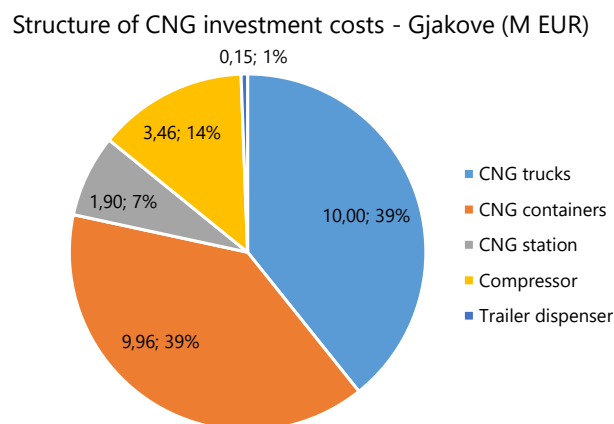
FIGURE 80 – STRUCTURE OF ALLOWED REVENUE FOR PEJA CNG



11.5.1.3 Gjakovë

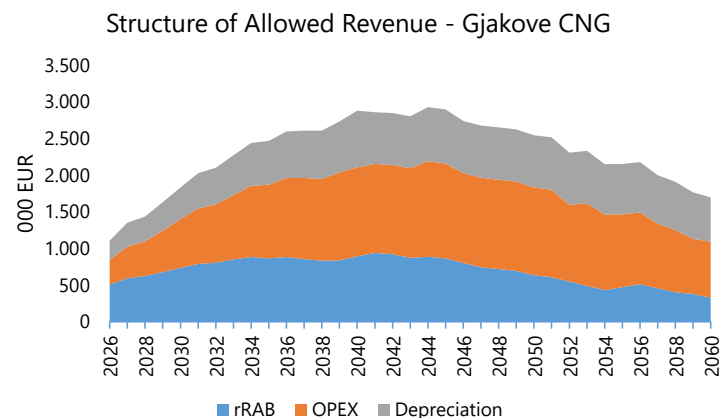
The following figure shows the structure of investment costs for Gjakovë. Total estimated investment costs stand at 25,47 million €. Investment in CNG trucks at Peja represents the largest share of total investment and is equal to 39%.

FIGURE 81 – STRUCTURE OF INVESTMENT COSTS



The following figure shows the structure of allowed revenue for Gjakove CNG option. Based on the analysis, the average tariff for CNG Gjakova stands at around 21 €/MWh.

FIGURE 82 – STRUCTURE OF ALLOWED REVENUE FOR GJAKOVA CNG



11.5.2 Conclusions on CNG supply of gas

The analysis of three possible municipalities to use the CNG shows that the average tariff of CNG infrastructure would be above 19 €/MWh. Such high tariffs make the use of CNG non-competitive in any scenario (small or large gasification). Therefore, the Consultant concludes that CNG may be considered an option only for particular users who have no alternative besides CNG in case no Ring is built.

TABLE 38 – COMPARISON OF CNG TARIFFS

Municipality	Investment	OPEX	Total	Total natural gas demand [GW] [4]	Average tariff [€/MWh] [5]
	[000 €]				
	[1]	[2]	[3]=[1]+[2]		
Prizren	54.776	75.845	130.621	9.660	19,0
Pejë	34.006	43.307	77.313	5.590	20,0
Gjakovë	25.469	34.512	59.981	4.016	21,1



12 COMPARISON WITH “NO PROJECT”

The decarbonization agenda is fuelled by the EU aims to significantly reduce greenhouse gas emissions by 2050. It will affect all European countries, including Kosovo. The implications of the decarbonization for the energy sector will be phasing out of environmentally unfriendly fossil power plants and an increase in the share of renewable energy.

Natural gas represents a possible transitional path to the decarbonized energy sector of Kosovo. In this scenario, natural gas would replace aging lignite power plants and would provide an energy source for new gas power plant. Taking into account the economic lifetime of the gas network and gas power plants, natural gas could play an important role in the upcoming decades but would be gradually replaced by the more environmentally fuels by the mid-century.

In case Kosovo does not decide to develop a gas network, decarbonization of its energy sector might take a different path. Electricity generation in Kosovo is heavily dependent on lignite power plants. Projections of future retail electricity prices in the recently published study by the Energy Community Secretariat show that the introduction of carbon pricing would render existing lignite power plants noneconomical, driving retail electricity prices up³⁷.

Furthermore, the introduction of gas networks would contribute to the increased use of gas for heating, enabling substitution away from unsustainable biomass. According to the EUROSTAT data, the share of biomass in the household sector (which is primarily used for heating and cooking purposes) is at two-thirds of the total final energy consumption of households. Therefore, continued reliance on biomass, in addition to being unsustainable, would contribute to the local pollution caused by the combustion of biomass.

In conclusion, scenario without the project would likely contribute to the following:

Rising electricity retail energy prices in Kosovo

Continued reliance on unsustainable biomass and resulting local air pollution

Challenges in accommodating intermittent renewable energy sources into the electricity grid

Increased reliance on imported electricity.

³⁷ Energy Community Secretariat, “Carbon Pricing Design for the Energy Community.” 2021. [Online]. Available: https://www.euneighbours.eu/sites/default/files/publications/2021-01/Kantor_carbon_012021.pdf

13 BIBLIOGRAPHY

- [1] Medium Term Expenditure Framework 2022-2024, Ministry of Finance, Labour and Transfers, April 2021.
- [2] Kosovo Population Projection 2017-2061, Kosovo Agency of Statistics, Prishtina, December 2017.
- [3] MCC Social and Behaviour Change, Project No. 95332418C0288, Kosovo Energy Sector, Formative Research Findings Report, July, 2021.
- [4] ACER, "Report on NRAs Survey - Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations," 10/07/2020.
- [5] egis, "Feasibility study for North Macedonia – Kosovo gas interconnection & ESIA Scoping," WBIF, IPF9, 2012 and ongoing.
- [6] IRENA, "Study on Hydrogen from renewable power," 2018.
- [7] M. G. P.O. Bjork, "A feasibility study of Hydrogen Distribution in present natural gas pipeline systems," *Goteborg University/Chalmers University of Technology, Physics and Engineering Physics, Physical Resource Theory*.
- [8] M. L. A. O. A. S. T. W. S. Kuczynski, "Thermodynamic and Technical Issues of Hydrogen and Methane-Hydrogen Mixtures Pipeline Transmission," *AGH University of Science and Technology, Drilling, Oil and Gas Faculty, Krakow PL30059, Poland*, vol. 569, Engineers 2019.
- [9] B. & V. p. N. 43138, "AE Prefeasibility Study – 2019/2020 Kosovo Compact Energy Sector," US Army Corps of Engineers, Europe Division, 2020.
- [10] D. A. Kirchgessner, R. A. Lott, R. M. Cowgill, M. R. Harrison and T. M. Shires, "Estimate of methane emissions from the U.S. natural gas industry, *Chemosphere*, Vol. 35, No.6, pp. 1365-1390," Elsevier Science Publisher Ltd, City Name, 1997.
- [11] E. Commission, *The Third Energy Package consisting of two Directives and three Regulations*, European Commission, 2009.
- [12] J. Savickis, L. Zemite, I. Bode and L. Jansons, "Natural gas metering and its accuracy in the smart gas supply systems," *Latvian journal of physics and technical sciences*, vol. N 5, 2020.
- [13] L. Campbell, M. Campbell and D. Epperson, "Methane emissions from the natural gas industry, volume 9: underground pipelines, EPA-600/R-96-080i," U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, Washington, D.C., (June 1996).
- [14] B. Lamb, H. Westberg, R. Kashinkunti, P. Czepiel, P. Crill, R. Harriss, C. Kolb and J. McManus, "Oxidation of methane in soils from underground natural gas pipeline leaks, GRI-94-0257.35," Gas Research Institute, Chicago, IL, (July 1996).
- [15] U.S. Department of Transportation, "RSPA Form No. 7100.2-1(11-85)," U.S. Department of Transportation, Office of Pipeline Safety, Washington, D.C., (1991).

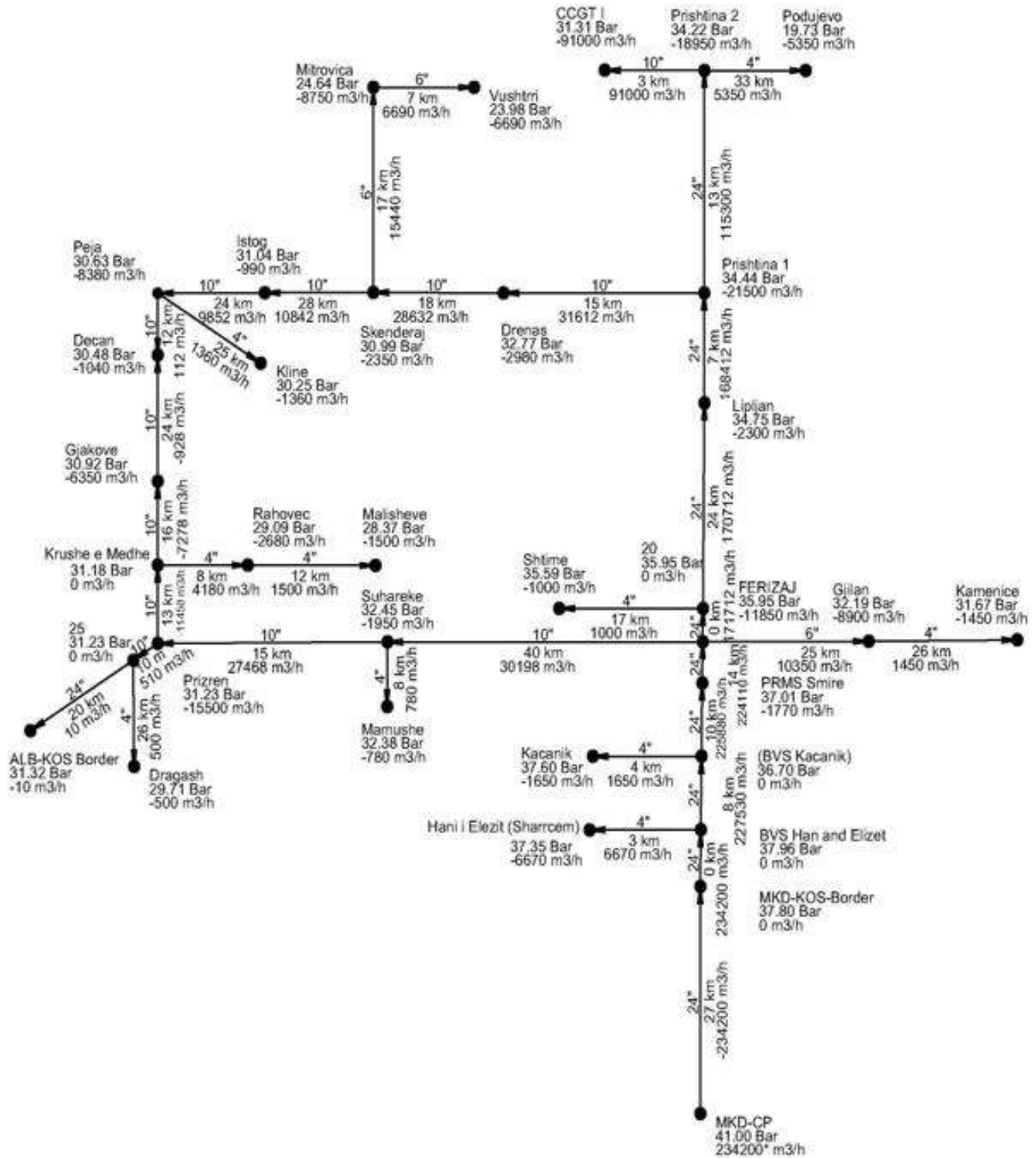
Table 39 shows the results of the hydraulic calculations. The table presents the determined optimal pipeline diameters for each given section and calculated gas pressure at the end of each pipeline section.

Analyses have shown that for the determined diameters and pressures, 100% of the required heating value (in MWh) will be carried in each pipeline. In relation to that, if hydrogen is transported through the same pipelines having the same diameters, about 75% of the required heating value is carried.

TABLE 39 – RESULTS OF THE PRELIMINARY HYDRAULIC CALCULATIONS					
	No	Section	Length (km)	Diam. (inch)	Pressure at the end of the section (barg)
MKD/KOS interconn.	0	MKD Connection point - MKD/KOS Border	27,0	24	37,80
	1-1	MKD/KOS Border - BVS Hani i Elezit	0,4	24	37,96
	1-2	BVS Hani i Elezit - BVS Kacanik	7,5	24	36,70
	2	BVS Kacanik - Smire	9,8	24	37,01
	3	Smire - Ferizaj	14,2	24	35,95
	4	Ferizaj - Lipjan	24,2	24	34,75
	5	Lipjan - Prishtina 1	6,7	24	34,44
	6	Prishtina 1 - Prishtina 2	12,7	24	34,22
Gas ring	7	Ferizaj - Suharekë	39,6	10	32,45
	8	Suharekë - Prizren	15,3	10	31,23
	9	Prizren - Krushe e Madhe	13,3	10	31,18
	10	Krushe e Madhe - Gjakova	15,5	10	30,92
	11	Gjakova - Decan	24,0	10	30,48
	12	Decan - Peja	12,0	10	30,63
	13	Peja - Istog	24,0	10	31,04
	14	Istog - Skenderaj	28,0	10	30,99
	15	Drenas - Skenderaj	17,7	10	30,99
	16	Prishtina 1 - Drenas	14,7	10	32,77
Transmission branches	17	Skenderaj - Mitrovica	16,5	6	24,64
	18	Mitrovica - Vushtrri	7,2	6	23,98
	19	Ferizaj - Gjilan	24,9	6	32,19
	20	Gjilan - Kamenice	26,0	4	31,67
	21	Krushe e Madhe - Rahovec	8,0	4	29,03
	22	Rahovec - Malisheve	12,0	4	28,37
	23	Ferizaj - Shtime	16,7	4	35,59
	24	Peja - Kline	25,0	4	30,25
	25	BVS Kacanik - Kacanik	4,0	4	37,60
	26	Prizren - Dragash	26,0	4	29,71
	27	Prishtina 2 - Podujevo	33,0	4	19,73
	28	Suhareke - Mamushe	8,0	4	32,38
	29	BVS Hani i Elezit - Hani i Elezit (Sharrcem)	2,7	4	37,35

Following figure shows the hydraulic model for the preliminary gasification scenario.

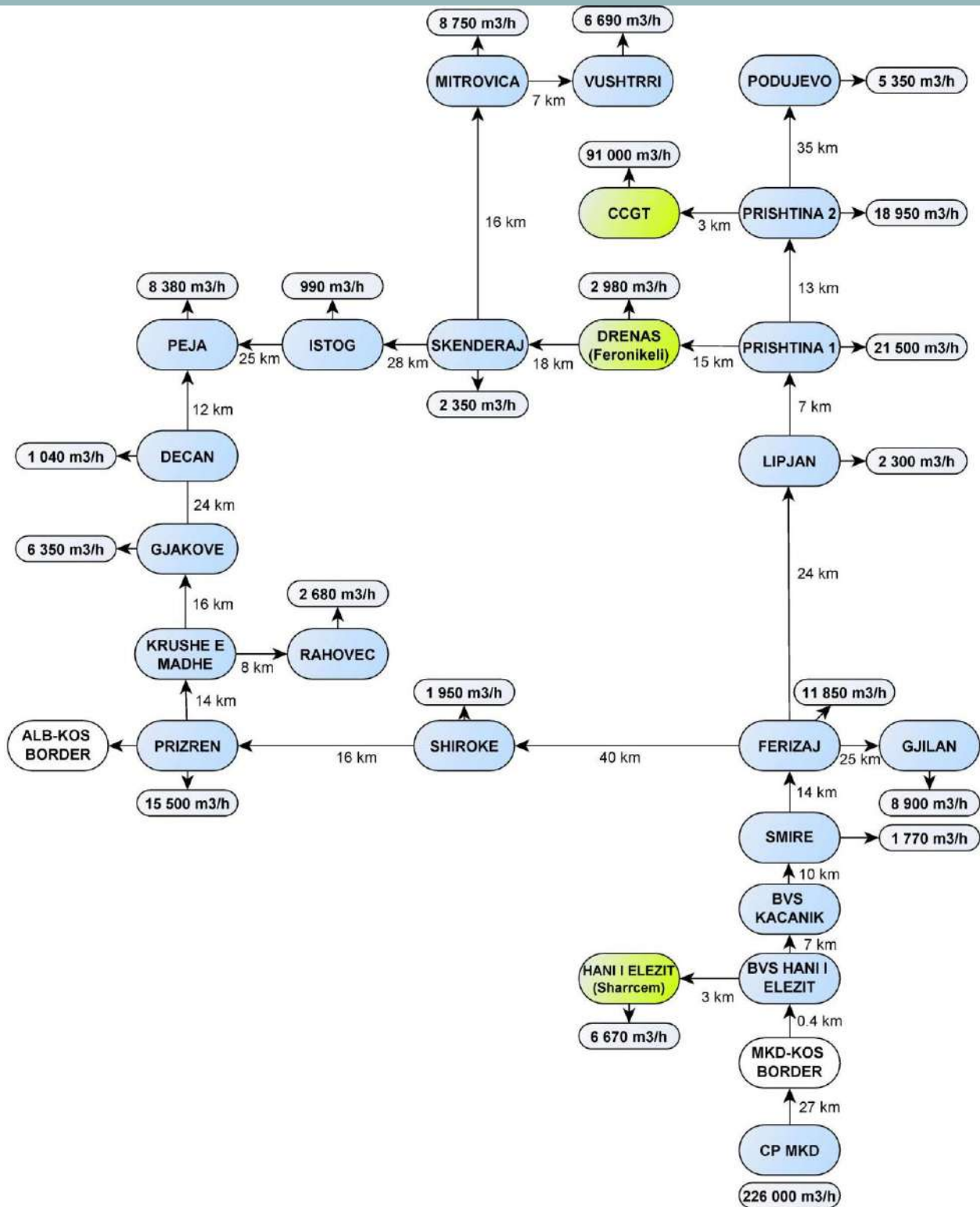
FIGURE 84 – HYDRAULIC MODEL FOR THE PRELIMINARY GASIFICATION SCENARIO



Hydraulic calculation for the large gasification scenario

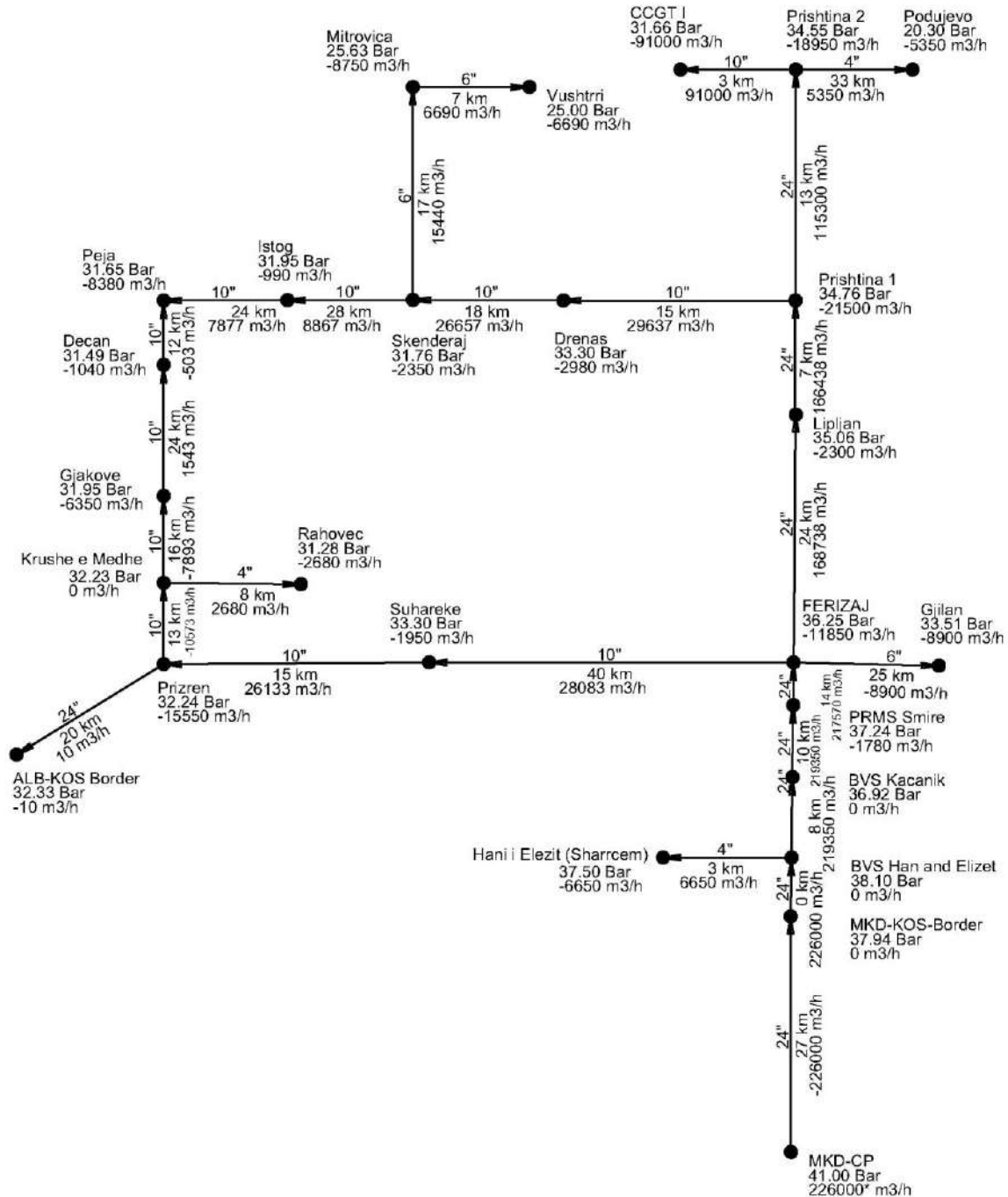
Following figure presents Block Flow diagram for the large gasification scenario.

FIGURE 85 – BLOCK FLOW DIAGRAM FOR THE LARGE GASIFICATION SCENARIO



Following figure presents hydraulic model for the large gasification scenario.

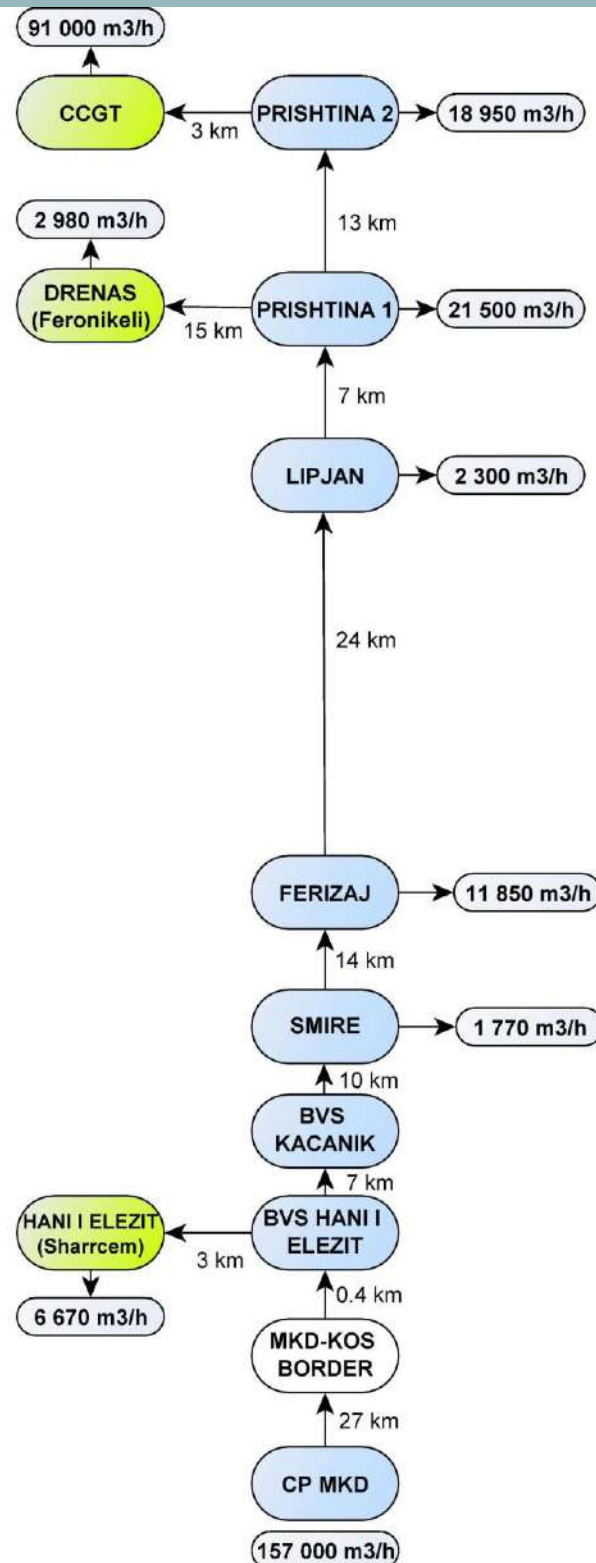
FIGURE 86 – HYDRAULIC MODEL FOR THE LARGE GASIFICATION SCENARIO



Hydraulic calculation for the small gasification scenario

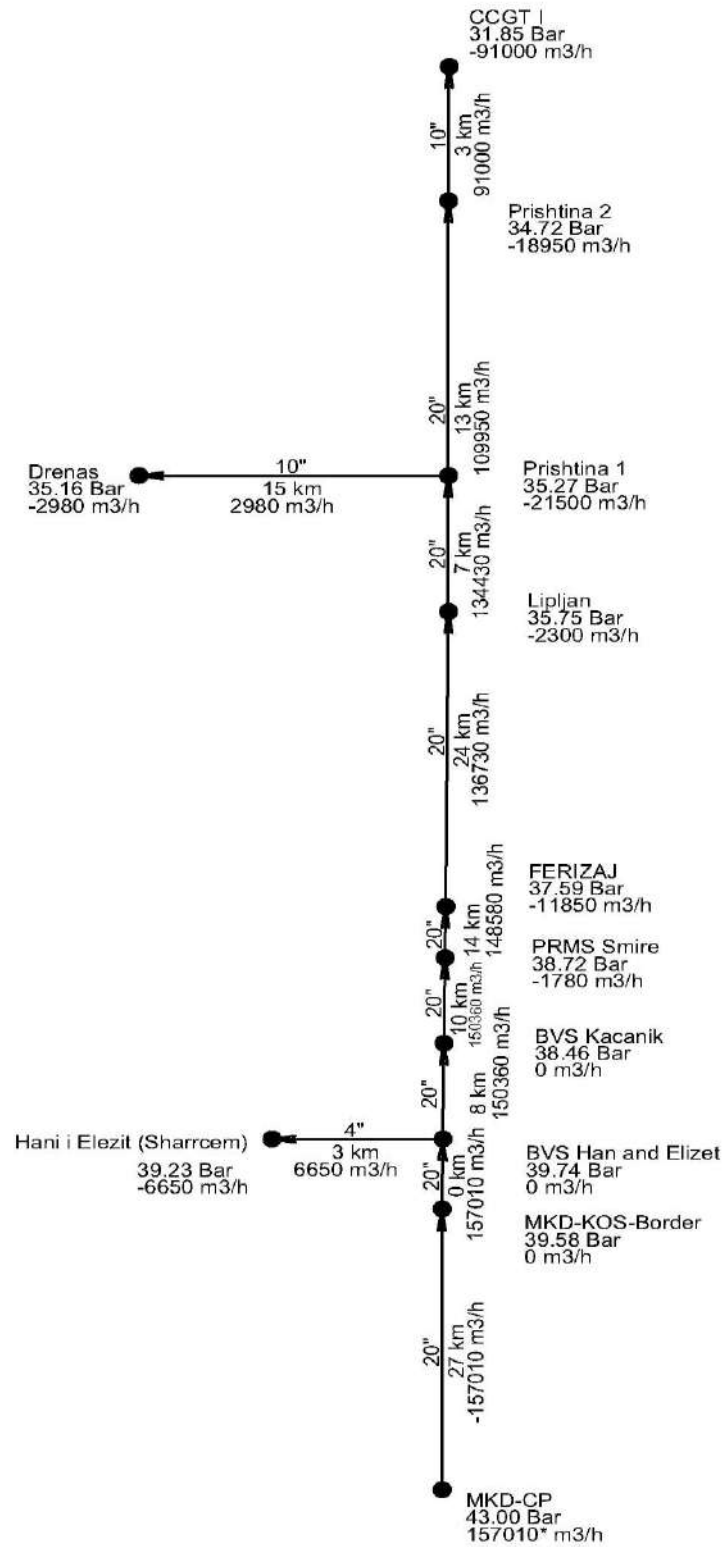
Following figure presents Block Flow diagram for the small gasification scenario.

FIGURE 87 – BLOCK FLOW DIAGRAM FOR THE SMALL GASIFICATION SCENARIO



Following figure presents hydraulic model for the small gasification scenario.

FIGURE 88 – HYDRAULIC MODEL FOR THE SMALL GASIFICATION SCENARIO

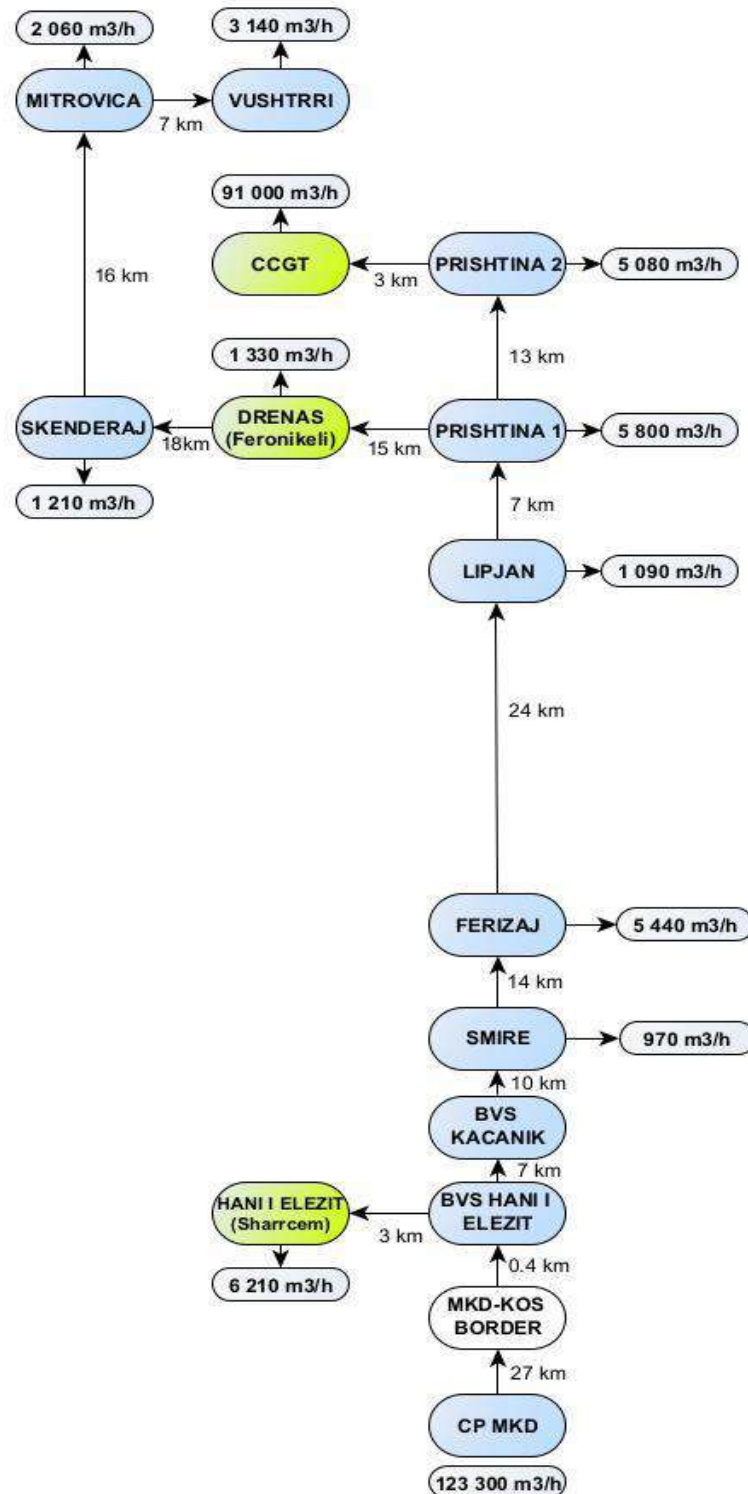


Hydraulic calculation for the industrial gasification scenario

Following figure presents Block Flow diagram for the base industrial gasification scenario.

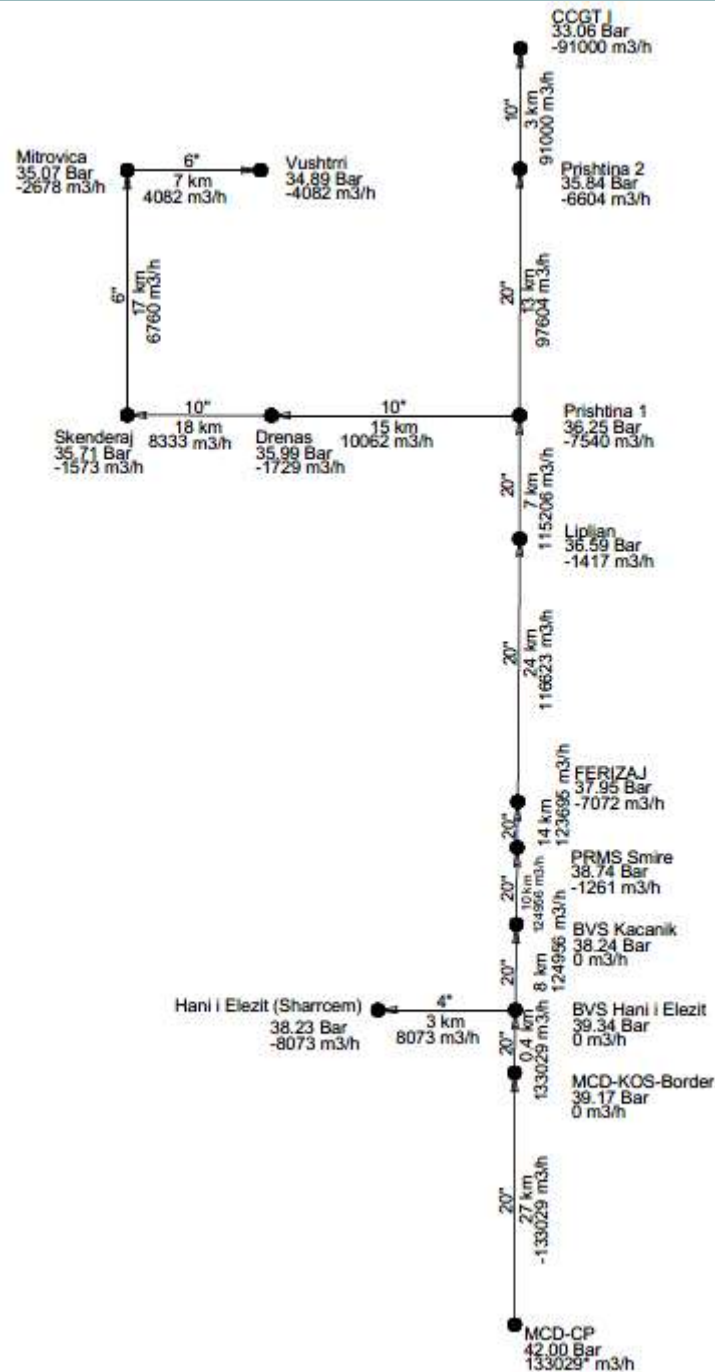
These quantities were increased by 30% for the purpose of hydraulic calculations.

FIGURE 89 – BLOCK FLOW DIAGRAM FOR THE INDUSTRIAL SMALL GASIFICATION SCENARIO



Following figure presents hydraulic model for the industrial gasification scenario.

FIGURE 90 – HYDRAULIC MODEL FOR THE INDUSTRIAL GASIFICATION SCENARIO





ANNEX 2: MAPS

In separate files.

ANNEX 3: PROVISIONAL DISTRIBUTION NETWORKS

Description of the distribution networks development is provided in Chapter 7.3.

Figures provided herein are for illustrative purpose only. These distribution network layouts have been created with the sole purpose of estimating the potential length of the distribution network and should not be used for other purposes.

FIGURE 91 – DISTRIBUTION NETWORKS OF PRISHTINA, FUSHE KOSOVË, AND OBILIQ

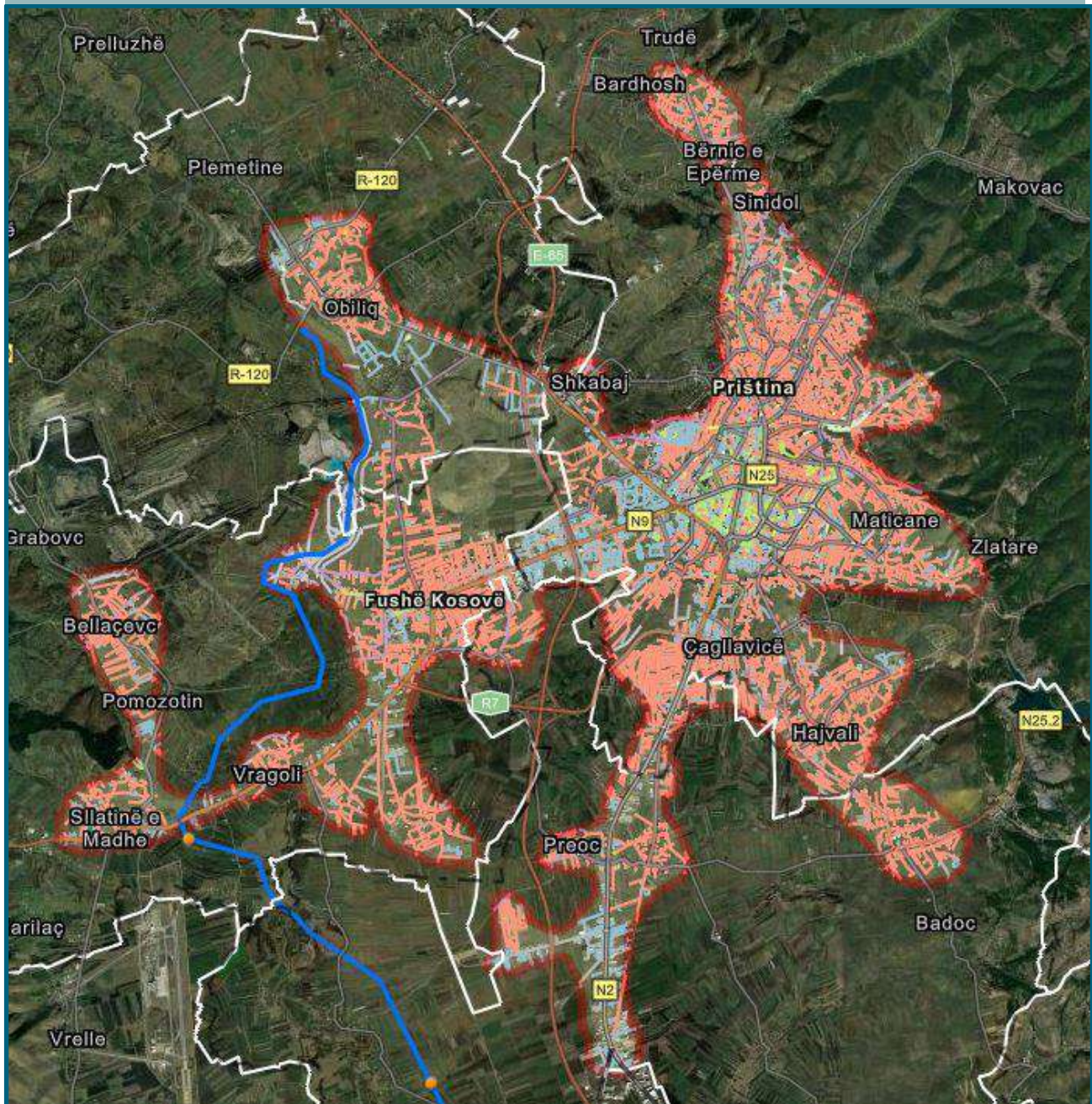


FIGURE 92 – DISTRIBUTION NETWORK OF PRIZREN

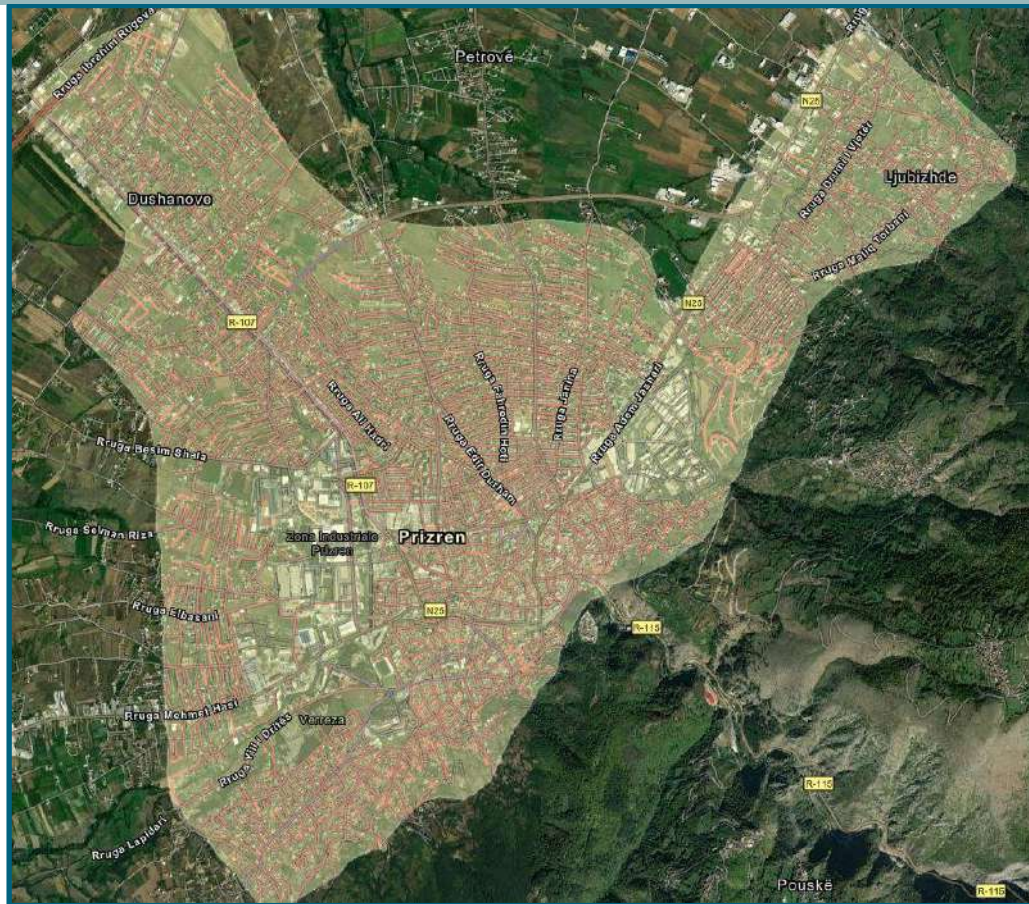


FIGURE 93 – DISTRIBUTION NETWORK OF FERIZAJ

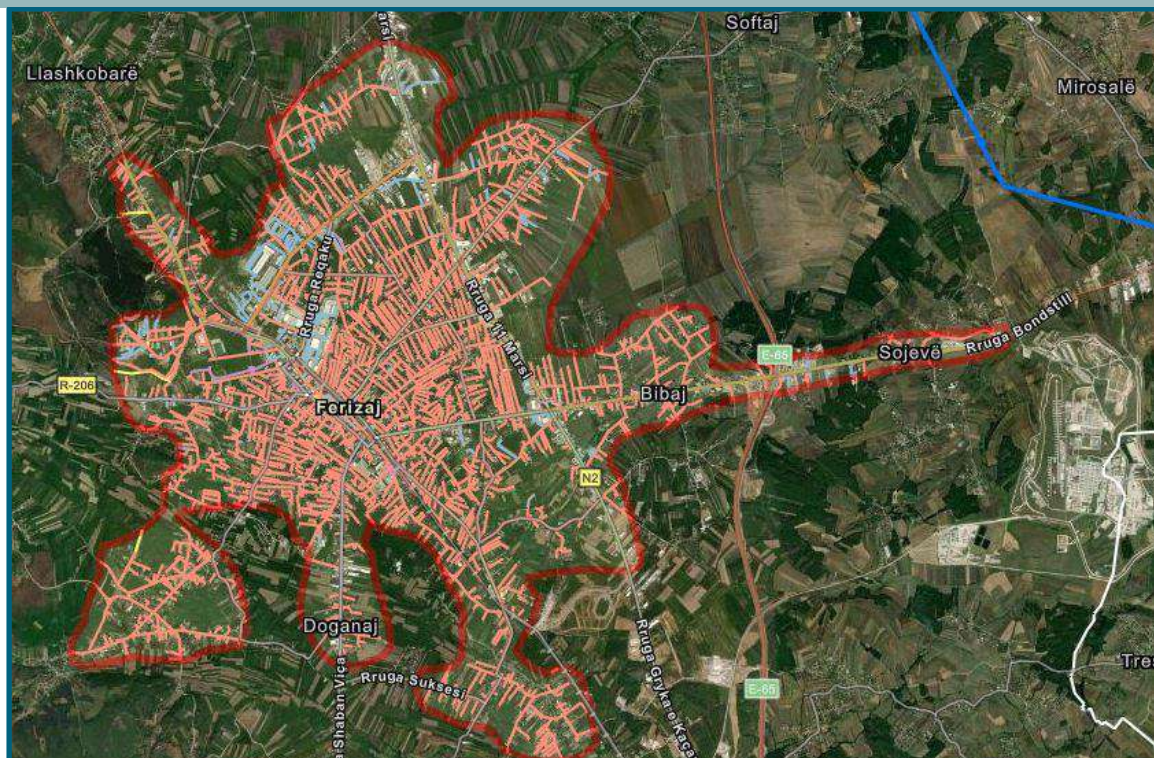


FIGURE 94 – DISTRIBUTION NETWORK OF PEJA

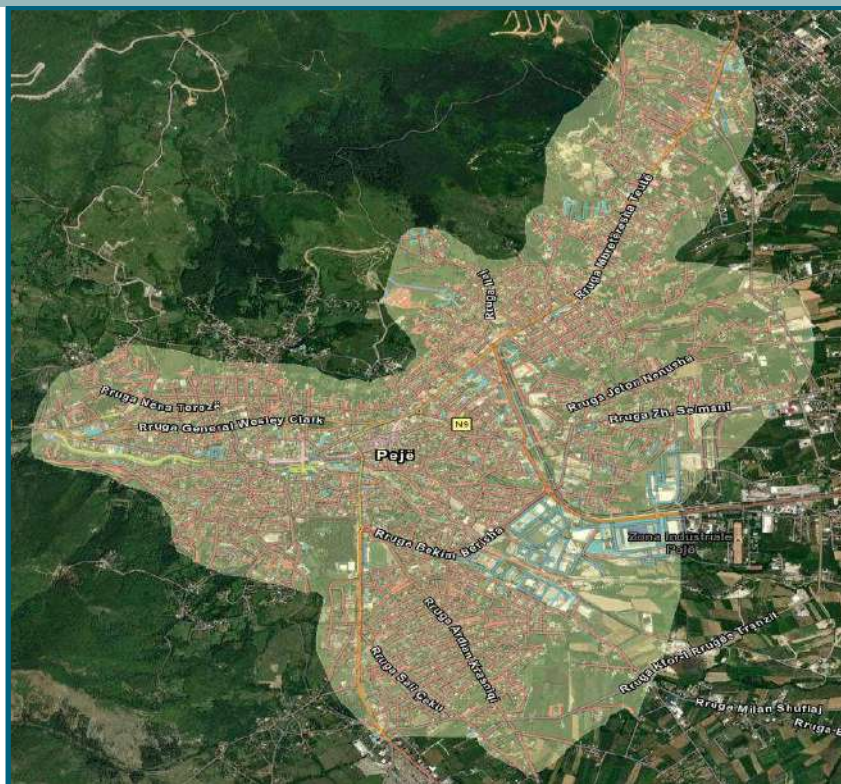


FIGURE 95 – DISTRIBUTION NETWORK OF GJAKOVA

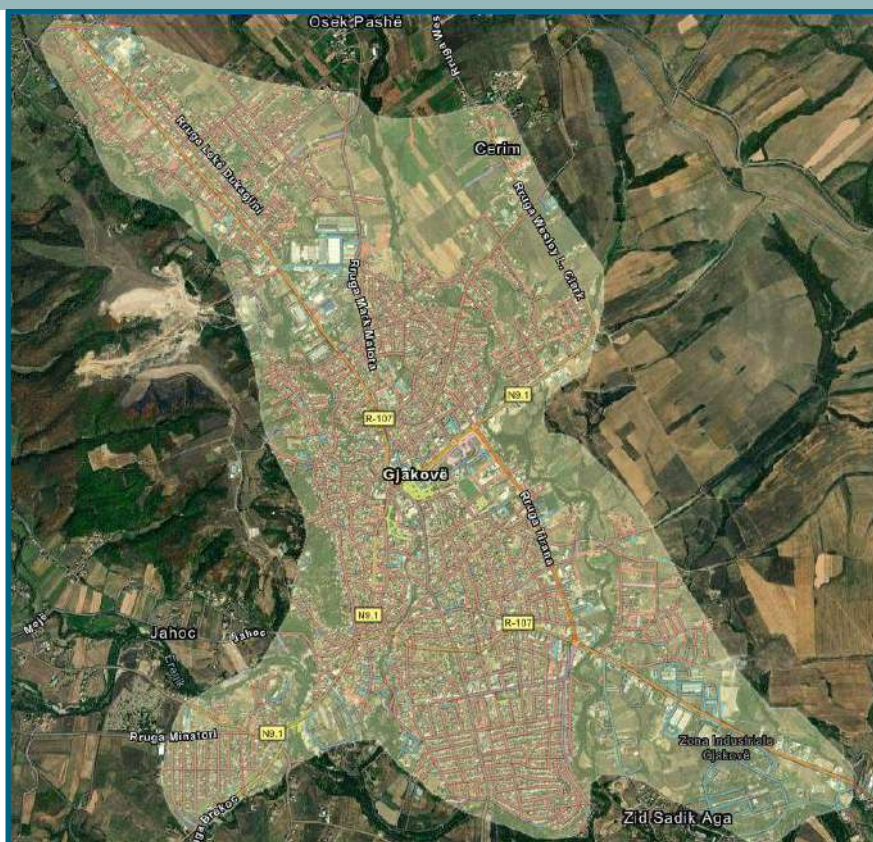


FIGURE 96 – DISTRIBUTION NETWORK OF GJILAN

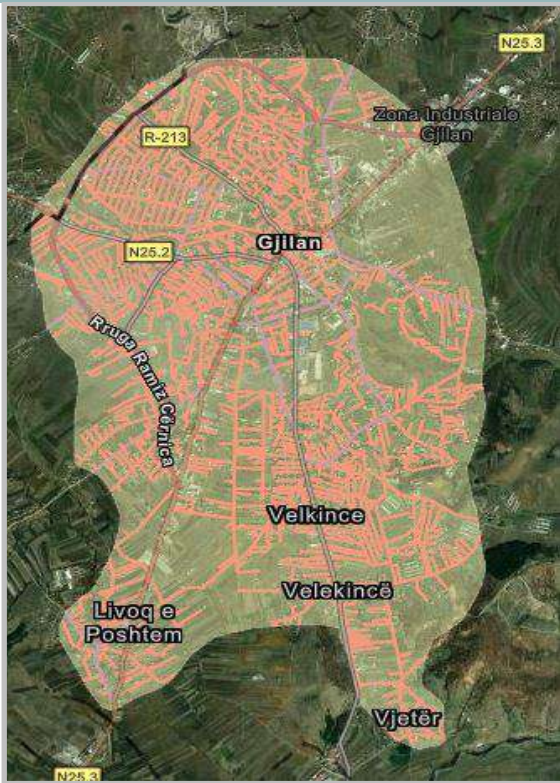


FIGURE 97 – DISTRIBUTION NETWORK OF PODUJEVĚ



FIGURE 98 – DISTRIBUTION NETWORKS OF MITROVIČE AND MITR. E VERIUT (NORTH MITR.)



FIGURE 99 – DISTRIBUTION NETWORK OF VUSHTRRI



FIGURE 100 – DISTRIBUTION NETWORK OF SUHAREKË

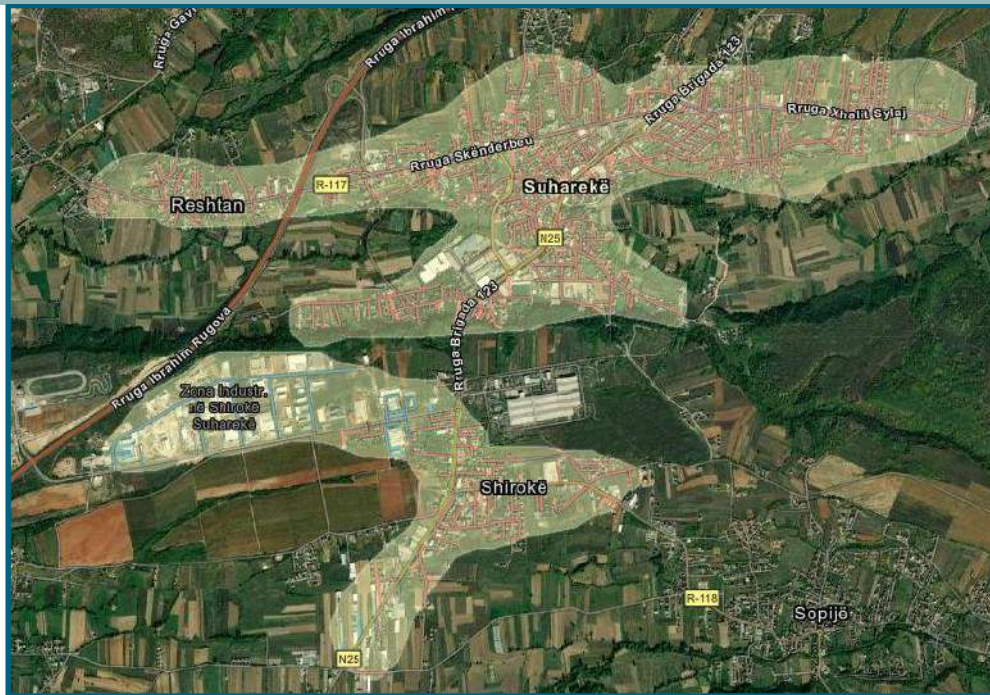


FIGURE 101 – DISTRIBUTION NETWORK OF DRENAS



FIGURE 102 – DISTRIBUTION NETWORKS OF LIPJAN (LEFT) AND RAHOVEC (RIGHT)



FIGURE 103 – DISTRIBUTION NETWORK OF MALISHEVË



FIGURE 104 – DISTRIBUTION NETWORK OF SKENDERAJ



FIGURE 105 – DISTRIBUTION NETWORK OF VITI

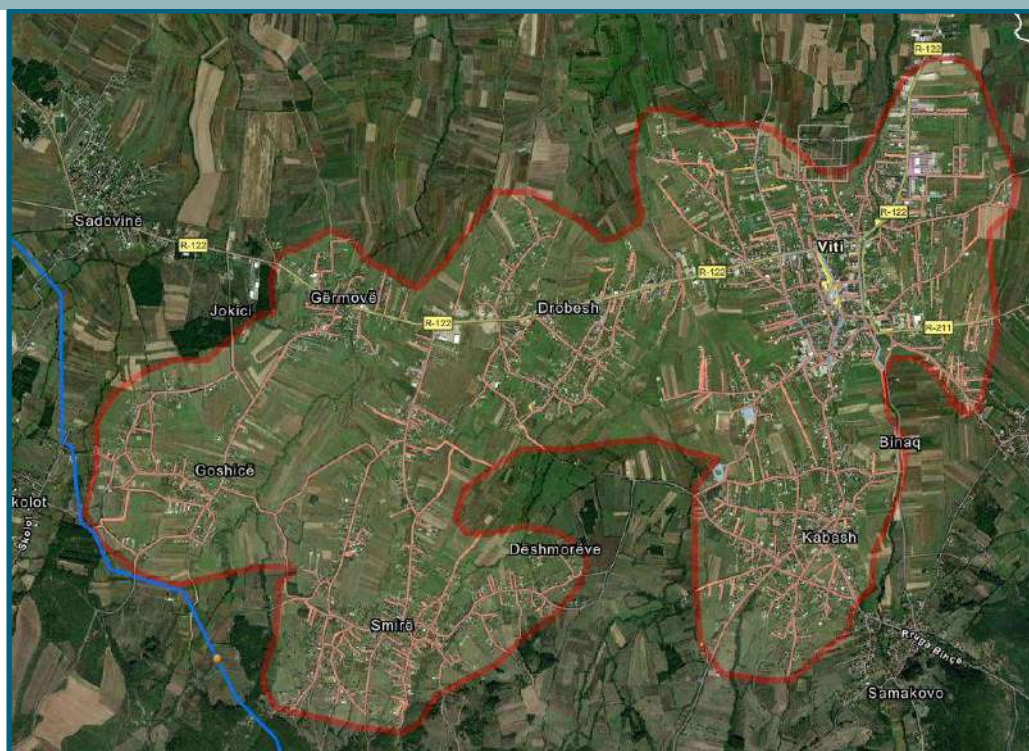


FIGURE 106 – DISTRIBUTION NETWORK OF DEÇAN



FIGURE 107 – DISTRIBUTION NETWORK OF KLINĚ



FIGURE 108 – DISTRIBUTION NETWORK OF KAMENICE

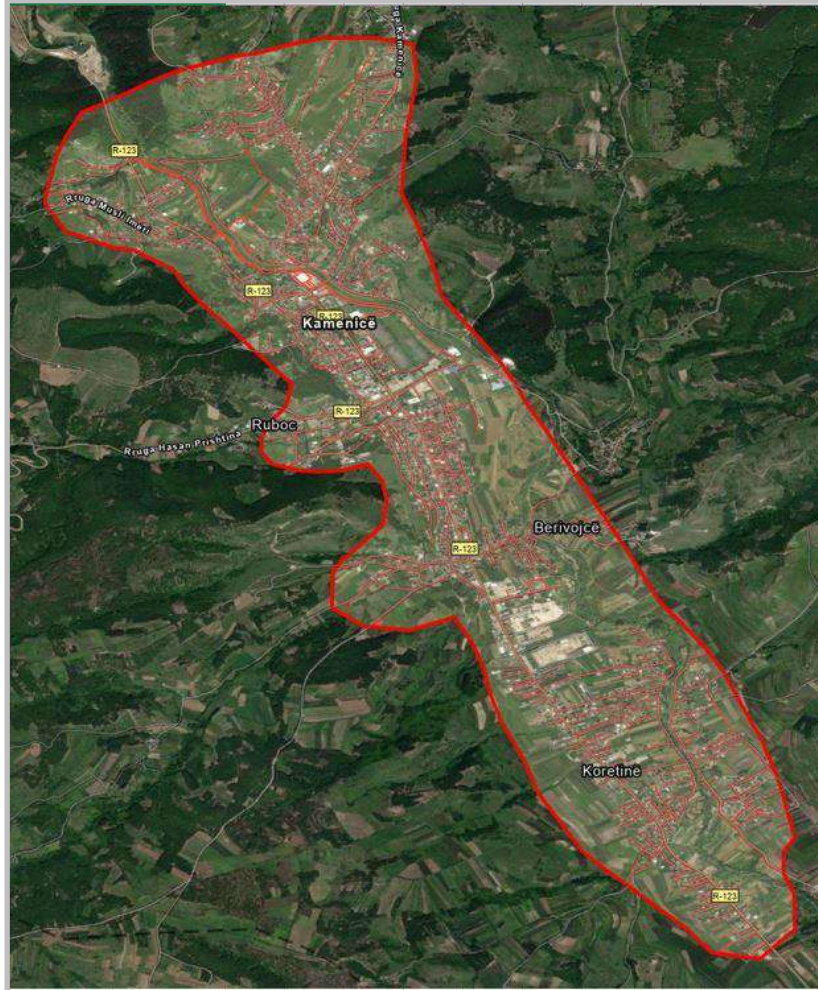


FIGURE 109 – DISTRIBUTION NETWORK OF ISTOG



FIGURE 110 – DISTRIBUTION NETWORK OF DRAGASH

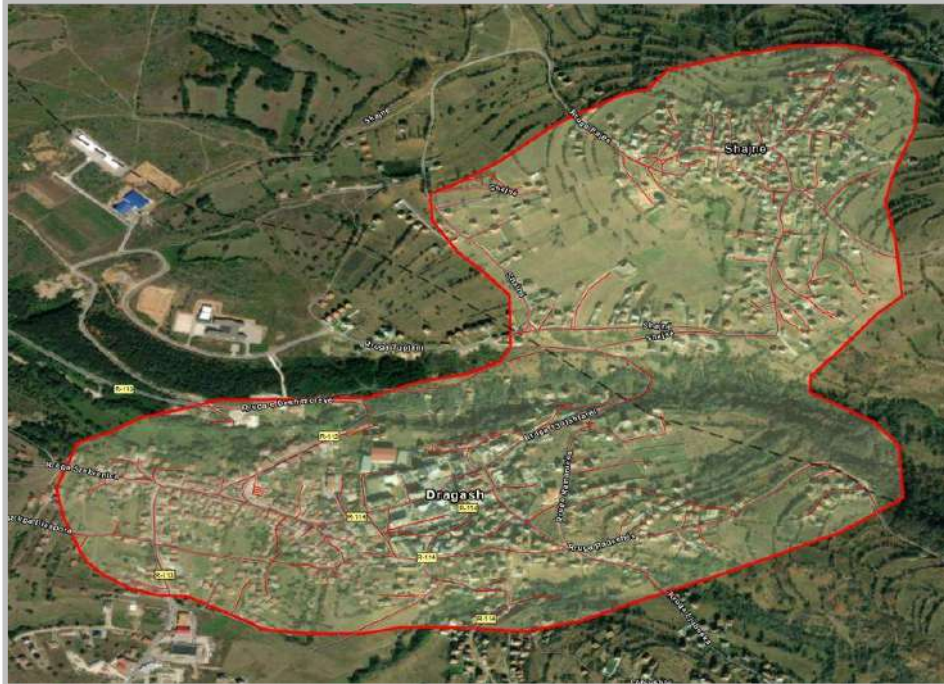
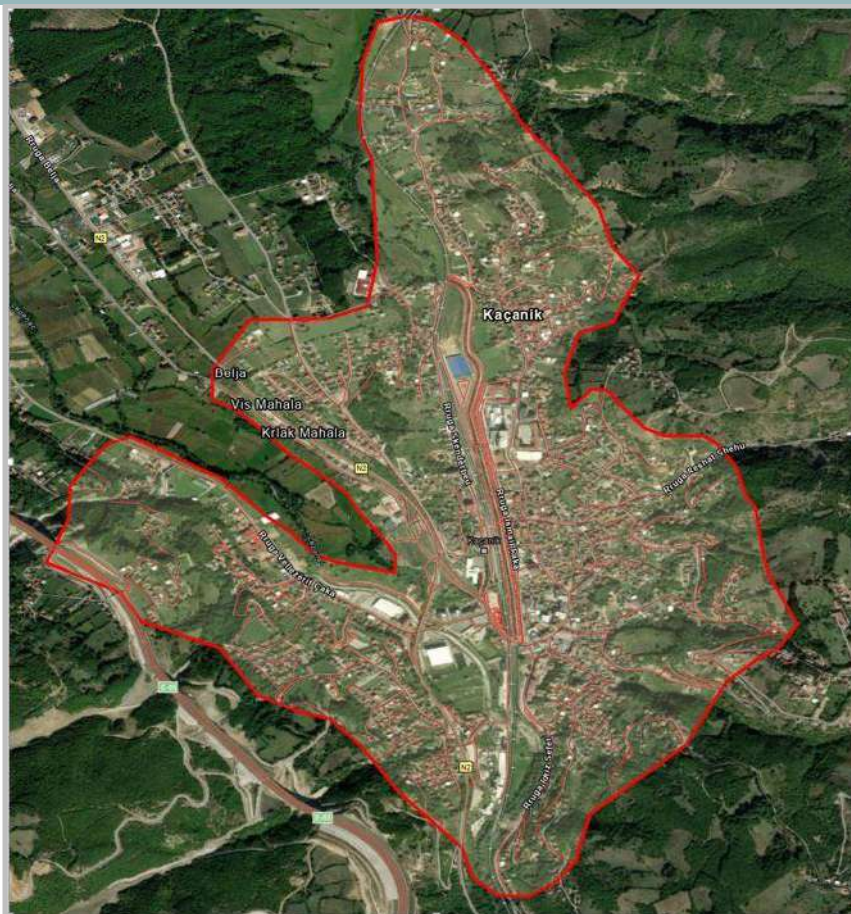


FIGURE 111 – DISTRIBUTION NETWORK OF KAÇANIK



[illegible]

ANNEX 4: SAFETY REQUIREMENTS

When developing gas transmission pipelines special care should be given to the route selection. Route selection shall take into account the design, construction, operation, maintenance and abandonment of the pipeline, and should also take into consideration anticipated urban and industry developments.

Factors that shall be considered during route selection include:

- public safety, and safety of the personnel working on or near the pipeline;
- environmental protection;
- other property and facilities;
- third-party activities;
- geotechnical, corrosion, and hydrographical conditions;
- construction requirements, operation and maintenance requirements ;
- national and/or local requirements;
- future exploration.

Pipeline materials shall have the mechanical properties, such as strength and toughness, necessary to comply with the design requirements and the requirements for corrosion control. Materials must be suitable for the intended fabrication and/or construction methods.

The technical requirements and standards for the safeguard of people and property and protection of oil and gas pipelines, plants, and equipment that are an integral part of the pipeline system are regulated.

Local regulations (most of which are derived from the international regulations and standards or are taken over from the regulatory framework of former Yugoslavia) and international norms and standards, which are supposed to be implemented in the gas sector in Kosovo, were taken into account.

The following international norms and standards were taken into account for this sector:

- EN 14161: Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems
- EN 1594: Gas supply systems – Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar – Functional requirements
- EN 1776: Gas supply systems – Natural gas measuring stations - Functional requirements
- EN 12186: Gas supply systems – Gas pressure regulating stations for transmission and distribution - Functional requirements
- EN 12327: Gas supply systems – Pressure testing, commissioning, and decommissioning procedures - Functional requirements
- EN 12583: Gas supply systems – Compressor stations - Functional requirements

AMERICAN / ISO STANDARDS

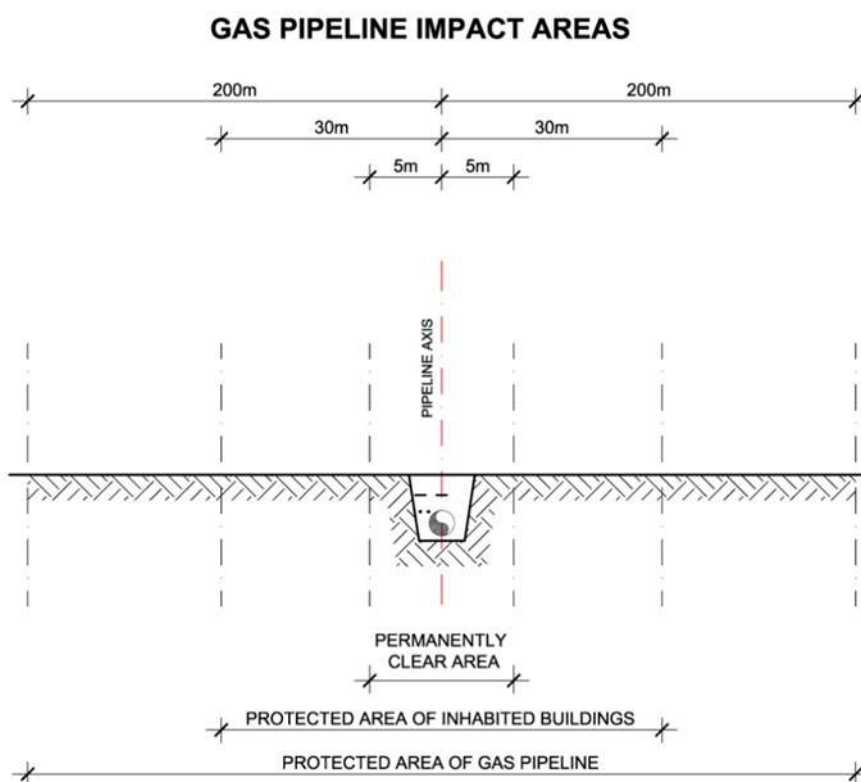
- API 5L:2008 Specification for Line Pipe
- ISO 3183:2007 Petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation systems

The regulations define the safety zones of the pipelines. The safety zones for the gas transmission pipelines are presented in **Table 40** and **Figure 114** below:

TABLE 40 – SAFETY ZONES OF THE PIPELINES

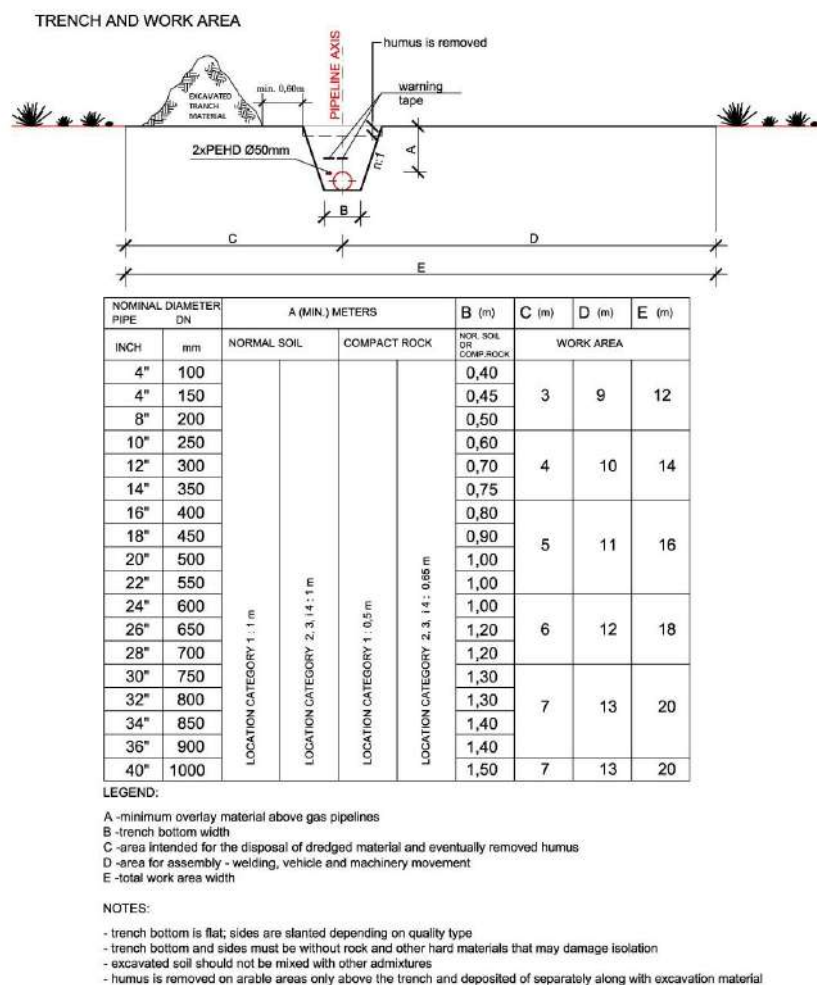
Zone	Scope	Description
Priority safety zone 5 m	5 meters on each side of the pipeline axis	It's forbidden to plant plants with roots longer than 1 meter or plants that are cultivated by digging more than 0,5 meters
Protected zone 30 m	30 meters on each side of the pipeline axis	It is forbidden to build housing objects in the future
Wider safety zone / Protected area 200 m	200 meters on each side of the pipeline axis	Based on the level of population density, additional protection measures should be undertaken

FIGURE 114 – GAS PIPELINE IMPACT AREAS



The pipeline working areas depend on the pipeline diameter, as shown in **Figure 115** below, and the type of the area. To protect the forests the working areas in the forests are narrower in comparison to the open fields and arable lands.

FIGURE 115 – TRENCH AND WORK AREA



Similarly, safety zones are prescribed for the above ground pipeline structures: block valve stations, pig trap stations, gas pressure reduction, and metering stations and compressor stations:

Distance of block valve stations or pig trap stations from the edge of roads or railway tracks must be greater than 30 m.

Distance of compressor station from neighbouring buildings must be greater than 100 m or from the edge of roads or railway tracks must be greater than 30 m.

Distance of pressure metering station from neighbouring buildings must be greater than 15 m for solid object metering stations or greater than 30 m for open space pressure metering stations

The wall thickness of pipelines must withstand all internal and external loads to which the pipeline is exposed. Safety factors must be taken into the calculation of pipeline wall thickness and depend on the population and building density in the 400 m wide protected area of the pipeline:

1st zone – a stretch of the pipeline where there is less than six apartment buildings lower than four floors - 1,4

2nd zone - a stretch of the pipeline where there is more than six and less than twenty eight apartment buildings lower than four floors - 1,7

3rd zone - a stretch of the pipeline where there is more than twenty eight apartment buildings lower than four floors, or where there are commercial, industrial, service, educational, health, and other buildings and public areas such as playgrounds, walkways, recreation areas, open stage, sports fields, fairgrounds, parks and similar



areas where more than twenty people permanently or temporary resides, and are situated at a distance of 100 m from the axis of the pipeline - 2,0

4th zone - a stretch of the pipeline where there are predominantly apartment buildings higher than the four floors - 2,5

The above mentioned safety factors are increased if the pipeline passes under roads, railroads, or similar.

The minimal distance from the pipeline and some of the objects that could be located in the pipeline development corridor is also regulated, usually:

More than 5 m from the outer side of road zone/for regional and local road

More than 10 m from the outer side of road zone/for 1 level roads

More than 20 m from the outer side of road zone/for high ways and outer side of train zone/for railways

More than 1 m horizontally from construction objects/from the base of the object, with condition that stability is not under threat.

More than 50 cm from other installations

More than 10 m from regulated water systems and channels.

Above mentioned distances will be confirmed or new ones will be required by the relevant authorities during the permitting procedure. Each relevant authority will issue conditions related to the layout of the pipeline and infrastructure they are responsible for.

The pipeline will be buried along the entire length of the route to the minimum depth, which depends on the type of soil through which the pipeline passes:

in clay soil: at least 1 m measured from the top of the gas pipeline (soil excavation categories I-III);

in stone soil: at least 0,7 m measured from the top of the gas pipe (soil excavation categories IV-VI).

Minimal burying depth also depends on the pipeline zone. For zone IV minimal burying depth should be at least 1,1 m or should be bigger if the pipeline passes below transport facilities, rivers, or similar.

Burying depth can deviate from the above mentioned, i.e. it may be even higher if such special conditions for the construction are prescribed during the location permit procedure.

Burying depths are greater when the pipeline passes through the protected zone of buildings (total zone width of 60 m):

in clay soil: at least 2 m measured from the upper edge of the gas pipeline (soil excavation categories I-III);

in stone soil: at least 1,5 m measured from the upper edge of the gas pipeline (soil excavation categories IV-VI).

The pipeline must be equipped with shut-off elements located and spaced in such a way that the distance from any point of the pipeline to the nearest shut-off device for a specific pipeline building zone is maximal:

1st zone – 16 km

2nd zone – 12 km

3rd zone – 6 km

4th zone – 4 km

All parts of the pipeline must be protected from corrosion. Above-ground parts of the pipeline, which are not galvanized, shall be protected by anti-corrosion coatings that must be applied in accordance with the provisions of the technical measures and conditions for the protection of steel structures from corrosion.



Corrosion protection of underground pipelines should consist of passive protection (insulation) and active protection (cathodic protection).

Examination of welds in the pipeline and primary piping shall be performed before pressure testing in accordance with ISO 13847.

Welds should be examined as follows:

all welds shall be visually examined

a minimum of 10% of the welds completed each day shall be randomly selected for examination by radiography or ultrasonic. The examination shall be increased to 100% of the welds if lack of weld quality is indicated, but may subsequently be reduced progressively to the prescribed minimum percentage if a consistent weld quality is demonstrated.

100% of the welds shall be examined by radiography or ultrasonic for special conditions like pipelines within populated areas, transport and river crossings, and similar.

Pipelines and primary piping shall be pressure-tested in place after installation but before being put into operation to demonstrate their strength and leak-tightness. Prefabricated assemblies and tie-in sections may be pretested before installation provided their integrity is not impaired during subsequent construction or installation. Minimum test overpressure should be 25% - 50% higher than calculated overpressure for the pipelines depending on the pipeline safety coefficient or zone or depending on the type of system equipment.

The route of the pipeline must be clearly marked with special marks. The distance between the marks must not be greater than 1.000 m on the flat part of the route. At the curved portion of the pipeline route, markings are placed at the beginning, in the middle, and at the end of the bend.

Marks of the pipeline route are placed at 0,8 m to the right of the flow direction of the media. Marks should be placed on both sides of the watercourse-, road- and similar crossings.

General Requirements

The transmission pipeline routes are located outside populated areas and protected areas. Wherever it is possible, a safety distance of 30 m from the existing dwellings is provided.

The routes were analysed from the technical and economic aspects in order to be compatible with the other urban and infrastructural elements of the area.

The following general recommendations should be taken into account during the detailed design stage when a refined pipeline alignment is selected:

Future development plans for industrial activity areas should be taken into account and consultations should take place with affected stakeholders.

"Good routing practice" should be followed with respect to the impact on land and/or owners. The pipeline route should avoid or minimise passing through densely forested areas. Generally, the detailed routing should try to keep the impact on the land to a minimum, using gaps in forested areas and minimising the number of disturbances to arable land.

Sharp angle crossings should be avoided. Crossing angles should always be kept as close to the right angle as possible.

The detailed alignment should minimise the pipeline bends by eliminating unnecessary Intersection Points (IP's).

Proximity to existing buildings should be avoided in order to keep the heavy pipe wall requirements to a minimum.



Environmental concerns need to be taken into account and any environmental impacts should be minimised to acceptable levels.

ANNEX 5: PIPELINE LAYING, CONSTRUCTION REQUIREMENTS AND CONSTRUCTION METHODS

Pipe laying and construction requirements

The pipelines are buried in the ground with minimal required cover. The minimal cover requirements are based upon pipeline location class and terrain types as prescribed by applicable laws and regulations (see Safety Requirements).

The depth of cover must be below the freezing depth as well.

This is important in order to avoid freezing of ground water around the pipeline, which can damage the insulation. To access the pipeline route and the facilities, existing roads will be used predominantly with the approval of the competent authorities. It is necessary to build only local access to pipeline facilities, which reduces required construction costs and the environmental impact.

To dig a trench for laying a gas pipeline, it is necessary to provide a work area, often referred to as right-of-way. The width of that work area is determined in principle, depending on the diameter of the gas pipe and other regional and organizational conditions. For the minimal pipeline work area requirements see **Figure 115**. When the cross slopes are greater than 10% (or 10°) work area expands due to cuts and embankments. It is important by it that trench must always be excavated in the homogeneous ground.

It is often necessary to provide space for the deposition of humus, which is after pipeline backfilling to be returned to its original place.

Gas pipeline trench

Pipeline trench excavation is carried out mechanically and manually depending on existing facilities on the route and terrain conditions, with mandatory manual excavation in the zones of the existing underground installations.

Required trench width at the bottom depends on pipeline diameter.

Excavation for the gas pipeline in the different soils (materials of different excavation categories) is to be carried out with proper mechanical equipment.

Excavation and fine diggings of trenches in loose soft soil, such as soft ground, pure sand, loose gravel, humus, sand clay, sandy clay, compacted sand and fine gravel, and similar soil are performed without the use of explosives.

Taking into consideration the gas pipeline diameter, and consequently depth of the trench, excavation is carried out so that lateral sides are sloped. As the trench is not too deep, and the trench sides are properly sloped, no planking and strutting of the lateral sides of the trench are foreseen as necessary. This can significantly change at the locations of crossings.

The bottom of the trench must be aligned, planned, without stone impurities that can damage the pipe insulation. Where the ground water is high or the terrain prone to flooding, the contractor will dig a trench in harsh conditions. In such cases, the most effective work can be done in the dry season, or by pumping water out of the trench.

Trench backfilling is done with proper mechanical equipment by laying pipes onto a 15 cm thick sand bed layer, and then covering the pipe in sand up to 15 cm above the top of the pipe. In case that the excavation material

is sandy or loose to the extent that it does not damage the pipes and pipe coating during the backfilling, there is no need to use sand in the trench. The rest of the trench is backfilled with the material from the excavation.

A protective yellow band with the inscription 'DANGER GAS PIPELINE' is incorporated into the trench at the required distance above the pipe. The tape is placed along the whole length of the gas pipeline except at the places of drilling under roads and waterways.

In sections with a longitudinal inclination of the gas pipeline greater than 20%, it is foreseen that anti-erosion barriers should be set up, made from bags filled with a mixture of sand and cement in order to prevent washing off of the soil.

Protection of the gas pipelines from mechanical damage in sections of rocky and broken stone terrain is foreseen to be carried out by laying the gas pipeline on sandbags placed previously at the bottom of the trench, whereupon the gas pipeline is covered with soft earth or sand 0.3 m above the pipe or the sandbag layer as well.

Pipe laying and bending

The pipelines will be constructed from approximately 14 to 18 m long pre-insulated steel pipes.

The pipes will be transported with vehicles suitable for pipe transportation to the pipeline construction site and positioned along the work area. The pipes will be unloaded with a mounted pipe-layer crane, and side boom, and placed end-to-end alongside the future trench, taking special care not to damage the pipes.

Where the pipeline route changes direction or if there are significant changes in the natural ground contours, hydraulic bending machines shall be used for gradual cold pipe bending. This equipment bends individual pipes to the desired angle. Where the bend cannot be made to meet specific requirements, a prefabricated factory bend will be used.

Welding

Pipes will be connected and welded together so that a pipe section is formed and placed on temporary supports along the edge of the trench. After laying pipe sections in the trench the individual pipe sections will be welded together to form the pipeline. Appropriate welding procedures shall be used.

Welds should be examined as described in (see Safety Requirements).

Protection against corrosion

After the welds have been checked, tested, and approved the exposed steel section at the joint between the pipes, will be cleaned, sand-blasted, and protected by applying a protective coating to it (e.g. heat-shrinkable polyethylene sleeves around the pipe). The pipeline will be examined for coating damage after installation. The entire pipeline coating will be electronically inspected, using Direct Current Voltage Gradient (DCVG) or any equivalent technique. Before the pipe section is laid on the bottom of the trench, the insulation will be re-tested.

Above-ground parts of pipelines shall be protected by a protective paint system.

Beside passive mechanical anticorrosion protection, the pipelines will be protected by active cathodic protection and protection from stray currents.

Hydrostatic testing

The entire installation needs to be tested for strength and tightness before it is used. The most common method for testing the integrity of the pipeline and checking for any potential leaks is hydrostatic testing. It is performed by filling the pipeline with water and keeping it under a certain pressure to check that the pipeline

is not damaged and will not leak during operation. The minimum testing pressure in the pipeline for strength test has to be greater than the maximum working pressure. The final test of the installation is performed after the pipeline has been laid into the trench and backfilled.

Monitoring and control of the process, and optical communication system

Monitoring and control include collecting data from the blocking electronic devices (Electronic Line Break Control - ELBC) and other equipment for monitoring and control, and data transfer to the Dispatch Centre (DC). All facilities are linked to the system of remote monitoring and control of the gas network.

The monitoring and control equipment will be installed in a container within the facility. The container must be placed outside the hazardous area, which is defined in regard to the potential for an explosive atmosphere (Ex zone). The container must ensure appropriate conditions of temperature and humidity (air conditioning, heating, room temperature 15 ° to 25 ° C, and forced ventilation).

Data transfer and Communication to the DC is provided with an optical cable. Along the entire route of the gas pipelines, two 50 mm HDPE pipes can be installed (one active, one spare) for the light-wire signal cable.

Construction methods

The proposed construction methods are described below, including the techniques that will be used to cross roads, railroads, and watercourses.

Typically, where there are no other specific requirements, onshore pipeline construction is a sequential process including several distinct operations, and is called:

Spread Technique

The "spread" method of construction for onshore pipelines is normally employed and involves several groups of construction personnel and equipment that collectively conduct the various stages of the construction operation. Each group of personnel and equipment completes an activity, which picks up where the last one left off, advancing the construction process a step at a time and leaving it ready for the next step to begin. Depending on the timescale for construction, it may be necessary to have multiple spreads working at different locations.

A typical pipeline construction spread will be as follows:

Route surveying, preparation of the work area, top soil stripping and grading. This activity prepares a continuous running track for the pipeline construction crews.

Pipe bending and stringing. This involves transporting the line pipes from the pipe dump to the spread and placing them on skids in a continuous string ready to be welded.

Welding. The individual line pipes are joined into a continuous pipeline string.

Non Destructive Testing (NDT) usually carried out by radiography.

Field Joint Coating and checking the pipeline coating for defects

Trenching.

Lowering the pipeline string into the trench.

Backfilling.

Hydrostatic Testing

Dewatering then drying of the pipeline. This can be followed by nitrogen purging if the commissioning does not shortly follow the drying operation. The purpose of nitrogen purging is to create a non-corrosive atmosphere within the gas pipeline and prevent the occurrence of an explosive mixture of gas and air by the initial release of the gas into the pipeline.

Coating and corrosion protection surveys to ensure that the corrosion protection system works properly and that there are no major defects in the coating.

Site clean-up and reinstatement. In agricultural land, this involves returning the work area to its original condition and re-seeding it.

In addition to the spread team(s), specialist teams will be set up as required to undertake work associated with road, railroad, and river crossings and other sections of constricted working, as well as to construct sections through any stretches of particular sensitivity, including conservation areas. In these sections of particularly sensitive environments, modifications are generally made to the standard spread technique aiming to eliminate avoidable environmental damage.

Final construction methods will be determined during the detailed design.

Open-cut Crossings of roads, railroads, and watercourses

Open-cutting a crossing is similar to standard pipeline construction but with a greater depth of cover and, where needed, with the installation of concrete slab protection on top of the pipeline. This is normally followed by reinstating the crossing to its original condition.

Open cut crossings are cheaper to construct than trenchless methods and they are therefore used where pipeline construction is not going to have a significant negative impact on the traffic or the environment.

Auger Boring

Auger boring is a trenchless technique for crossing beneath roads, railroads, or watercourses and because of the use of specialized equipment has higher initial construction costs than traditional open-cutting. However, taking into account the disruption that the open-cut method causes to traffic or the environment, auger boring becomes the preferred option. It is also a requirement of the highway authorities in most countries that all major road crossings and important watercourses are to be constructed by trenchless techniques. Thus, for all asphalt roads of higher rank or higher traffic load (regional, major, state), a boring method is foreseen.

Auger boring provides a safe method of installing pipes and cables while supporting the ground during the bore.

Auger boring is to be carried out by installing a steel casing pipe from a drive pit through the ground while removing the soil inside the encasement by means of the continuous flights (contained within a steel casing pipe) which are rotated and simultaneously pushed into the ground. The casing supports the soil around it as the bore progresses, the ground is cut and the auger flights convey the material back into the work pit. After installation of the casing, a product pipe is installed and the remaining annular space is filled with grout or kept empty and provided with vents. To avoid problems with the pipeline cathodic protection, steel casing pipe can also be included in the cathodic protection system. The installation of the casing is often required by the local regulations and standards.

A typical maximum length of an auger bore is approximately 80 m to 100 m.

Pipe Jacking

Pipe jacking involves installing a sleeve, normally made of prefabricated concrete pipe sections, under the crossed feature and then installing the pipeline inside the sleeve. In this method, new pipe sections are jacked from a drive shaft or pit so that the complete string of pipe is installed simultaneously with the excavation. The pipe jacking technique requires workers inside the borehole during excavation and sleeve installation and therefore the sleeve needs to be sufficiently large for man entry. Pipe jacking is more expensive than auger boring but allows for longer crossing lengths so it is usually recommended for crossing lengths between 100 m and 150 m.

Horizontal Directional Drilling (HDD)

Horizontal directional drilling is a trenchless construction method utilizing equipment and techniques from horizontal oil well drilling technology and conventional road boring. HDD construction is used to install gas pipelines where conventional open trench construction is not feasible or will cause adverse disturbances to the environment, land use, or physical obstacles, or the crossing is too long for an auger bore or a pipe jack.

Directional crossings have the least environmental impact of any alternate method. The technology also offers a maximum depth of cover under the obstacle thereby affording maximum protection and minimizing maintenance costs. HDD installation involves three main steps: drilling a pilot hole, expanding the pilot hole by reaming, and pulling back of pre-fabricated product pipeline section.

An HDD drill rig and supporting equipment are set-up at the drill entry location determined during the pre-site planning phase. A pilot hole is drilled beginning at a designed angle from horizontal and continues below the obstacle along a designed profile consisting of straight tangents and long radius arcs.

Drilling fluid is injected under pressure ahead of the drill head to transport drill cuttings to the surface, clean build-up on the drill bit, cool the drill bit, reduce the friction between the drill and bore wall, and stabilize the borehole.

Once the pilot hole is complete, the hole is enlarged to a suitable diameter for the product pipeline. The number of reaming passes is determined by the hardness of the material being reamed and the ability to remove cuttings from the hole.

Geology - geographical conditions are critical for this construction method, depending on which, crossing lengths up to 2 km can be achieved.

Based on the proposed routes, their characteristics, technological and technical requirements, and methods of construction, the investment costs were determined.

Transmission system advanced technologies considerations

Methane fugitive emissions

Methane emissions from oil and natural gas, including all emissions from exploration, production, processing, transport, and handling of oil and natural gas (excluding utilisation) account for 1,3% of the total greenhouse gases (GHG) emissions in the European Economic Area (EEA). In the period from 1990 to 2016, the EEA reported a 38% decrease of GHG emissions in these sectors, mainly due to the reduction of methane emissions from natural gas activities. Methane emissions from gas operations represented 6% of the total EU methane emissions, equivalent to 0,6% of the total EU GHG emissions. In the same period, gas consumption increased by 25% (from 360 to 449 bcm). The length of the gas network increased as well.

Today, a large number of best available techniques (BAT) in the field of detection, quantification, and mitigation of methane emissions are already in place across the gas value chain, implemented by the gas industry on a voluntary basis. Those will be incorporated in the future natural gas pipelines on the Kosovo territory.

The methane emission reduction BATs are related to engineering design, commissioning, operation, including maintenance and repairs, and decommissioning. Examples of BAT in transmission are [10]:

Activities in the design phase:

Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems (to minimise equipment leaks in Metering and Pressure Regulating Stations)

Activities during operation and maintenance which will be enabled by appropriate design solutions:

Recover Gas from Pipeline Pigging Operations (to minimise vented emissions during Blow and Purge)
Using Pipeline Pump-Down Techniques to Lower Gas Line Pressure before Maintenance -
Recompression instead venting (to minimise vented emissions during Blow and Purge)

Activities during operation and maintenance:

Test and Repair Pressure Safety Valves (to minimise equipment leaks in Metering and Pressure Regulating Stations)
Composite Wrap for Non-Leaking Pipeline Defects (to minimise vented emissions during Blow and Purge)
Perform Valve Leak Repair during Pipeline Replacement (to minimise equipment leaks in Metering and Pressure Regulating Stations)
Using Hot Taps for In Service Pipeline Connections (to minimise vented emissions during Blow and Purge)
Use Inert Gases and Pigs to Perform Pipeline Purges (to minimise vented emissions during Blow and Purge)
Inject Blowdown Gas into Low Pressure Mains or Fuel Gas System (to minimise vented emissions during Blow and Purge)
Reduce Frequency of Replacing Modules in Turbine Meters (to minimise equipment leaks in Metering and Pressure Regulating Stations)
Increase Walking Survey from a 5- to 3-Year Basis (to minimise Underground Pipeline Leaks)
Implement minimising vents programmes (to minimise equipment leaks in Metering and Pressure Regulating Stations)
Leak Detection and Repair (LDAR) programmes (to minimise Equipment and underground pipeline leaks).

LDAR programmes to reduce fugitive emissions

LDAR (Leak Detection and Repair) regulations were put into place in an effort to reduce fugitive emissions because of the amount of VOCs (Volatile Organic Compounds - including methane) being emitted by industry. The gas industry implemented LDAR in order to ensure good performance, to increase safety due to environmental aspects.

A LDAR programme [1] is the system of procedures used to identify and repair leaking components, in order to minimise methane emissions. It normally includes:

Scheduling or systematic inspections;

Producing and tracking work orders when leaking components are discovered;

Training of personnel, who should be aware of the importance of emissions reduction;

Procedures for identifying leaking equipment, procedures for repairing and keeping track of leaking equipment;

Methods of verification which ensure that the LDAR programme is correctly conducted

A typical LDAR approach consists of 5 phases:

1. Inventory of fugitive emission sources at the facility:

Analysis of technical documentation of the facility (P&IDs, process diagrams, parameters, etc.);

Identification of potentially leaking elements at the facility (valves, connectors, open ended lines, flanges, pumps, compressors, etc.);

Planning of the field activities (i.e. integrating LDAR process in maintenance activity).

2. Definition of leaks:

Determination of a threshold limit value of methane. A leak is detected whenever the measured concentration of methane in the surrounding environment exceeds the leak definition. The threshold limit value may be set differently for individual elements.

3. Measurement programme

On-site monitoring and detection of methane leaks;

Detection of leaks according to leak definition;

Identification of emission sources;

Emission estimation, according to the concentration measured and equation of correlation or emissions measurement if appropriate measurement devices are available;

Classification of the leaks.

4. Maintenance and repair

Immediate repair of leaking elements wherever it is possible;

Development of the maintenance/repair plan;

Cost-effectiveness evaluation;

Prioritisation of the interventions;

Periodic checks.

5. Follow-up and traceability

Database implementation with a clear identification of the leaking elements, instruments used, the date the leak was detected, the date the leak was repaired, the results of monitoring tests to determine if the repair was successful, and any further actions

The potential implementation of technologies and practices to cut methane emissions can reduce strategic and operational risk and demonstrate their commitment to the environment.

Distribution system advanced technologies considerations

Smart metering

The transmission pipelines and distribution networks provided in this report will be completely new, built from high quality polyethylene pipes or steel pipes protected by cathodic protection. The quality control of materials and works is required, and provisions are made to take all protective measures.

The only losses are non-technical and may occur due to different readings of the meters at the entry points from the transmission system to the distribution network (PRMS), as opposed to the meters on the distribution network (household connections).

Namely, the volume of gas is naturally dependent on the temperature and geodetic and atmospheric pressure. A high-flow, high-pressure application such as pressure reduction and metering station uses meters that have electronic correction of the factors mentioned above, meeting required EN criteria (for example ultrasonic meters, turbine meters.)

On the other hand, for household connections conventional diaphragm gas meters are commonly used. Their readings are temperature and elevation dependent which requires a calculation of the correction (using the

average annual values of temperature, air pressure, and altitude). The allowed deviation of a gas meter accuracy is regulated and depends on the installation, use, and maintenance. Nevertheless, these inaccuracies in the measurement are naturally transmitted on the billing of gas consumption.

TABLE 41 – GAS METERS

Conventional diaphragm gas meter	Ultrasonic Gas Meter	Smart gas meter
		

Ultrasonic gas meters have been in use in the industry for a long time and their application has proven their measurement accuracy. As they do not have moving parts, their accuracy does not change over the years, which greatly reduces gas losses due to measurement errors caused by material wear.

Smart meters are digital devices that record energy consumption at frequent intervals. As opposed to conventional meters, they support additional services, which can be remotely controlled and are fully automated. They are intended for installation across large supply areas.

The main advantages of smart metering are:

Accurate remote reading which benefits a distribution system operator (increased efficiency in meter reading, billing, and the interruption or restoration of service)

Availability of accurate, real-time consumption data which benefits suppliers allowing them to offer new services

Local in home display which benefits consumers through the availability of more precise and timely information on actual energy use.

The gas directive introduced as part of the *3rd energy package* [11] provides for "the implementation of intelligent metering systems to assist the active participation of consumers in the gas supply market". Consumers are to be "properly informed of actual gas consumption and costs frequently enough to enable them to regulate their own gas consumption".

So, for the reasons of energy efficiency, particularly the need to reduce carbon emissions the use of smart metering systems is encouraged by EC.

The problems that have so far been identified in the pilot projects are mainly related to different application of communication standards, complex installation and maintenance of devices, numerous regulations that require additional training of staff, a lot of data, and there is also the issue of privacy of individuals or companies.

Smart gas grid

It is envisaged that, in the coming decades, different types of energy will be distributed through networks capable of managing and regulating multiple, discontinuous and bidirectional flows instantly. A combination of smart metering technology with sensors for smart valves, gas pressure and gas leak detectors, all integrated in the same gas network represent a Smart Gas Grid. Smart Gas Grids allow the gas distribution network to become a tool of the circular economy as recovered waste is used as feedstock for the production of green



gases, which are injected into the network. It also optimizes energy costs at the local level through the flexibility that it offers to the electricity grid. In addition, it helps accommodate intermittently available renewable energy sources such as wind and solar energy in the energy mix, thus facilitating the achievement of greenhouse gas reduction targets. [12]

Smart Gas Grid shall:

facilitate the incorporation of green gases in the distribution network;

facilitate integration with electricity, heating, water, and telecommunications networks;

enable active network management and instant information on relevant parameters, both for network operators and market participants;

improve the energy efficiency of the gas grid.

Smart pipes as a component of Smart Gas Grid are based on three key concepts:

Remote surveillance of installations detects any malfunctions and ensures the highest quality service possible.

Remote sensing helps improve flow reconstruction by combining data from the various meters and sensors at key points in the network. Added benefits include improved response in emergencies, optimized investments, and optimized stocks.

Remote control of certain installations will help maximize the injection of renewable gases and allow better balancing between supply and demand.

ANNEX 6: GEOLOGICAL, HYDROGEOLOGICAL, AND GEOTECHNICAL ASSESSMENT

SECTION: Prishtina 1 – Drenas km 0+000-14+600 (14,7 km)

From geomorphological aspect the terrain is from planar to hilly-mountainous (550-700m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable with appearance of tectonic structures (faults, overthrusts, synclines etc.). At several parts the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller water flows.

From geological aspect the terrain is composed of young unbound sediments to metamorphosed rock masses such as:

At the subsections km 0+000-3+300, km 10+160-11+500, km 12+000-12+310, km 12+600-13+000, km 13+200-14+150, the terrain is composed of Quaternary and Pliocene sediments, low bound with appearance of groundwater at depth > 3m. There are gravels, sands, sandy clays and clays, with low density, favourable for foundation of linear structures (pipelines etc.). As medium for excavation, they belong to III and IV category according to GN 200.

At the subsections km 3+300-10+160, km 11+500-12+000, km 12+310-12+600, km 13+000-13+200, the terrain is composed of Triassic low metamorphosed sandstones, conglomerates and quartzites, low fractured and very strong. As medium for excavation, they belong to V and VI category according to GN 200.

At km 14+150-14+600 the terrain is composed of low metamorphosed serpentine harzburgite, low fractured and very strong. As medium for excavation, they belong to V and VI category according to GN 200.

Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as washing, rilling etc. are less pronounced.

FIGURE 116 – SYNOPTIC GEOGRAPHICAL MAP FOR SECTION: PRISHTINA 1 - DRENAS



FIGURE 117 – SYNOPTIC GEOLOGICAL MAP, PAGES FERIZAJ AND RAHOVEC, SECTION: PRISHTINA 1 – DRENAS



SECTION: Drenas - Skenderaj km 14+600- 32+437 (17,7 km)

From geomorphological aspect the terrain is from planar to hilly-mountainous (550-730m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable with appearance of tectonic structures (faults, overthrusts, synclines etc.). At several parts the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller water flows.

From geological aspect the terrain is composed of young unbound sediments to metamorphosed rock masses such as:

At the subsections km 14+600-15+210, km 18+130-18+350, km 19+800-19+850, km 20+400-20+850, km 22+800-23+700 and km 28+750-32+437, the terrain is composed of Triassic and Cretaceous low metamorphosed limestones and limestone breccia and schists, metamorphosed sandstones and claystones, as well as massive limestones, low fractured and very strong. As medium for excavation, they belong to V category according to GN 200.

At the subsections km 15+210-18+130, km 18+350-18+800, km 19+150-19+800, km 19+850-20+400, km 20+850-22+800, km 23+700-28+500 the terrain is composed of Pliocene sediments, represented by clay, marly clay, marls, sand and gravel, low bound, medium to very dense with appearance of groundwater at depth > 5m, favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to IV and V category according to GN 200.

At the subsections km 18+800-19+150 and km 28+500-28+750 the terrain is composed of alluvial unbound sediments, with appearance of groundwater at depth > 3m. There are gravels and sands, with low density, favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to III and IV category according to GN 200.

Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as washing, rilling etc. are less pronounced.

FIGURE 118 – SYNOPTIC GEOGRAPHICAL MAP FOR SECTION: DRENAS (FERRONIKELI) - SKENDERAJ

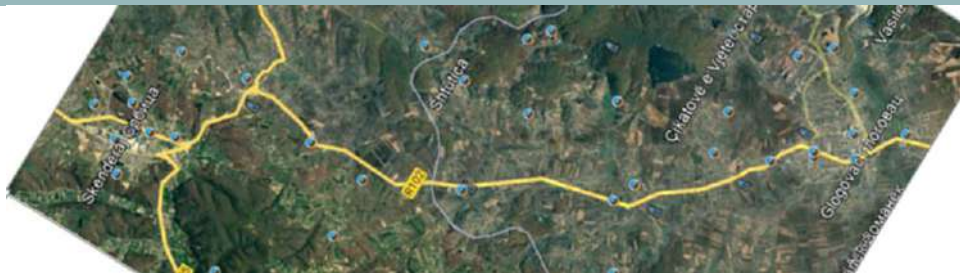
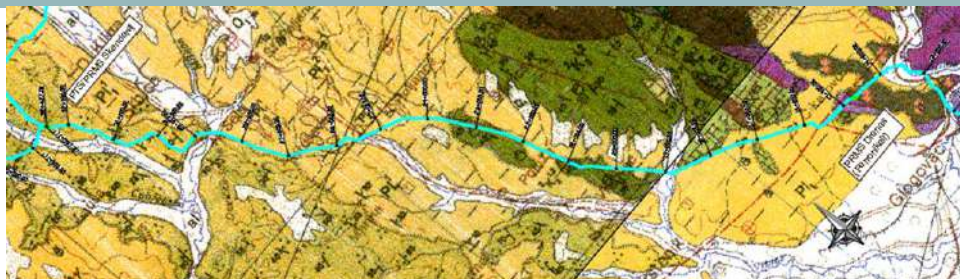


FIGURE 119 – SYNOPTIC GEOLOGICAL MAP, PAGES RAHOVEC AND MITROVICA, SECTION: DRENAS (FERRONIKELI) - SKENDERAJ



SECTION: Ferizaj – Suhareke km 0+000-39+600 (39,6 km)

From geomorphological aspect the terrain at km 0+000-14+400 is mainly planar (450-600m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable without appearance of tectonic structures (faults, overthrusts, synclines etc.). At several parts the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller water flows.

At km 14+400-23+100 the terrain is hilly-mountainous (600-1300m a.s.l.), from tectonic aspect the terrain has many structures such as faults, overthrusts, dykes and other appearances. At this part of the alignment there are low number of intersections with local, regional and mountainous roads, as well as flows.

At km 23+100-31+930 from tectonic aspect the terrain is stable without appearance of tectonic structures (faults, overthrusts, synclines etc.).

At km 31+930-39+600 the terrain is mainly planar (450-600m a.s.l.), from tectonic aspect the terrain is stable without appearance of tectonic structures (faults, overthrusts, synclines etc.). At several parts the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller water flows.

From geological aspect the terrain is composed of young unbound sediments to metamorphosed rock masses such as:

At the subsections km 0+000-14+400 and km 31+930-39+600 the terrain is composed of Quaternary (Q) and Pliocene sediments (PI), represented by sands, gravels, clays, sandy clays and other sediments, which are low bound to unbound, low to medium bound with appearance of groundwater at certain parts up to 2-3m from the ground surface, as favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to III- IV category according to GN 200.

At km 14+400 – 19+950 the terrain is composed of Cretaceous sediments, low metamorphosed limestones and limestone breccia, conglomerates, schists, metamorphosed sandstones and claystones, as well as massive limestones, low to medium fractured, very strong, at certain parts superficially highly weathered. As medium for excavation, they mainly belong to V category, at certain parts V and VI according to GN 200.

At km 19+950-23+100 the terrain is composed of Triassic, Jurassic and Cretaceous sediments, represented by limestones, marbelized limestones, fossil limestones, diabase and cherts, flysch sediments at the contacts with the serpentinite dykes. From tectonic aspect, they are medium to highly fractured at certain parts to crushed as a result of many faults, overthrusts and dykes. Considering the accessibility in the phase of construction, at the higher parts of the terrain along the alignment quite difficult conditions are expected, with possibility for appearance of smaller rockfalls. As medium for excavation, they mainly belong to V and VI category according to GN 200.

At km 23+100-31+930 the terrain is composed of Paleozoic chlorite-sericite schists, highly schistose, low to medium fractured, at the surface partially weathered. At the steep slopes there are possible appearances of instabilities such as local landslides, rilling, washing etc. in the part of diluvial-proluvial deposits. As medium for excavation, they belong to IV and V category according to GN 200.

Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as washing, rilling, rockfalls, talus etc. are possible in the construction phase.

Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion can be frequent appearance along the riverbeds, whereas the appearances such as washing, rilling etc. can be rare occurrences in the phase of construction.

FIGURE 122 – SYNOPTIC GEOGRAPHICAL MAP FOR SECTION: SUHAREKE - PRIZREN

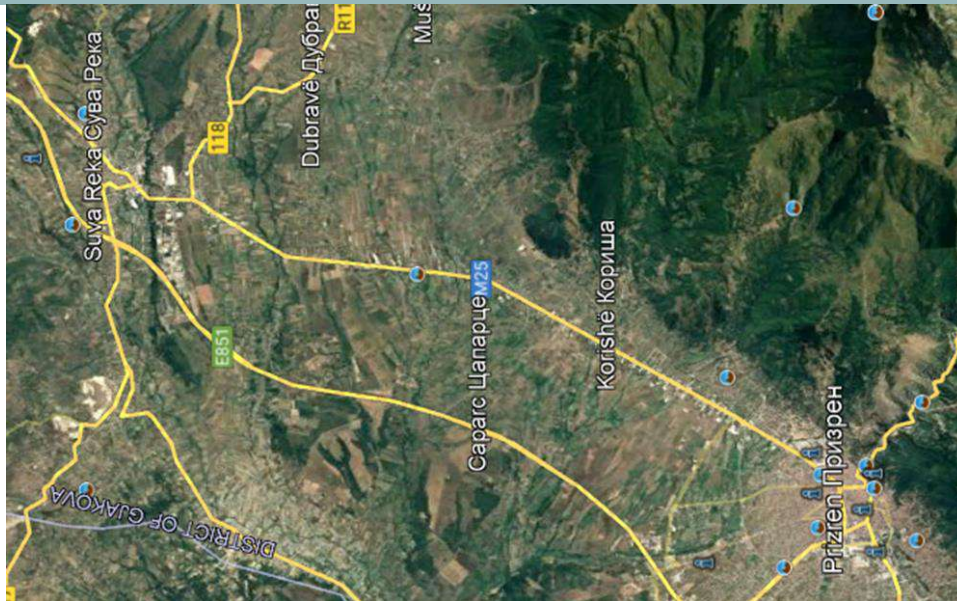


FIGURE 123 – SYNOPTIC GEOLOGICAL MAP, PAGES RAHOVEC AND PRIZREN, SECTION: SUHAREKE - PRIZREN



SECTION: Prizren - Krushë e Madhe km 54+950-68+170 (13,3 km)

From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment is mainly planar (350-410 m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable without appearance of tectonic structures (faults, overthrusts etc.). Contemporary processes such as rilling, washing, erosion etc. are poorly developed with the exception of fluvial erosion. At several locations the alignment crosses regional and local roads, railway, as well as smaller and larger waterflows (river Topluga, Korishka river, Jaglenica etc.), with many settlements and mainly agricultural land.

From geological aspect the terrain is composed of young Quaternary (alluvial, proluvial and lacustrine sediments) which are unbound, and Pliocene sediments which are unbound to low bound being the following:

At subsection km 54+950-58+600 the terrain is composed of coarse-clastic lacustrine sediments as well as Pliocene sediments represented by sand, gravel, clay, sandy clay, and transitions of the mentioned sedimentary materials. The present lithological units are unbound to low bound, low to medium dense, with appearance of groundwater, at depth up to 3-4m from the ground surface, as favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to III-IV category according to GN 200.

At subsection km 58+600-68+170 the terrain is composed of Quaternary proluvial and alluvial-terrace sediments, represented by sand, gravel, clay, sandy clay and other sediments, which are unbound, with low density with appearance of groundwater, at depth up to 3m from the ground surface, at some parts also up to 1-2m in the vicinity of the riverbeds, as favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to III-IV category according to GN 200.

Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion can be frequent appearance along the riverbeds whereas the appearances such as washing, rilling etc. can be rare in the phase of construction.

FIGURE 124 – SYNOPTIC GEOGRAPHICAL MAP FOR SECTION: PRIZREN – KRUSHË E MADHE



FIGURE 125 – SYNOPTIC GEOLOGICAL MAP, SECTION: PRIZREN – KRUSHË E MADHE



SECTION: Krushë e Madhe - Gjakova km 68+170-83+700 (15,5 km)

From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment is mainly planar (340-400m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable without appearance of tectonic structures (faults, overthrusts etc.). Contemporary processes such as rilling, washing, erosion etc. are poorly developed with the exception of

fluvial erosion. At several locations the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller and larger waterflows (river Drini I Bardh, Erenik and other smaller waterflows), with many settlements and mainly agricultural land.

From geological aspect the terrain is composed of young Quaternary (alluvial – terrace) and Pliocene sediments which are unbound to low bound, and Cretaceous sediments represented by limestones being the following:

At the subsections km 68+170-74+300, km 75+400-80+000 and km 80+300-82+000 the terrain is composed of Quaternary alluvial-terrace sediments, represented by sand, gravel, sandy clay etc. which are unbound, with low density and appearance of groundwater at depth up to 3m from the ground surface, at some parts also up to 1-2m in the vicinity of the riverbeds, as favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to III-IV category according to GN 200.

At the subsections km 80+000-80+300 and km 82+000-83+700 the terrain is composed of Pliocene sediments represented by marly and sandy clay, sand and gravel and transitions of the mentioned sedimentary materials. The present lithological units are unbound to low bound, low to medium dense, with rare appearance of groundwater at depth greater than 5m from the ground surface, as favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to III-IV category according to GN 200.

At subsection km 74+300-75+400 the terrain is composed of Cretaceous sediments, represented by limestones, reef fossil limestones which are bedded to thickly bedded. From tectonic aspect, there are rare occurrences of fault structures, being medium to highly fractured at some parts crushed. Considering the accessibility in the phase of construction, favourable conditions are expected. As medium for excavation, they mainly belong to V-VI category according to GN 200.

Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion can be frequent appearance along the riverbeds whereas the appearances such as washing, rilling etc. can be rare in the phase of construction.

FIGURE 126 – SYNOPTIC GEOGRAPHICAL MAP FOR SECTION: KRUSHE E MADHE - GJAKOVA



FIGURE 127 – SYNOPTIC GEOLOGICAL MAP, SECTION: KRUSHE E MADHE - GJAKOVA



SECTION: Gjakova - Deçan km 83+700-107+550 (24 km)

From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment is mainly planar (420-570 m a.s.l.), from tectonic aspect, the terrain is stable without appearance of tectonic structures. Contemporary processes such as rilling, washing, erosion etc. are poorly developed with the exception of fluvial erosion. At several locations the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller and larger waterflows (river Trakanic, Proni mol etc.), with many settlements and mainly agricultural land.

From geological aspect the terrain is composed of young Quaternary (alluvial-terrace sediments) which are unbound and Pliocene and lacustrine sediments which are unbound to low bound being the following:

At the subsections km 83+700-86+600, km 87+200-87+500, km 94+650-94+850, km 96+200-97+130 and km 102+850-103+130 the terrain is composed of coarse-clastic lacustrine sediments as well as Pliocene sediments represented by marly and sandy clay, sand, gravel and clay with transitions of the mentioned sedimentary materials. The present lithological units are unbound to low bound, low to medium dense, with appearance of groundwater at depth up to 3-4m from the ground surface, as favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to III-IV category according to GN 200.

At the subsections km 86+600-87+200, km 87+500-94+650, km 94+850-96+200, km 97+130-102+850, km 103+130-107+550 the terrain is composed of Quaternary alluvial-terrace sediments, represented by sand and gravel with rare presence of sandy clay, being unbound, with low density, with appearance of groundwater at depth up to 3 m from the ground surface, at some parts also up to 1-2m in the vicinity of the riverbeds, as favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to III-IV category according to GN 200.

Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion can be frequent appearance along the riverbeds whereas the appearances such as washing, rilling etc. can be rare in the phase of construction.

FIGURE 128 – SYNOPTIC GEOGRAPHICAL MAP FOR SECTION: GJAKOVA - DEÇAN

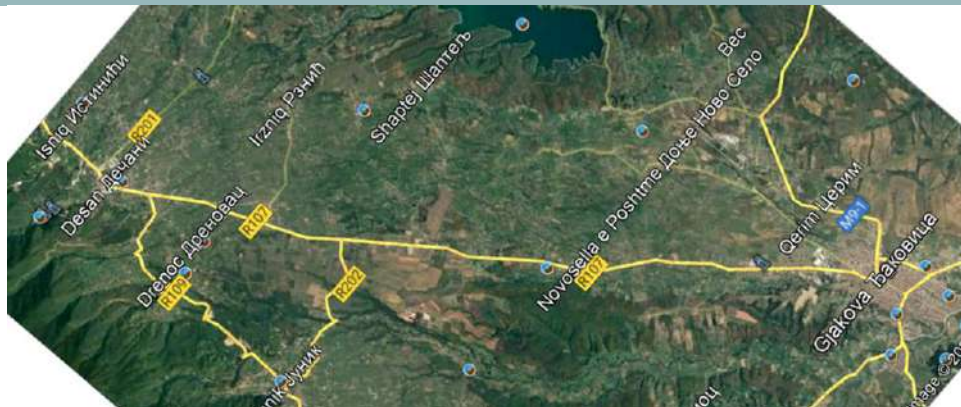


FIGURE 129 – SYNOPTIC GEOLOGICAL MAP, SECTION: GJAKOVA - DEÇAN



SECTION: Deçan - Peja km 107+550-119+700 (12 km)

From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment is mainly planar (500-540 m a.s.l.), from tectonic aspect the terrain is stable without appearance of tectonic structures. Contemporary processes such as rilling, washing, erosion etc. are well developed. At several locations the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller and larger waterflows (river Decani etc.), with many settlements and mainly agricultural land.

From geological aspect the terrain is composed of young Quaternary (alluvial and proluvial sediments) which are unbound to low bound and Triassic sandstone, phyllite, chlorite schists, conglomerate, chert and limestones being the following:

At the subsections km 107+550-109+350 and km 110+105-119+700 the terrain is composed of Quaternary alluvial and proluvial sediments, represented by glacial materials (sand, gravel and clay with blocks from different rock masses, which are low to medium dense, low bound with appearance of groundwater at depth up to 3-5 m from the ground surface, at some parts also up to 2-3 m in the vicinity of the riverbeds, as favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to IV-V category according to GN 200.

At subsection km 109+350-110+105 the terrain is composed of Triassic sediments, represented by sandstone, phyllite, chlorite schists, conglomerate, chert and limestones. From tectonic aspect they are medium to highly fractured at some parts crushed as a result of many fault structures. Considering the accessibility in the phase of construction, at the higher parts of the terrain along the alignment, difficult conditions are expected with possible occurrences of smaller rockfalls. As medium for excavation, they belong mainly to V and VI category according to GN 200.

Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion which is frequent appearance can be expected along the riverbeds, whereas the appearances such as washing and rilling are very well developed with frequent appearances of deep gullies.

FIGURE 130 – SYNOPTIC GEOGRAPHICAL MAP FOR SECTION: DEÇAN - PEJA

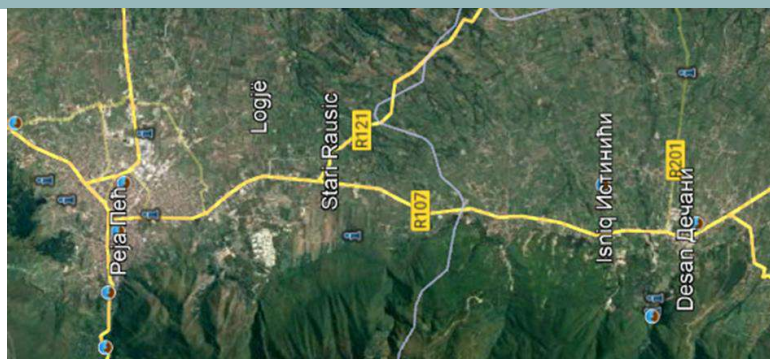


FIGURE 131 – SYNOPTIC GEOLOGICAL MAP, SECTION: DEÇAN - PEJA



SECTION: Pejë - Istog km 119+700-143+650 (24 km)

From geomorphological aspect the terrain along the entire length of the alignment is mainly planar with low hills (420-600 m a.s.l.), from tectonic aspect the terrain is stable without appearance of tectonic structures. Contemporary processes such as rilling, washing, erosion etc. are poorly developed with the exception of fluvial erosion. At several locations the alignment crosses regional and local roads, as well as smaller and larger waterflows (river Drini I Bardh river Istog etc.), with many settlements and mainly agricultural land.

From geological aspect the terrain is composed of young Quaternary (proluvial, alluvial and alluvial-terrace) sediments which are unbound and Pliocene and lacustrine sediments which are unbound to low bound being the following:

At the subsections km 119+700-126+430, km 130+400-132+250, km 135+300-137+000 and km 138+000-143+650 the terrain is composed of Quaternary proluvial, alluvial and alluvial-terrace sediments, represented by sand and gravel with rare appearances of sandy clay, which are unbound, with low density, with appearance of groundwater at depth up to 3-4 m from the ground surface, at some parts also up to 1-2m in the vicinity of the riverbeds, as favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to III-IV category according to GN 200.

At the subsections km 126+430-130+400, km 132+250-135+300 and km 137+000-138+000 the terrain is composed of coarse-clastic lacustrine sediments as well as Pliocene sediments represented by conglomerate, sandstone, breccia, sand, clay with transitions of the mentioned sedimentary materials. The present lithological units are unbound to low bound, low to medium dense, with appearance of groundwater at depth greater than 5 m from the ground surface, as favourable foundation medium. As medium for excavation, they belong to III-IV, V category according to GN 200.

Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as fluvial erosion can be frequent appearance along the riverbeds, whereas the appearances such as washing, rilling, etc. can be rare.

FIGURE 132 – SYNOPTIC GEOGRAPHICAL MAP FOR SECTION: PEJË - ISTOG

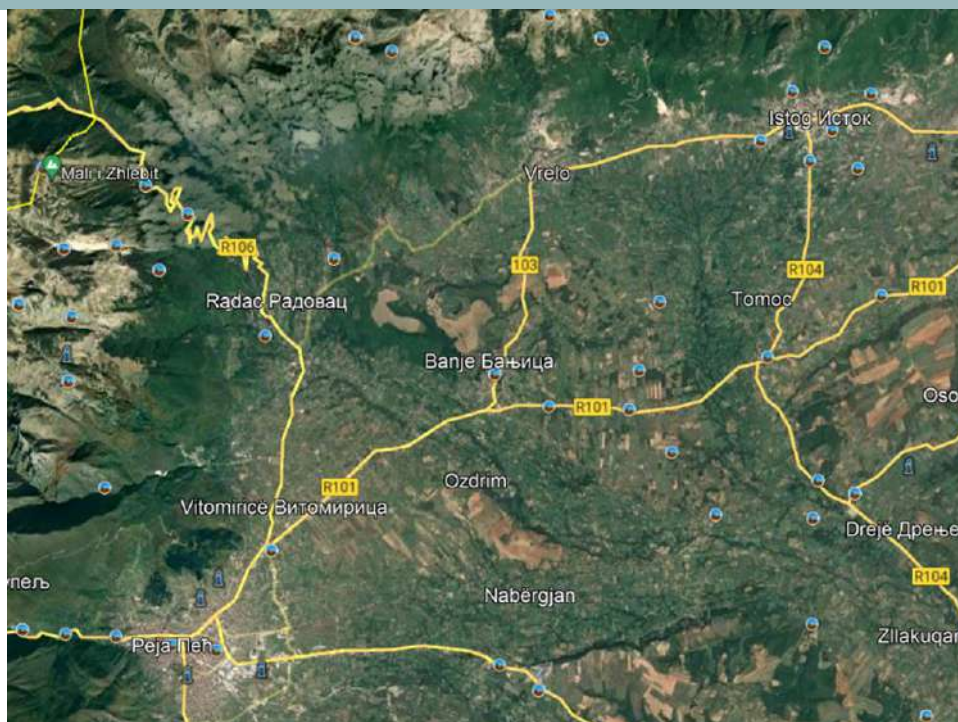


FIGURE 133 – SYNOPTIC GEOLOGICAL MAP, SECTION: PEJĚ - ISTOG



SECTION: Istog - Skenderaj km 143+650 – 171+597 (28 km)

From geomorphological aspect the terrain is from planar to hilly-mountainous (470-780 m a.s.l.), from tectonic aspect the terrain is generally stable with appearance of tectonic structures (faults which cut the alignment). At several locations the alignment crosses regional and local roads as well as more larger waterflows (Rakoshka river, Radishevska river, Rudnichka river) and other smaller waterflows.

From geological aspect the terrain is composed of young unbound sediments to low metamorphosed rock masses being the following:

At the subsections km 150+450-150+750, km 151+450-152+080, km 152+230-152+430, km 167+850-169+000, km 169+800-171+000, km 171+220-171+597 the terrain is composed of Triassic and Cretaceous sediments represented by platy and thickly bedded limestones, volcanogenic sedimentary formation represented by claystones, schists, metasandstone, metadiabase and chert, flysch sediments represented by claystones, sandstone and marl, poorly fractures, partially decayed, covered by diluvial deposit with thickness of 2-3 m, at some parts in certain formations also quite strong. As medium for excavation they belong to V and VI category according to GN 200.

At the subsections km 149+600-150+000, km 150+750-151+450, km 152+430-152+900, km 154+080-154+330, km 154+800-155+850, km 156+170-163+850, km 164+320-167+850 the terrain is composed of Miocene sediments, represented by clay, marly clay, marl, sand and gravel, low bound, medium to very dense with appearance of groundwater at depth greater than 5m, favourable as foundation medium. As medium for excavation they belong to IV and V category according to GN 200.

At the subsections km 143+650-149+600, km 150+000-150+450, km 150+550-150+700, km 152+080-152+230, km 152+900-154+080, km 163+850-164+320 and km 166+100-166+800 the terrain is composed of alluvial, alluvial-proluvial and lacustrine unbound sediments and low bound sediments, with appearance of groundwater at depth greater than 3m. There is gravel and sand, with low density, favourable as foundation medium. As medium for excavation they belong to III and IV category according to GN 200.

Most of the alignment runs through agricultural land. It can be concluded that it is favourable for construction of this type of structures. Engineering-geological processes and appearances such as washing, rilling etc. are frequent. The landslide process is well expressed at the part of v. Chitak to Rudnik. At this part of the alignment in the phase of detailed investigations more attention should be paid.

FIGURE 134 – SYNOPTIC GEOGRAPHICAL MAP FOR SECTION: ISTOG - SKENDERAJ

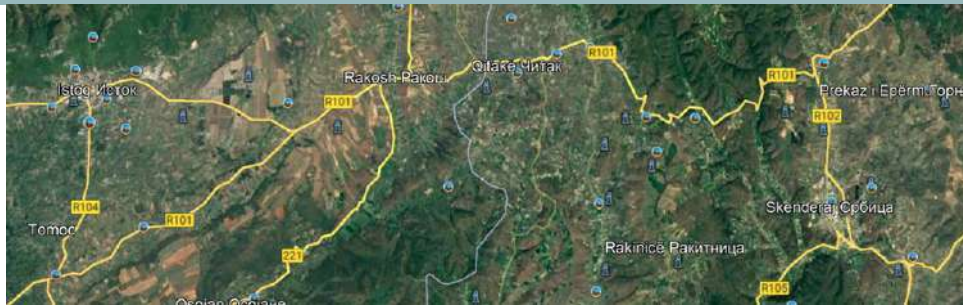


FIGURE 135 – SYNOPTIC GEOLOGICAL MAP, SECTION: ISTOG - SKENDERAJ

