

ALBGAZ SHA
PLANI I INVESTIMEVE DHJETËVJEÇAR
(2023-2032)

Përmbajtja

Përmbledhje	5
Shoqëria ALBGAS	7
Gjendja ekzistuese e rrjetit.....	8
Gaz Master Plani dhe projektet prioritare.....	11
Metodologjia e Planit të Investimeve	12
Koordinimi me palët e tjera të interesuara.....	12
Ndikimi i hidrogjenit.....	15
Përbërja e portofolit të investimeve dhe përparësitë.....	16
Kriteret e vlerave.....	17
Nxitja e zhvillimit ekonomik kombëtar	17
Siguria e furnizimit me gaz.....	18
Kontributi në diversifikimin e përzierjes energjetike dhe sigurinë e furnizimit me energji elektrike.....	18
Forcimi i bashkëpunimit/integrimit rajonal	19
Investimi në projekte të tjera me prioritet të lartë qeveritar.....	19
Kriteret e kërkesave	19
Përlllogaritja e Shpenzimeve Kapitale (CAPEX)	19
Disponueshmëria e financimit	20
Kompleksiteti i ekzekutimit (kohëzgjatja, burimet dhe administrimi)	20
Aftësia organizative e ALBGAS për të zhvilluar projektet.....	21
Vizioni i ALBGAS dhe parashikimi i tregut të gazit	21
Kërkesa për gaz në Shqipëri.	22
Kërkesa për gaz në rajon.....	23

Kërkesa rajonale për energji.....	24
Tregu rajonal i gazit.....	25
Tregu rajonal i GNL-së në shkallë të vogël.....	26
Nevojat rajonale të depozitimit të gazit.....	27
Infrastruktura aktuale e gazit në EJL.....	28
Korridori Juglindor i Gazit.....	28
Balanca rajonale e kërkesës dhe ofertës për gaz.....	32
Vlerësimi i flukseve të gazit në Shqipëri.....	36
Vështrim i përgjithshëm i projekteve të investimeve.....	37
Zhvillimi i mundshëm i infrastrukturës së gazit.....	40
Investimet në 10-vjeçarin 2023-2032.....	43
Prioritarizimi i investimeve.....	43
Investimet afatshkurtra (2023-2025).....	46
Plani i Investimeve për periudhën 2023-2025 investimet kryesore të ALBGAS do të ndahen në tre grupe:.....	46
Plani i Investimit për vitin 2023.....	47
Siguria e furnizimit të TEC Vlora.....	47
Te drejtat pronësore.....	54
Marrëdhëniet për pikën e lidhjes me TAP.....	54
Terminali i GNL.....	55
Projekti i gazifikimit të Korçës.....	57
Investimet në IT të lidhura me rrjetin (SCADA).....	59
Përmbledhje e investimeve për periudhën 2023-2025.....	59
Investimet afatmesme (2026-2028).....	59

Përmbledhje e investimeve për periudhën 2026-2028.....	64
Investimet afatgjata (përtej 2028).....	64
Projektet e kushtëzuara	65
Përmbledhje e investimeve për periudhën 2029-2032.....	68
Investimet totale – përmbledhje.....	68
Efektet e investimeve	71
Metrika e efektivitetit për investimet 2023-2032.....	72
Shtojca 1 – Plani i Investimeve sipas procedurës së ERE	74
Shtojca 2 – Treguesit ekonomikë të ALBGAS bazuar në Planin e Investimeve.....	76
Parashikime.....	76
Të Ardhurat.....	76
Financimi	77
Kosto investimi	77
Investimet e Albgaz	78
OPEX dhe amortizimi:.....	80
Skenarët.....	80
Financat e ALBGAS – Skenari bazë	81
Të ardhurat	81
Shpenzimet operative.....	84
EBITDA dhe fitimi neto	84
Burimet e financimit	85
Variacioni i kapaciteteve, vëllimeve dhe tarifave të tubacioneve në skenarë me kërkesë të ulët dhe të lartë.....	87

Përmbledhje

Në zbatim të neneve 16, 46 dhe nenit 56 të ligjit nr. 102/2015 “Për sektorin e gazit natyror” dhe vendimin e Bordit të ERE nr. 18/2018 “Rregullore për procedurat e paraqitjes dhe miratimit të planit të investimeve nga Operatorët e Transmetimit dhe Shpërndarjes së Gazit Natyror”, është hartuar Plani i Investimeve 10-vjeçar për periudhën 2023-2032, i cili jep informacion mbi gjendjen ekzistuese të rrjetit të gazit natyror, Master Planin e Gazit Natyror për Shqipërinë dhe Identifikimin e Projekteve Prioritare në Fushën e Gazit Natyror të cilat parashikohen të realizohen, përfshirë studimin e fizibilitetit për projektet prioritare, i cili përbën dhe objektivin kryesor të këtij dokumenti.

Plani i Investimeve ndër të tjera përmban të dhëna analitike për investimet, përcaktimin e afateve kohore për implementimin e detajuar të planit të investimeve, shoqëruar nga studim fizibiliteti, studim për impaktin në mjedis, të drejtat pronësore dhe të shfrytëzimit për të gjitha projektet e investimeve, analizën e kosto përfitimit, sigurimin e efektivitetit të kostove të projektit dhe kostove të argumentuarara. Gjithashtu, ky plan siguron relacione argumentuese në lidhje me metodologjitë e ndjekura për parashikimin e kërkesës dhe ngarkesës maksimale sipas kushtit n-1 duke i paraqitur ato në mënyrë tabelare dhe grafike, që kanë diktuar ndërtimin apo rehabilitimin e rrjetit të transmetimit, të shpërndarjes, të pikave të lidhjes me rrjetin dhe pajisjeve rregulluese të presionit të gazit natyror.

Me mbështetjen e konsulentit ndërkombëtar A.T KEARNEY, në përputhje me aktet ligjore dhe rregullatore në fuqi, ALBGASZ së fundmi ka marrë në dorëzim dokumentin “Strategjia dhe Plani i Biznesit të kompanisë, Plani 10-vjeçar i Investimeve, studim për mundësinë e zhvillimit dhe përhapjes së përdorimit të gazit natyror të lëngshëm, zhvillimi i ngritjes së kapaciteteve në të gjithë sektorët”. Ky dokument siguron që strategjia e propozuar të përkthehet në projekte specifike për objektivat e vendosura, të realizuara nga një analizë e kosto/përfitimit. Secili projekt do të buxhetohet, duke i dhënë prioritet zbatimit të hapave të nevojshëm për të arritur objektivat e propozuara. Plani i Biznesit ka përfshirë një zbrëthim hierarkik të objektivave (d.m.th. strategjikë, të mesëm dhe themelorë) në mënyrë që të lidhë planifikimin strategjik me aktivitetet e përditshme të biznesit dhe të sigurojë mjete të sigurta dhe të optimizuara për arritjen e këtyre objektivave.

Plani i Investimeve (PI) të ALBGAZ, si pjesë përbërëse e strategjisë dhe planit të biznesit të shoqërisë 2023 - 2032, do të shërbejë si bazë për zhvillimin e ardhshëm të transmetimit dhe shpërndarjes së gazit në Shqipëri. Si rezultat, në përgjegjësinë e konsulentit janë integruar politikat përkatëse të qeverisë, masterplanin e sektorit të gazit dhe objektivat e shoqërisë ALBGAZ. Gjithashtu, Plani i Investimeve është në përputhje me rregulloren shqiptare të mjedisit dhe energjisë dhe çdo politikë tjetër të lidhur, duke vepruar gjithashtu në përputhje me direktivat e KE. PI nis duke kuptuar qartë dhe duke kryer një analizë të detajuar të sektorit të gazit në Shqipëri, veçanërisht në tre fusha: (i) vlerësimi i aspekteve historike, afatmesme dhe afatgjatë të kërkesës dhe ofertës, (ii) analiza e kërkesave rregullatore ekzistuese dhe të ardhshme, (iii) përcaktimi dhe përshkrimi i qartë i roleve dhe përgjegjësi të aktorëve kryesorë.

Konsorciumi KOWI-IPF në mbështetje të obajektivit strategjik të Shqipërisë në lidhje me **sigurinë energjike dhe diversifikimin e burimeve të furnizimit me energji**, si dhe në kuadër të tejkalimit me sukses të sfidave që has sektori i gazit në Shqipëri, duke mbështetur e zhvillimin e infrastrukturës në këtë sektor, nëpërmjet mekanizmit IPF7 dhe me PRJ-ALB-ENE-020 (WB20-ALB-ENE-04), Banka Europiane për Rindërtim dhe Zhvillim (BERZH) ka mbështetur zhvillimin e projektit të detajuar për ndërtimin e gazësjellësit PIP01 i cili lidh pikën e daljes së TAP në Fier me termocentralin e Vlorës. GMP arriti në përfundimin se gazësjellësi që lidh TAP me TEC Vlorë është investimi i parë prioritar në kuadër të projekti për gazifikimin e Shqipërisë.

Këto dokumenta përbëjnë bazën e referimit për zhvillimin e shoqërisë ALBGAZ si dhe paraqitjen e Planit të Investimeve për miratim pranë autoriteteve përgjegjëse.

Shoqëria ALBGAZ

ALBGAZ është krijuar në mbështetje të vendimit nr. 848, datë 07.12.2016, “Për krijimin e shoqërisë Albgaz sh.a”. ALBGAZ është operatori i kombinuar i gazit natyror, përgjegjës për transmetimin dhe shpërndarjen e gazit natyror. Aksionari i vetëm i Shoqërisë ALBGAZ është Ministria e Infrastrukturës dhe Energjisë (MIE). Aktiviteti i shoqërisë mbështetet në ligji nr. 102/2015 “Për Sektorin e Gazit Natyror” dhe ka për qëllim kryesor ndërtimin e infrastrukturës së transmetimit dhe shpërndarjes së gazit me qëllim krijimin e mundësive për përdorimin e gazit nga industritë e ndryshme në vend si dhe konsumatorëve fundor. Ky aktivitet ushtrohet përmes licencës së lëshuar nga Enti Rregullator i Energjisë në aktivitetin e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit.

Enti Rregullator i Energjisë (ERE) miratoi fillimisht metodologjinë e tarifave si kriteri kryesor për procesin e certifikimit, duke vijuar më pas me certifikimin përfundimtar të ALBGAZ për të qenë pjesë e zhvillimit të infrastrukturës së gazit në Shqipëri.

Aktualisht, ALBGAZ ndjek angazhimet për zbatimin e politikave të zhvillimit të infrastrukturës së gazit natyror si dhe masave të marra nga Këshilli i Ministrave për financimin e projekteve në infrastrukturën e gazit në Shqipëri. Gjithashtu, ALBGAZ vijon ndjekjen e disa projekteve strategjike prioritare si më poshtë, me qëllim përmbushjen e objektivave strategjike për të cilën shoqëria është licencuar në aktivitetin e saj si operator i kombinuar i gazit dhe në përputhje me dispozitat e Ligjit 102/2015 “Për sektorin e gazit natyror”.

Në vijim, ALBGAZ, me qëllim identifikimin e projekteve të targetuar për tu realizuar si dhe në zbatim të politikave të sigurisë së furnizimit, ka ndjekur parashikimet e vendimit nr. 87, datë 14.2.2018 të Këshillit të Ministrave, “Për Miratimin e Planit të Zhvillimit të Sektorit të Gazit Natyror në Shqipëri (Master Planit të Gazit Natyror për Shqipërinë) dhe Identifikimin e Projekteve Prioritare në Fushën e Gazit Natyror” si dhe studime të cilat janë realizuar në kuadër të Fondit të Investimeve të Ballkanit Perëndimor (WBIF) dhe analizave të detajuara nga eksperti ndërkombëtar A. T. Kearney GmbH (“Strategjia dhe Plani i Biznensit të kompanisë 2021 - 2025, Plani 10-vjeçar i Investimeve, studim për mundësinë e zhvillimit dhe përhapjes së përdorimit të gazit natyror të lëngshëm, zhvillimi i ngritjes së kapaciteteve në të gjithë sektorët”).

Gjendja ekzistuese e rrjetit.

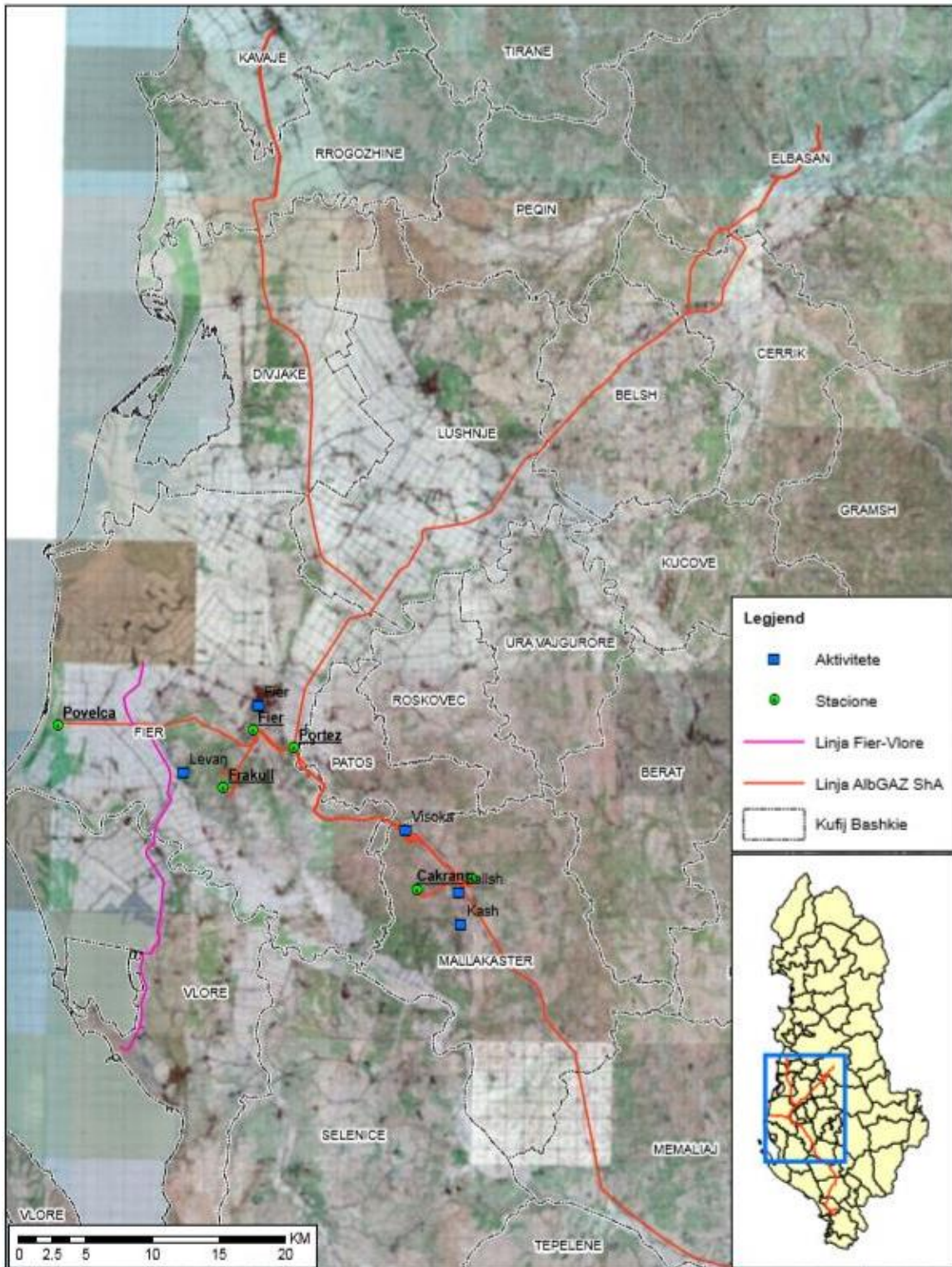
Veprimtaria e gazit është e përqendruar në pjesën jugore të vendit dhe furnizon rafineritë e naftës me vëllime modeste të gazit vendas. Gazi nxirret nga fushat e Divjakës dhe Frakullës, dhe si gaz shoqërues në pusët e naftës në afërsi të Ballshit. Rrjeti ekzistues i gazit ka një gjatësi prej 498 km dhe lidh të gjitha vendburimet e dikurshme të gazit. Aktualisht, ALBGAS administron tubacionet magjistrale të transmetimit të gazit të ndërtuar para 40 apo 50 vitesh, ku për shkak të korrozionit dhe amortizimit, sasi të transmetimit janë minimale.

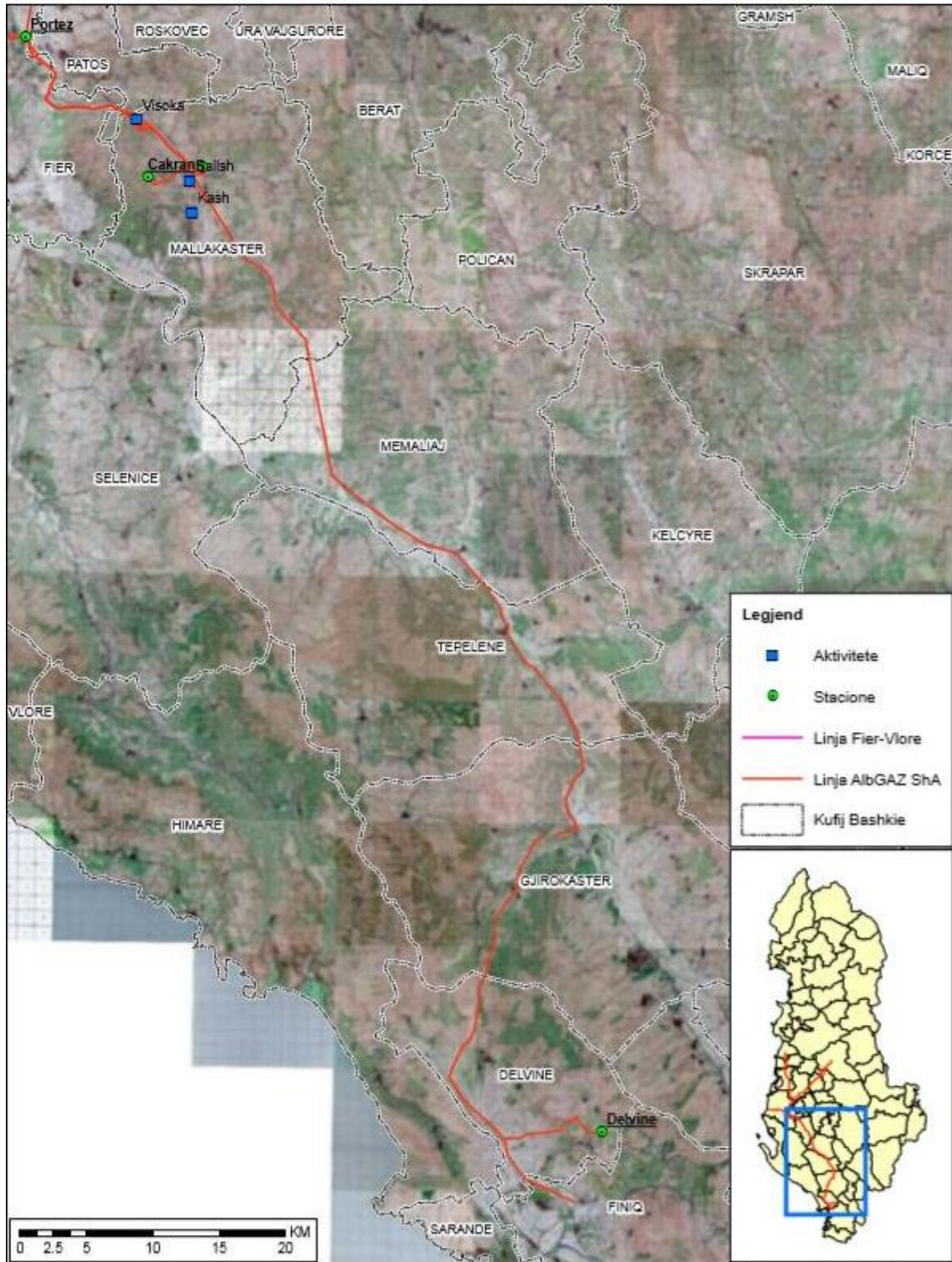
Fushat e gazit tashmë kanë infrastrukturë tubacioni që shtrihet nga Elbasani në Delvinë. Rrjeti aktual (i amortizuar) lidh të gjitha fushat e gazit operative më parë (Povelca, Divjaka, Frakulla, Panaja dhe Delvina) me konsumatorët e vendosur në Fier, Vlorë, Elbasan, Lushnje dhe Ballsh. Me përjashtim të tubacionit të rinovuar nga fusha e gazit Delvina deri në rafinerinë në Ballsh, infrastruktura e gazit është jo funksionale dhe në shumë raste nuk ekziston, për shkak të ndërhyrjeve jo të ligjshme që janë bërë, çka do të kërkonte në rastin më të mirë rehabilitim para se të vihej në punë, por më e besueshme dhe leverdishme do të ishte zëvendësimi plotësisht, të paktën për pjesën e linjave që janë jashtë funksionit.

Gjatë procedurës së evidentimit të gjendjes faktike dhe kapaciteteve operuese të linjave, të realizuar përgjatë vitit 2021, është kryer evidentimi faktik në terren i linjave dhe stacioneve si: Linja Ballsh-Drenovë, Linja Fier-Frakull, Linja Ballsh-Delvinë, Linja Fier-Divjakë, Linja Fier-Ballsh, Linja Fier-Povelçë, Stacioni Ballsh, Stacioni Drenovë, dhe Stacioni Fier. Kjo infrastrukturë ekzistuese e sistemit të transmetimit të gazit është pjesërisht e amortizuar dhe rrjedhimisht nevojitet një sistem tërësisht i ri i transmetimit dhe i shpërndarjes së gazit, i cili pritet të realizohet në kuadër të investimeve strategjike me rëndësi kombëtare.

Gazsjellësi Trans-Adriatik (TAP), i cili do të transportojë gaz natyror nga fusha Shah Deniz II në Azerbajxhan, përmes Greqisë dhe Shqipërisë në Italinë e Jugut, konsiderohet si gur themeli i gazifikimit të Shqipërisë dhe pika kryesore e saj e lidhjes me infrastrukturën ndërkombëtare të gazit.

Më poshtë paraqiten hartat topografike të linjave ekzistuese:





Gaz Master Plani dhe projektet prioritare.

Asistenca Teknike për GMP u financua nga Kuadri i Investimeve të Ballkanit Perëndimor që është një iniciativë e përbashkët e Komunitetit Evropian, Institucioneve Financiare Ndërkombëtare, dhuruesve dypalësh dhe qeverive të Ballkanit Perëndimor, të cilat mbështesin zhvillimet socio-ekonomike dhe procesin e anëtarësimit të vendeve të Ballkanit Perëndimor në Bashkimin Evropian nëpërmjet sigurimit të fondeve dhe asistencës teknike për investime strategjike veçanërisht në infrastrukturë, në efikasitetin e energjisë dhe zhvillimin e sektorit privat.

GMP për Shqipërinë dhe projektet prioritare janë përgatitur nga Konsorciumi COWI-IPF. GMP ka për qëllim zhvillimin e një sistemi të qëndrueshëm të gazit natyror, identifikimin e kërkesave për gaz dhe skenarët e mundshëm për furnizimin me gaz; promovimin e përdorimit të gazit natyror në Shqipëri dhe zhvillimin e një plani që përfshin projektet prioritare të investimit në fushën e gazit natyror dhe mënyrat për tërheqjen e investimeve nga të gjitha palët e interesuara, por në veçanti nga sektori privat.

Rrjeti i transmetimit të gazit natyror, i propozuar sipas Master Planit të Gazit, ndahet në pesë degë kryesore:

- Dega Veriore, duke filluar nga pika e lidhjes me TAP-in (pranë Fierit) në drejtim të Shkodrës dhe pikës së kalimit kufitar me Malin e Zi;
- Dega e Elbasanit, që fillon nga pika e lidhjes me TAP-in (pranë Fierit), kalon nëpërmjet Lushnjës dhe Dumresë dhe mbaron në Elbasan;
- Dega Jugore që furnizon zonat e Fierit, Vlorës, Ballshit, Tepelenës dhe Gjirokastrës;
- Dega Lindore që fillon nga pika e lidhjes me TAP-in (pranë Korçës) drejt Pogradecit, Përrenjasit dhe drejt ish Republikës Jugosllave të Maqedonisë;
- Dega e Kosovës, që fillon nga Miloti dhe përfundon në pikën kufitare të Morinës, në afërsi të Kukësit.

Konsorciumi COWI-IPF përmes analizave teknike, ekonomike, mjedisore dhe sociale të Master Planit të Gazit për Shqipërinë ka përcaktuar Projektet Prioritare të Investimeve të cilat janë:

- *PIP01- Gazsjellësi nga TAP në TEC-in e Vlorës;*
- *PIP02- Gazsjellësi nga TAP në Fier dhe Ballsh;*
- *PIP03- Gazsjellësi nga IAP në Tiranë dhe Durrës.*

Metodologjia e Planit të Investimeve

Analiza e zhvillimit të mundshëm të tregut shqiptar të gazit dhe tregjeve në rajonin e Ballkanit Perëndimor janë pikënisja për përbërjen e portofolit të investimeve në këtë Plan Investimi.

Duke qenë se konsumi i parashikuar i gazit në Shqipëri në vitet në vijim nuk është shumë i lartë dhe nuk mund të justifikojë në vetvete investime të larta fillestare (si terminalin GNL me infrastrukturën shoqëruese dhe sistemet e ardhshme të transmetimit) një rëndësi e vecantë iu kushtua përdorimit të terminalit GNL në një kontekst më të gjerë rajonal si dhe koordinimi i projekteve të saponduarta të sistemit të transmetimit me sistemet e vendeve të rajonit.

Koordinimi me palët e tjera të interesuara

Ky PI merr parasysh marrëdhëniet që operatorët e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror kanë me pjesëmarrësit e tjerë të tregut, për të siguruar qëndrueshmërinë e sistemit të gazit natyror si dhe plotësimin e kushteve të sigurisë dhe cilësisë së furnizimit me gaz natyror të klientëve.

Meqenëse shumë projekte të mbuluara nga ky Plan Investimi kanë për qëllim të forcojnë bashkëpunimin dhe integrimin rajonal, njëkohësisht ato kontribuojnë në krijimin e tregut të gazit të Ballkanit Perëndimor dhe sigurinë e furnizimit të tij (*North Macedonia Interconnector, IAP, ALKOGAP*). Në procesin e përgatitjes së Planit të Investimeve, Albgaz është konsultuar me operatorë të tjerë, veçanërisht me TAP-in dhe OST-të e vendeve fqinje duke përfshirë: Plinarco, Snam, DESFA, dhe ka marrë parasysh dokumentet e tjera publike të rëndësishme për planet e ardhshme të zhvillimit të sektorit të gazit, të lëshuara nga autoritetet shtetërore të Malit të Zi, Kosovës etj. Në dokumentet e bëra publike nga OST-të e vendeve fqinje, përmenden projektet e mëposhtme të investimeve që kanë lidhje me planin e investimeve të ALBGAZ-it si për shembull:

- Gazsjellësi Adriatiko-Ionian (IAP) – përmendet në *“Planin dhjetëvjeçar të zhvillimit të Sistemit të Transmetimit të Gazit në Republikën e Kroacisë për 2021 – 2030”* të Plinacros. IAP përmendet ndër dy projektet shumë të rëndësishme (së bashku me Terminalin Krk), me fillimin e transportit të gazit natyror përmes sistemit IAP të planifikuar për vitin 2026 me kapacitet 5 BCM. Ndërkohë, sipas diskutimeve të zhvilluara me përfaqësues të IAP-it,

nuk pritet që fillimi i ndërtimit të ndodhë “më shpejt se viti 2027”, duke e vonuar kështu operacionalitetin e tij.

- Gazsjellësi Nea Messimvria – Evzoni/ Gjevgjeli – i përmendur në “Planin e Zhvillimit të Sistemit Kombëtar të Transportit të Gazit 2021-2030” të Desfa-s. Ky është seksioni grek i Interkoneksionit Greqi - Maqedoni e Veriut (IGNM), me një gjatësi prej 55 km. Projekti, me kapacitet vjetor 1.5 BCM, synon ndërlidhjen e sistemeve të transmetimit të gazit natyror të Greqisë dhe Maqedonisë së Veriut, gjë që do të rrisë diversifikimin e burimeve të furnizimit për Maqedoninë e Veriut. Pala e Maqedonisë së Veriut mbulohet nga projekti “Gas Interconnector Greece – North Macedonia NMPART”. Tenderi për ndërtimin e këtij gazsjellësi ishte në vazhdim në vitin 2022. Ky projekt nga njëra anë do të zvogëlojë shfrytëzimin potencial të kapaciteteve të interkoneksionit Shqipëri – Maqedoni e Veriut, por nga ana tjetër, në rast se Kosova do të jetë e gatshme të konsumojë gaz në të ardhmen, kostot më të ulëta (72 milionë euro) për ndërtimin e një interkonjeksioni direkt Maqedoni Veriore – Kosovë në krahasim me Interkonektorin Shqipëri – Kosovë mund të justifikojnë sasi shtesë të gazit të dërguar nga Shqipëria përmes Interkonektorit Shqipëri – Maqedoni e Veriut.
- Megjithëse NER SHA, OST e Maqedonisë së Veriut, nuk publikoi një Plan 10-vjeçar të Zhvillimit të Rrjetit, mundësia e një ndërlidhjeje ndërmjet Maqedonisë së Veriut dhe Shqipërisë përmendet në "Strategjinë për Zhvillimin e Energjisë së Republikës së Maqedonisë së Veriut deri në vitin 2040" të miratuar në 2018, si dhe në “Raportin Vjetor 2020” të publikuar nga Komisioni Rregullator i Shërbimeve për Energji dhe Ujë të Republikës së Maqedonisë së Veriut. Megjithatë, ky interkonektor nuk duket të jetë prioritet për Maqedoninë e Veriut, ndërsa projektet kryesore nën shqyrtim janë Interkoneksioni Greqi – Maqedoni e Veriut dhe zhvillimi i rrjetit të shpërndarjes së Shkupit.
- Drafti i “Strategjisë Energjetike të Kosovës 2022-2031” nuk e përmend gazin në mesin e burimeve potenciale të ardhshme të energjisë. Prandaj, ndërtimi i një ndërlidhësi ndërmjet Shqipërisë dhe Kosovës (ALKOGAP) duket se nuk ka gjasa të ndodhë së shpejti, derisa Qeveria e Kosovës të vendosë ndryshimin e strategjisë.

- “Plani Strategjik 2022-2030” i Enagas përmend 600 milionë euro investime deri në vitin 2030 për Korridorin Mesdhetar: dyfishimi i kapacitetit të TAP në 20 BCM dhe zhvillimi i infrastrukturës në Greqi dhe në Shqipëri.

Në përgatitjen e Planit të Investimeve, përveç përfaqësuesve nga Albgaz, kontribuan gjithashtu edhe ekspert të ekipeve shumëkombëshe në projektet për Terminalin GNL në Vlorë, lidhjen Vlorë - Fier dhe pikën hyrëse/dalëse të TAP-it në Fier, duke ndihmuar në ofrimin e një panorame gjithëpërfshirëse, nga perspektiva kolektive e operatorit të rrjetit të transmetimit dhe investitorëve, veçanërisht në lidhje me prioritetin dhe planifikimin e projekteve të infrastrukturës:

- Në maj 2022, Albgaz dhe Overgas Inc. e Bullgarisë nënshkruan një Memorandum Mirëkuptimi (MoU) në Tiranë për të bashkëpunuar në projekte që do të diversifikojnë furnizimet me gaz natyror në Ballkan. Shqipëria u zotua të sigurojë akses në terminalin e planifikuar të GNL-së së Vlorës.
- Në maj 2022, operatori amerikan i GNL-së, Excelerate Energy, deklaroi synimin për të vendosur Floating Storage Regasification Unit (FSRU) e saj Excelsior për t'i shërbyer projektit të GNL-së së Vlorës në Shqipëri, fill pasi kjo njësi të përfundonte kontratën e saj në Izrael. Para kësaj, Excelerate nënshkroi një Memorandum Mirëkuptimi për të kryer një studim fizibiliteti për zhvillimin e mundshëm të një zgjidhjeje të integruar bashkë me Gaz Natyror të Lëngëzuar (GNL), duke përfshirë një terminal importi GNL-je në Portin e Vlorës në jug të Shqipërisë.
- Në qershor 2022, Kosova dhe Shqipëria ranë dakord të bashkëpunojnë për projektin e terminalit të GNL në Vlorë, me mundësinë që Kosova të investojë në TEC-in e planifikuar të Vlorës. Megjithëse kapaciteti i TEC-it të Vlorës nuk përmendet, komentet e dhëna Konsulentit nga KEK-u dhe KESH-i, prodhuesit më të mëdhenj të energjisë elektrike në Shqipëri dhe Kosovë, nxorën në pah nevojën e një kapacitet prej 297 MW për të mbuluar deficitin e energjisë të dy vendeve duke filluar nga viti 2025.
- Në korrik 2022, Excelerate Energy, Inc. dhe Overgas Inc. nënshkruan një Memorandum Mirëkuptimi, në lidhje me shitjen e GNL-së të rigazifikuar nga terminali i GNL-së i Vlorës. Vëllimi i parashikuar arrin deri në 1.0 miliardë metër kub GNL të rigazifikuar në vit, për një periudhë dhjetëvjeçare, përmes gazsjellësit Vlorë - Fier.

- Në korrik 2022, Serbia dhe Maqedonia e Veriut shprehën interes për t'u lidhur me Terminalin e GNL-së së Vlorës, përmes një lidhjeje interkoneksioni që lidh Shqipërinë, Maqedoninë e Veriut dhe Serbinë. Vëllimet e gazit ende nuk janë përcaktuar, por shfaqja e interesit paraqet një sinjal të fortë se Terminali i Vlorës do të kontribuojë në sigurinë energjetike rajonale.
- Në tetor 2022, Enagás nënshkroi një LoI me Albgaz për blerjen e mundshme të aksioneve të shoqërisë dhe për t'u angazhuar në projekte të përbashkëta, më konkretisht projektin e Terminalit të GNL Vlorë dhe gazësjellësin Vlorë - Fier, por potencialisht edhe për shpërndarje të GNL në shkallë të vogël në Shqipëri, për ndërtimin e IAP dhe Depozitës Nëntokësore të Gazit (UGS) në Dumre.

Me qëllim harmonizimin e Planit të Investimit me politikat e Qeverisë Shqiptare, ALBGAS dhe Konsulenti organizuan takime të rregullta me përfaqësuesit e Qeverisë së Shqipërisë veçanërisht me Ministrinë e Infrastrukturës dhe Energjisë, me ERE dhe u konsultuan me KESH dhe KEK për kërkesën për energji elektrike në Shqipëri dhe Kosovë.

Gjithashtu, Planit të Investimeve do të publikohet më tej në faqen e ALBGAS-it për konsultim me të gjithë të interesuarit, transportuesit e mundshëm dhe konsumatorët e gazit.

Ndikimi i hidrogjenit

Në nivele të ndryshme të institucioneve të Bashkimit Evropian, si dhe në industrinë e gazit dhe energjisë, ka një diskutim rreth rolit të hidrogjenit si një lëndë e parë dhe bartëse e qëndrueshme e energjisë dhe si dhe mbi përdorimin e tubacioneve ekzistues dhe të sapondërtuar të gazit natyror për transmetimin e hidrogjenit në të ardhmen. Shumë shoqëri, duke përfshirë këtu edhe disa operatorë të sistemeve të transmetimit Evropian, kryen sondazhe dhe teste për të vlerësuar përdorimin e mundshëm të tubacioneve ekzistuese të gazit natyror për hidrogjen. Këto hulumtime kanë treguar se tubacionet e ndërtuara së fundmi mund të modifikohen teknikisht në mënyrë që të mundësojnë transmetimin e sigurt të hidrogjenit (ose minimalisht të gazit natyror me përmbajtje të lartë hidrogjeni).

Megjithatë, duke qenë se ritmi i ndërtimit të instalimeve të prodhimit në shkallë të lartë të hidrogjenit si dhe shkalla e konvertimit të konsumatorëve nga gazi natyror në hidrogjen janë aktualisht të panjohura dhe të pasigurta, për të mbajtur opsionin e hidrogjenit ende të zbatueshëm për Shqipërinë, ALBGAZ merr në konsideratë që tubacionet e reja të gazit do të ndërtohen të tilla për të pranuar hidrogjen dhe për të ndryshuar minimalisht/ose për të punuar në minimum në rast të një përmbajtje më të lartë hidrogjeni.

Përbërja e portofolit të investimeve dhe përparësitë

Metodologjia e përdorur për hartimin dhe miratimin e portofolit të investimeve në Planin e Investimeve është bazuar në metodologjinë e prioriteteve të projekteve të investimeve. Çdo projekt u përcaktua në përmbushje të një sërë kriteresh për të përcaktuar nëse ishte i pranueshëm për t'u përfshirë në Planin e Investimeve.

Kriteret e përdorura janë paraqitur më poshtë, duke u bazuar në metodologjinë Vlera – Kërkesa.

	Vlera	Kërkesat
Vlerësimi i secilit kriter	E Lartë (2) E Mesme (1) E ulët (0)	Të Larta (2) Të Mesme (1) Të ulëta (0)
Kriteret	Vëllimi i gazit (që do të transmetohet). Nxitja e zhvillimit ekonomik kombëtar. Siguria e furnizimit me gaz. Kontributi në diversifikimin e përzierjes energjetike dhe sigurinë e furnizimit me energji elektrike	Shpenzimet kapitale të përlogaritura Disponueshmëria e financimit. Kompleksiteti i ekzekutimit (kohëzgjatja, burimet dhe administrimi). Gatishmëria organizative e ALBGAZ për të mbështetur

Vlera	Kërkesat
Forcimi i bashkëpunimit/integrimit rajonal	projektet (kompetenca të disponueshme ose të lehta për t'u marrë).
Kontributi në projekte të tjera investimi me prioritet të lartë (të qeverisë)	

Tabela 1 – Kriteret e prioritizimit të projekteve të investimeve

Kriteret e vlerave

Vëllimi i gazit që do të transmetohet.

Siç u përmend më herët, çdo prioritet nga pikëpamja e rregullatorit duhet të marrë parasysh analizën kosto - përfitim dhe treguesit ekonomikë. Edhe pse modeli tarifor i bazuar në RAB u garanton operatorëve një normë të caktuar kthimi nga investimet e reja, roli i rregullatorit është të sigurojë që investimi të mos mbulohet në bazë të pagesave të larta të konsumatorëve të gazit, d.m.th. me rritjen e tarifave. Për rrjedhojë, komponenti kryesor që ndikon si rezultat i investimeve të reja tarifat mos të rriten së tepërmi, është pikërisht rritja e volumeve të gazit të transmetuara/depozituar që rezulton nga investimi.

Vëllimi i gazit të transmetuar rritet kur tubacionet e reja sjellin gaz për klientët e rinj, veçanërisht klientë të mëdhenj industrialë të cilët sigurojnë konsumin “ankorues” si p.sh TEC Vlora, pra të qëndrueshëm në një zonë të caktuar gjeografike ose kur tubacioni akomodon flukset ndërkufitare të gazit (import/eksport).

Nxitja e zhvillimit ekonomik kombëtar

Akresi në rrjetin e gazit është një nga kriteret që ndikon në percaktimin e vendndodhjeve e investimeve të reja nga investitorët vendas dhe të huaj. Për këtë arsye, gjatë krijimit të zonave të veçanta ekonomike, vendet po përpiqen të sigurojnë infrastrukturën e nevojshme në këto zona (gaz, energji elektrike, ujë, rrjete të kanalizimit).

Mundësia e përdorimit të gazit nga impiantet tashmë ekzistuese (nga industri të ndryshme) shpesh u lejon atyre të ulin kostot (kostot e karburantit të përdorur, kostot mjedisore) ose të përmirësojnë efikasitetin e proceseve.

Siguria e furnizimit me gaz

Siguria e furnizimit është shpesh një nga kriteret kryesore kur vendoset për investimet e ardhshme, veçanërisht në vende të cilat për arsye historike, mbështeteshin shumë në një burim të prodhimit të energjisë. Në këtë rast, investimet që diversifikojnë transmetimin për rrjedhojë prodhimin e energjisë nga burime alternative marrin një prioritet të lartë, edhe pse nuk kanë ndikim në shtimin e sasisë e gazit të transmetuar. Nga ana tjetër, pasojat e ndërprerjes së furnizimeve nga burimet ekzistuese do të kishin një ndikim katastrofik në ekonominë e një vendi të varuar nga vetëm një burim energjitik.

Thënë kjo, ne dalim në konkluzion se duke qenë se tregu i gazit në Shqipëri është në një fazë të hershme zhvillimi, kriteri i “sigurisë së furnizimit me gaz” është duke marrë peshë domethënëse në diversifikimin e prodhimit të energjisë, ndërkohë që konsumi i brendshëm i gazit do të rritet me ritme të shpejta, në të ardhmen e afërt do të jetë një kriter kryesor për prioritizimin e projekteve të investimeve në sektorin e gazit në vend.

Kontributi në diversifikimin e përzierjes energjetike dhe sigurinë e furnizimit me energji elektrike

Shumë vende në të cilat një ose dy lëndë djegëse zënë një pjesë dominuese në përzierjen energjetike, e shohin gazin natyror si një mundësi për të ndryshuar strukturën e kësaj përzierjeje, dhe shumë shpesh gazi natyror është gjithashtu një lëndë djegëse që është më miqësore me mjedisin sesa ato dominuese. p.sh qymyri, vaji për ngrohje, etj.).

Në të njëjtën kohë, përdorimi i gazit për prodhimin e energjisë elektrike, për shkak të kohës relativisht të shpejtë të ndërtimit të termocentraleve me gaz, garanton sigurinë e furnizimit me energji elektrike të konsumatorëve në një kohë të shkurtër.

Edhe në vende të zhvilluara, me një kapacitet të konsiderueshëm të burimeve të rinovueshme të energjisë (PV, ferma me erë), gazi ka një rol të rëndësishëm si lëndë djegëse që siguron energji elektrike dhe balancon sistemin energjetik kur sasia e energjisë së rinovueshme është e pamjaftueshme.

Forcimi i bashkëpunimit/integrimit rajonal

Ndërtimi i tubacioneve të reja ndërkufitare ose tubacioneve që sjellin gaz të ri në interkonektorët ekzistues kontribuojnë në integrimin e tregjeve kombëtare të gazit, forcojnë bashkëpunimin rajonal dhe rrisin sigurinë e rrjeteve të ndërlidhura të furnizimit dhe të konsumatorëve të lidhur me to. E njëjta gjë mund të thuhet për ndërlidhësit e energjisë elektrike. Në rastin e fundit, disa investime në gazsjellës mund të kontribuojnë gjithashtu në këtë qëllim kur gazi përdoret për të prodhuar energji elektrike në një vend dhe më pas kjo energji elektrike transportohet në një vend tjetër.

Investimi në projekte të tjera me prioritet të lartë qeveritar

Zbatimi i disa investimeve nga OST-ja mund të jetë shumë i rëndësishëm nga këndvështrimi i pjesëmarrësve të tjerë të tregut të gazit ose i palëve të interesuara, edhe nëse në fazën e analizës këto investime janë subjekt i paqëndrueshmërisë në lidhje me normën aktuale të kthimit. Ndërtimi i një gazsjellësi në një impiant të ri prodhimi gazi ose një impiant nëntokësor depozitimi të gazit në ndërtim është kritik për funksionimin e kësaj infrastrukture, por në të njëjtën kohë, kur merren vendime për infrastrukturë të re, ato janë subjekt i pasigurive në lidhje me rezervimin e kapaciteteve të reja në tubacione apo ato të UGS-ve në të ardhshmen.

Kriteret e kërkesave

Përlllogaritja e Shpenzimeve Kapitale (CAPEX)

Zbatimi i çdo investimi në të tilla projekte kërkon domosdoshmërinë e përlllogaritjen e disa shpenzimeve kapitale. Në sektorin e gazit natyror, konkretisht në tubacione e gazësjellës, këto shpenzime llogariten në miliona dhe ndonjëherë në miliarda euro. Kur i jepet prioritet investimit

të këtyre projekteve, shoqëritë duhet gjithashtu të vlerësojë nëse ky projekt i veçantë është brenda mundësive të tyre financiare ose, për shkak të madhësisë së CAPEX, ai nuk përbën një barrë dhe rrezik shumë të madh për shoqërinë. Gjatë planifikimit financiar, vlen të kujtojmë se shumë projekte vuajnë nga vonesa dhe tejkalimet buxhetore.

Në të njëjtën kohë, nëse shoqëria përlllogarit një CAPEX përtej mundësive financues, kjo nuk do të thotë se projekti do të braktiset automatikisht, por do të kërkohen metoda alternative të zbatimit të tij, p.sh. nëpërmjet pjesëmarrjes së partnerëve të tjerë, nëpërmjet përdorimit të fondeve (të pakthyeshme) etj.

Disponueshmëria e financimit

Ky kriter lidhet drejtpërdrejt me atë të mësipërm. Çdo shoqëri ka mundësi të kufizuara financiare (d.m.th. investim), prandaj është e rëndësishme të dihet paraprakisht deri në çfarë mase shoqëria mund të përdorë financimin e jashtëm për të zbatuar një projekt të caktuar.

Disponueshmëria e financimit është një parametër pjesërisht i pavarur nga shoqëria, pasi ajo ndikohet nga treguesit aktualë të tregjeve financiare, perceptimet e investitorëve për një vend të caktuar (dhe më shpesh një grup vendesh), perceptimi i një industrie të caktuar, etj. Prandaj, disponueshmëria e financimit dhe kostoja e tij mund të ndryshojnë me kalimin e kohës.

Kompleksiteti i ekzekutimit (kohëzgjatja, burimet dhe administrimi)

Projektet karakterizohen nga një shkallë e ndryshme kompleksiteti si për sa i përket kohëzgjatjes, burimeve dhe njohurive të nevojshme për zbatimin e tyre dhe kompleksitetit të proceseve administrative dhe menaxhuese. Në industrinë e gazit, sigurisht më komplekset janë projektet shumë-miliardësh të gazsjellësve, të cilat shpesh përfshijnë shumë partnerë, kërkojnë shumë marrëveshje të ndërsjella, njohuri unike në fushën e gjeologjisë, mekanikës së depozitave, etj. Marrëdhëniet ndërmjet pjesëmarrësve të projektit, furnitorëve, mbivendosjet e aktiviteteve, metodat dhe teknikat janë faktorë që ndikojnë në kompleksitetin e projektit.

Në rastin e projekteve të zbatuara nga OST, ato më komplekset përfshijnë marrëdhëniet e ndërlidhjes, të cilat kërkojnë bashkëpunim të ngushtë me operatorët e tjerë. Projektet për ndërtimin e tubacioneve të gazit në kushte specifike të një terreni të vështirë mund të jenë gjithashtu komplekse.

Aftësia organizative e ALBGAS për të zhvilluar projektet

Kriteri i fundit në kategorinë e Kërkesave është vlerësimi i aftësisë së Albgaz për të zbatuar një projekt specifik, d.m.th., të ketë kompetenca të përshtatshme teknike, inxhinierike, projektuese, mbikëqyrëse, të menaxhimit të projektit, etj.

Të gjitha projektet e paraqitura në këtë Plan Investimi janë vlerësuar në përmbushjen e kriterëve të lartpërmendura.

Vizioni i ALBGAS dhe parashikimi i tregut të gazit

ALBGAS synon të bëhet një aktor kyç i infrastrukturës së gazit në kuadrin e sigurisë energjetike, diversifikimit dhe tranzicionit në të gjithë rajonin, duke mundësuar integrimin e tregjeve të energjisë në Ballkanin Perëndimor dhe duke mbështetur zhvillimin e ekonomisë kombëtare.

ALBGAS është angazhuar në sigurimin e energjisë së qëndrueshme, me kosto efektive dhe të qëndrueshme përmes infrastrukturës së gazit natyror për të përmbushur kërkesat e brendshme dhe më gjerë (të gazit). Kompania po kërkon dhe nxit partneritet i cili do të lehtësojë integrimin e tregjeve të gazit, bashkimin e sektorëve dhe zhvillimin ekonomik kombëtar.

ALBGAS jep të gjitha garancitë e nevojshme për të gjitha palët e interesuara duke zhvilluar investime të harmonizuara me planet kombëtare, duke ndërmarrë projekte të qëndrueshme në të ardhmen në përputhje me përpjekjet për dekarbonizimin dhe një model të qëndrueshëm biznesi.

Shoqëria ka tre qëllime kryesore strategjike:

1. Siguria rajonale e energjisë nëpërmjet diversifikimit të burimeve të gazit dhe integritit të tregjeve.

2. Siguria energjetike e Shqipërisë.
3. Zhvillimi ekonomik i Shqipërisë.

Kërkesa për gaz në Shqipëri.

Shqipëria ka një potencial realist për të konsumuar pothuajse 0,95 BCM gaz natyror në vitin 2030 dhe mbi 1,2 BCM në vitin 2040.

Albania natural gas and Small-Scale LNG potential consumption BCM

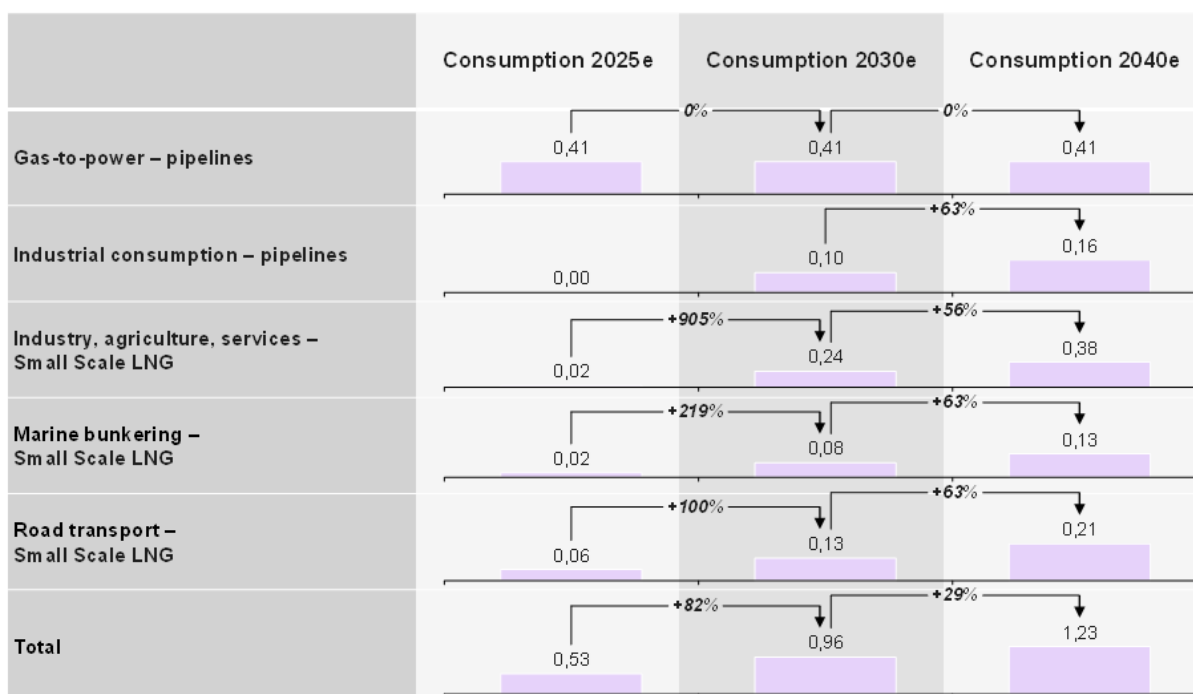


Figura 1 – Konsumi i mundshëm i gazit natyror në Shqipëri dhe GNL në shkallë të vogël sipas sektorëve kryesorë

Konsumatorët kryesorë industrialë ndodhen në rajonin Durrës-Tiranë, në Vlorë (TEDA Vlorë, dhe duke filluar nga viti 2030 me gjasa një fabrikë e re plehërimi), dhe Elbasan (kryesisht përpunimi i metaleve). Në Durrës, një nga konsumatorët kryesorë mund të jenë mjetet lundruese në portin e Durrësit, për rifuxho detar (0.06 BCM në 2030 dhe 0.1 BCM në 2040). Disa nga konsumatorët industrialë, të cilët fillimisht do të shërbehen nga furnizime me GNL në shkallë të vogël, pritet të

konsumojnë gaz nëpërmjet tubacionit kur zonat e izoluar të konsumit do të lidhen me rrjetin kombëtar. Kërkesa rajonale është paraqitur në figurën e mëposhtme.

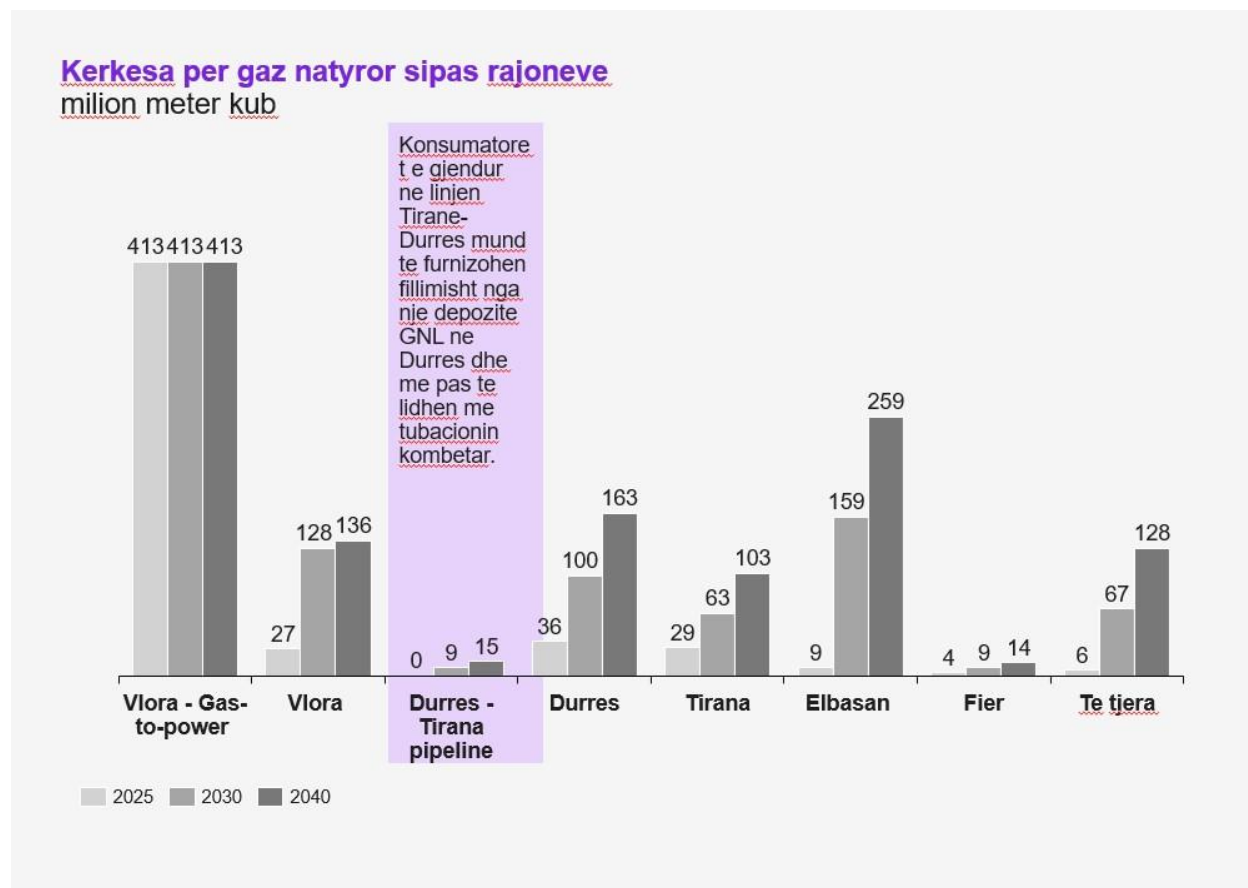


Figura 2 – Kërkesa e Shqipërisë për gaz natyror sipas rajoneve

Kërkesa për gaz në rajon

Vlerësimi rajonal i paraqitur më poshtë tregon se rajoni i Ballkanit Perëndimor ka nevojë për investime të konsiderueshme në prodhimin e energjisë deri në vitin 2030 dhe madje edhe në vitin 2040. Në terma afatgjatë ekziston një potencial i rëndësishëm rajonal i konsumit të gazit për prodhimin e energjisë.

Rajoni (përfshirë Greqia) mbështetet shumë në prodhimin e energjisë me qymyr dhe naftë. Në vitin 2020 gjenerimi total nga këto burime është 61 TWh, nga të cilat: 26 TWh në Serbi, 10 TWh në Greqi, 11 TWh në Bosnje dhe Hercegovinë dhe 8 TWh në Kosovë. Ballkani Perëndimor dhe

Greçia duhet të investojnë në burime të reja gjeneruese për të mbuluar rritjen e kërkesës. Kërkesa totale rajonale e vlerësuar për vitin 2030 është 147 TWh krahasuar me prodhimin aktual prej 123 TWh (duke përfshirë prodhimin e qymyrit dhe naftës), duke çuar në një deficit të mundshëm prej 24 TWh në 2030 dhe 37 TWh në 2040. Me qymyrin dhe naftën që mund të hiqen gradualisht deri në vitin 2030, furnizimi shtesë i nevojshëm mund të jetë 85 TWh në 2030 dhe 98 TWh në 2040.

Ndërsa Greçia është e angazhuar të heqë gradualisht kapacitetet e prodhimit të qymyrit deri në vitin 2028, vetëm deficitin e energjisë i Greçisë mund të arrijë në 25 TWh deri në vitin 2030. Situata në Shqipëri është gjithashtu e vështirë. Përveç regjistrimit tashmë të ndërprerjeve të energjisë dhe importeve të kushtueshme në vitet e thata për shkak të mbështetjes së tepërt në hidrocentralet, sipas ENTSO-E, Shqipëria mund të ketë një deficit energjie prej 3 TWh në 2030 dhe 5 TWh në 2040.

Kërkesa rajonale për energji.

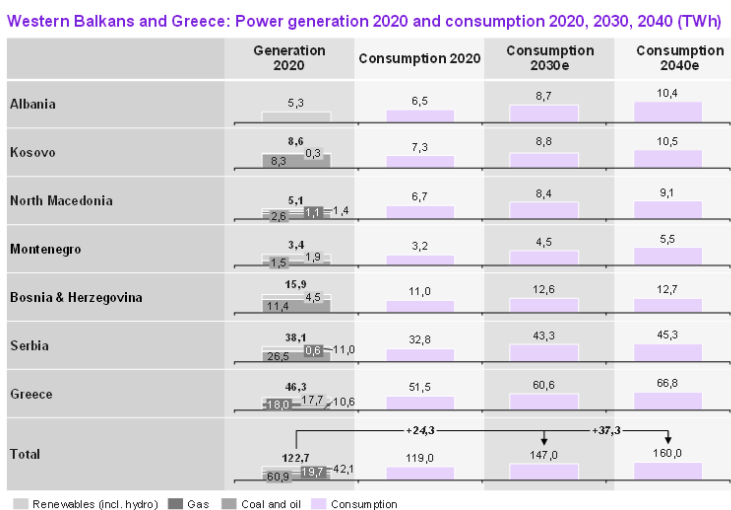


Figura 3 – Tregu rajonal i energjisë elektrike

Një parakusht që Shqipëria të jetë në gjendje të kontribuojë në reduktimin e deficitit rajonal të energjisë është disponueshmëria e ndërlidhjeve të energjisë. Aktualisht, Shqipëria është e ndërlidhur mirë me të gjitha vendet fqinje, ndërsa ndërlidhje të tjera do të ndërtohen si Projekte me Interes të Komunitetit të Energjisë (PECI) dhe Projekte me Interes Reciprok (PMI) nën ombrellën e Komunitetit të Energjisë.

Tregu rajonal i gazit

Sipas parashikimeve afatgjata të ENTSO-G, 12 vendet e basenit të TAP do të duhet të mbulojnë 19 BCM kërkesë shtesë për gaz deri në vitin 2030. Duke qenë se importet ruse janë hequr aktualisht në shumë vende, deficitin e furnizimit me gaz mund të arrijë në 57 BCM në vitin 2030.

TAP Basin countries¹: Gas supply and Russian imports 2020 and consumption 2020, 2030 (BCM)

	Total supply 2020	Import from Russia 2020	Consumption 2020	Consumption 2030e ³
Albania				0,9
Kosovo				0,2
North Macedonia	0,3	0,3	0,3	1,4
Montenegro				0,4
Bosnia & Herzegovina	0,2	0,2	0,2	0,6
Serbia	2,1	2,1	2,1	3,5
Greece ²	4,5	2,7	4,5	6,2
Croatia ²	3,0	1,4	3,0	2,9
Bulgaria ²	3,3	3,0	3,3	4,0
Italy ²	71,0	28,5	71,0	83,8
Total	84,4	38,2	84,4	103,9

Figura 4 – Tregu rajonal i gazit

Për më tepër, unaza e ndërlidhësve të gazit natyror të Ballkanit Perëndimor po zhvillohet dhe racionalisht pritet të avancohet ndjeshëm deri në vitin 2030. Unaza do të finalizohet deri në vitin 2040 si evidentohet në pasqyrën skematike të infrastrukturës rajonale më poshtë, duke mundësuar kështu gazin natyror transportohet në të gjithë vendet e Ballkanit Perëndimor, Greqi dhe Bullgari.

Regional infrastructure overview - schematic

Until 2040, the Western Balkans natural gas ring is expected to be closed, opening for Albgaz the opportunity to diversify the supply sources and contribute to the regional energy security

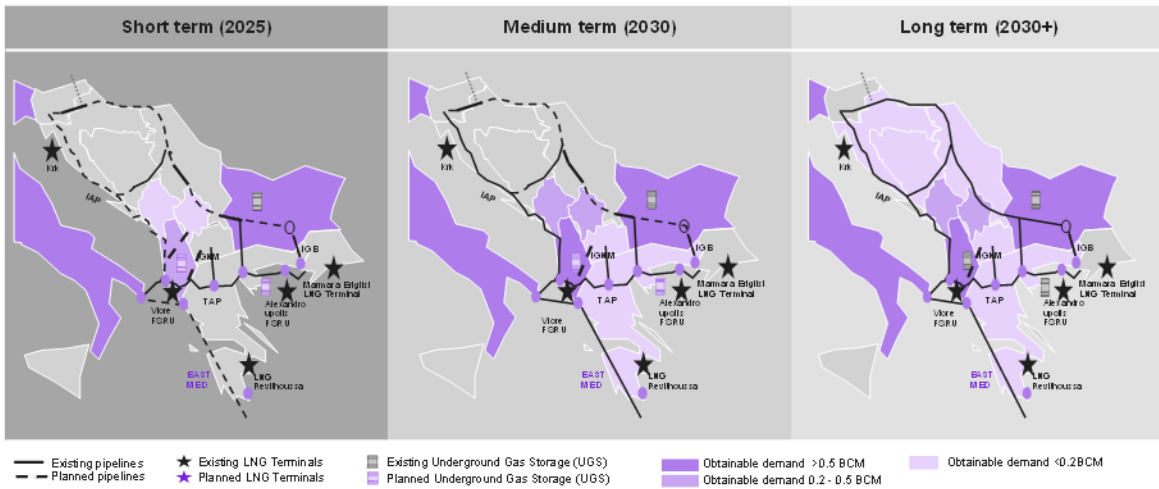


Figura 5 – Zhvillimi i pritshëm i infrastrukturës rajonale të gazit natyror

Shënim: Kërkesa e pritshme i referohet vëllimeve të gazit natyror që vlerësohet të shpërndahet nga Terminali GNL i Vlorës drejt vendeve fqinje.

Tregu rajonal i GNL-së në shkallë të vogël

Nga ana tjetër, kontributi i GNL-së në shkallë të vogël në zhvillimin e kompanive jashtë rrejtit në vendet e Ballkanit Perëndimor mund të jetë i kufizuar për shkak të pengesave logjistike, kryesisht fizibilitetit të transportit të GNL-së në më shumë se 300-500 km distanca dhe për shkak të fenomenit të ventilimit.

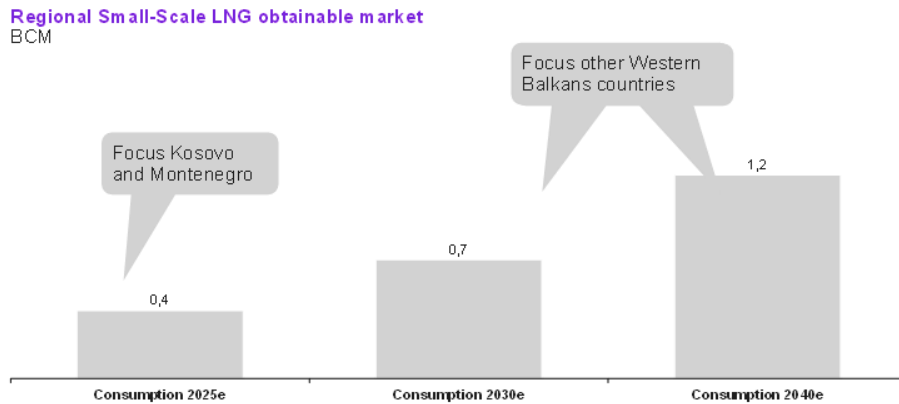


Figura 6 – Konsumi rajonal i GNL-së në shkallë të vogël

Nevojat rajonale të depozitimit të gazit

Në qershor 2022, Parlamenti Evropian dhe Këshilli Evropian miratuan ndryshimet në Rregulloret (BE) 2017/1938 dhe (KE) Nr. 715/2009/EC, në lidhje me depozitimin e gazit. Rregullorja kërkon që Shtetet Anëtare të sigurojnë që infrastrukturën nëntokësore të depozitimit të gazit në territorin e BE-së të mbushen deri në të paktën 80% të kapacitetit të tyre në nivel shteti anëtar deri më 1 nëntor 2022, duke u rritur në 90% për vitet në vijim.

Objektivi 90% pasqyron nivelet mesatare historike të mbushjes së depozitave të BE-së (me një mesatare prej 87% në vitet e fundit). Të kesh gaz të mjaftueshëm në objektet e depozitimit në të gjithë BE-në është një përgjegjësi e përbashkët. Prandaj, shteteve anëtare pa vend depozitime u kërkohet të sigurojnë që gazi të ruhet në vendet e tjera të BE-së deri më 1 nëntor 2022, që korrespondon me të paktën 15% të konsumit vjetor të gazit të shtetit anëtar pa vend depozitime.

Sa herë që Shtetet Anëtare nuk janë të ndërlidhura ose transmetimi ndërkufitar është i kufizuar, detyrimi i depozitimit duhet të reduktohet në përputhje me rrethanat. Rregullorja e re propozon një zbritje 100% nga tarifatat e transmetimit të bazuara në kapacitet në pikat hyrëse dhe dalëse të depozitimit.

Në vendet e pellgut të TAP (përfshirë Turqinë), depozitat që furnizohen nga TAP ose do vijojnë të furnizohen në të ardhmen nga TAP ose EastMed të cilat mund të mbulojnë 23% të konsumit total rajonal të 2020 dhe vetëm 17% të konsumit të gazit në vitin 2030.

Turqia pritet të jetë ofruesi më i madh i magazinimit të gazit në vitin 2023, kur kapacitetet shtesë do të jenë në funksionim komercial (figura më poshtë për Turqinë përfshin gjithashtu kapacitetet e reja që priten të bëhen funksionale në 2023). Greqia është aktualisht në fazën përfundimtare të tenderimit për depozitën e Kavalës së Jugut me kapacitet 0.36 BCM dhe që mund të zgjerohet në pothuajse 0.7 BCM.

	Konsumi i gazit MMK 2020	Konsumi i gazit MMK 2030	Kapaciteti i Depozitimit te Gazit MMK 2020 ¹	% depozitave krahasuar me konsumin e 2020	% depozitave krahasuar me konsumin 2030
Shqiperia	-	0.9	-	0%	0%
Kosova	-	0.2	-	0%	0%
Maqedonia V.	0.3	1.4	-	0%	0%
Mali I Zi	-	0.4	-	0%	0%
Bosnia & Hercegovina	0.2	0.6	-	0%	0%
Serbia	2.1	3.5	0.5	21%	13%
Greqia	5.8	6.2	1.0	17%	16%
Koatia	3.0	4.0	0.5	16%	12%
Bullgaria	3.3	2.9	0.5	16%	18%
Italia	71.3	83.8	18.0	25%	21%
Turqia	47.7	80.0	11.0	23%	14%
Totali	133.7	183.9	31.4	23%	17%

Tabela 2 – Hapsirat e depozitimit në krahasim me konsumin në rajon.

Në mars 2021, ALBGAZ nënshkroi një Memorandum Mirëkuptimi me SNAM-in italian për zhvillimin e projektit të depozitimit nëntokësor të gazit natyror në rajonin e Dumresë, pranë TAP-it dhe itinerarit të pritshëm të IAP. Ky projekt synon të ruajë midis 270 dhe 800 milionë metra kub gaz natyror bazuar në një investim të pritshëm prej 170 milionë dollarësh. Studimi i fizibilitetit dhe vlerësimi i ndikimit mjedisor dhe social i financuar nga WBIF u finalizua në fund të vitit 2021.

Infrastruktura aktuale e gazit në EJT

Korridori Juglindor i Gazit

TANAP dhe TAP për momentin kanë një ndikim të vogël në adresimin e konsumit të gazit në BE, duke siguruar vetëm rreth 10 BCM në vit (me perspektivë për të arritur 20BCM). Megjithatë, vlera strategjike e projekteve të tilla qëndron në aspektin e diversifikimit të furnizimit me gaz të Europës.

Kombinuar me çmimet konkurruese, GNL u bë një burim i rëndësishëm gazit për rajonin e EJT-së, duke sjellë zhvillimin e shpejtë të terminaleve në Turqi dhe Greqi.

The Expanded Southern Gas Corridor

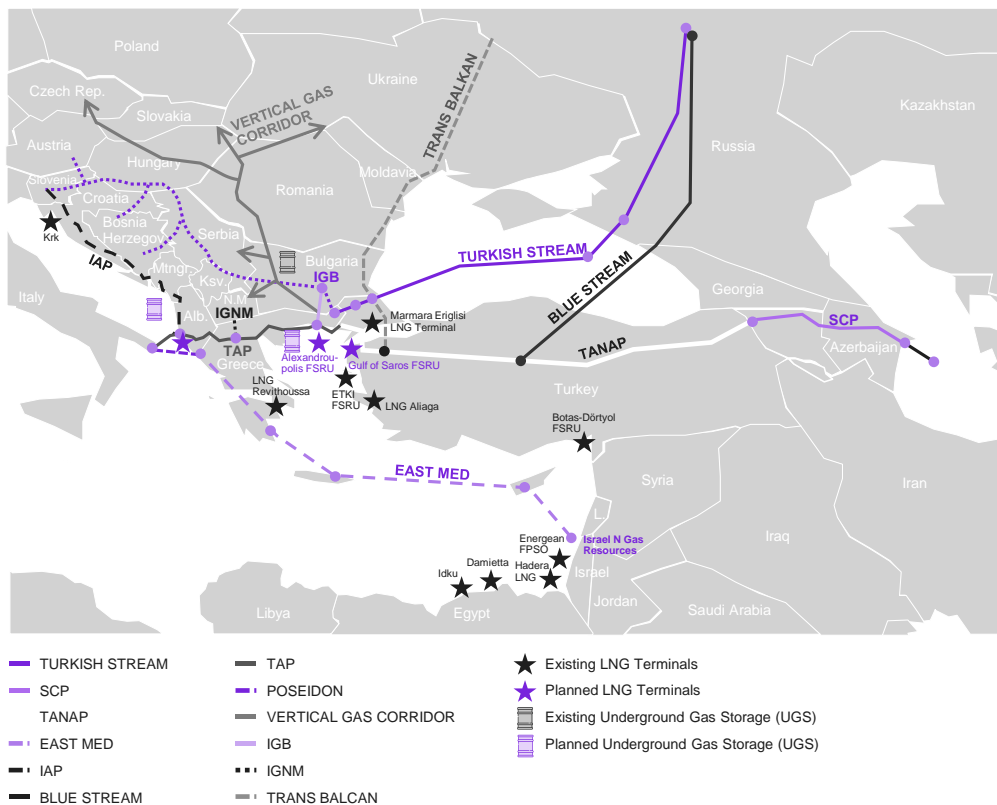


Figura 7 – SEE tubacionet dhe terminalët e gazit

Si TANAP ashtu edhe TAP, të cilët përbëjnë pjesën perëndimore të Korridorit Jugor të Gazit, tashmë janë vënë në funksionim dhe kanë filluar operimet përpara fundit të vitit 2020. TAP ka transmetuar 10 BCM në vitin 2023 dhe ka një kapacitet fillestar prej 10 BCM/vit të zgjerueshëm në 20 BCM/vit në faza duke shtuar kapacitetet shtesë kompresimi. TAP-i pritet të vërë në dispozicion flukse të anasjellta virtuale (virtual reverse floë) për kapacitete jo më të mëdha se fluksi i zakonshëm. Tarifat e transmetimit për këto kapacitete do të jenë 5% e tarifave të transmetimit të flukseve të transmetimit për një periudhë 25-vjeçare. Në tetor 2022 u inaugurua dhe filloi funksionimin tregtar Interkonektori Greqi-Bullgari (IGB). IGB me një kapacitet fillestar prej 3 BCM/vit i zgjerueshëm deri në 5 BCM/vit, është një rrugë kyçe për të transportuar gaz nga TAP

dhe Greqia në Bullgari dhe vendet fqinje. Ky gazsjellës do të ndihmojë në uljen e varësisë së Evropës Juglindore nga gazi rus dhe në rritjen e sigurisë energjitike. Tubacioni do të sigurojë veçanërisht një lehtësim për Bullgarinë, e cila është përpjekur të sigurojë furnizime me gaz me çmime të përballueshme që nga fundi i prillit, kur Gazprom i Rusisë ndërpreu furnizimet e tyre me gaz. Rrjedha Turke (kapaciteti 15.8 BCM për Evropën) është vënë në punë në vitin 2020 dhe është në funksion.

IAP (kapaciteti i vlerësuar 5 BCM nga i cili 1 BCM për Shqipërinë, 0.5 BCM për Malin e Zi, 1 BCM për Bosnje dhe Hercegovinën dhe 2.5 BCM për Kroacin) është vonuar pasi studimi paraprak i fizibilitetit e konsideroi ndërtimin e tij jo të realizueshëm. Tubacioni duhet të ketë një gjatësi totale prej 511 km nga të cilat 167.7 km në territorin e Shqipërisë, me karakteristika teknike: madhësi DN 32" dhe presion operimi 75 - 85 bar. Edhe pse sipas diskutimeve me Ministrinë e Infrastrukturës dhe Energjisë së Shqipëria, SNAM (OST Italian) dhe Plinacro (OST kroate), ka një interes të konsiderueshëm për zhvillimin e interkonjeksionit, gjasat për ta parë IAP-in në funksion më shpejt se 5 vjet konsiderohet nga Plinacro si të ulëta. Kalendarit i realizimit të IAP do të ndikonte edhe në realizimin e ALKOGAP (Gazsjellësi Shqipëri – Kosovë) i cili konsideron 1 BCM/vit kapacitet që lidh IAP në Milot (Shqipëri) për furnizimin me gaz të Kosovës. Përlllogaritjet ekonomike paraprake të tij nuk janë gjithashtu inkurajuese sipas, kjo sipas Raportit të Studimit Paraprak të Fizibilitetit të ALKOGAP, COWI, Objekti i Projektit të Infrastrukturës – Asistenca Teknike 4 (IFP4) – WB15-REG-ENE-03 përveç rastit kur IAP realizohet së bashku me një termocentral 500 MW me gaz. Më tej, për shkak të distancës së afërt, Kosova mund të marrë gaz përmes Maqedonisë së Veriut. Jo vetëm, po strategjia e re energjetike e Kosovës nuk e llogarit gazin natyror si burim potencial të energjisë.

Në lidhje me IGM, Greqia dhe Maqedonia e Veriut nënshkruan marrëveshjen e ndërtimit në korrik 2021 dhe filluan tenderin në dhjetor 2021. Kostoja e ndërtimit, e vlerësuar në 100 milionë euro, do të financohet pjesërisht nga një kredi nga Banka Evropiane e Investimeve, në shumën prej 29 milionë euro. Ky tubacion do të ketë një kapacitet fillestar prej 1.5 BCM me mundësi zgjerimi deri në 3 BCM dhe një gjatësi prej 123 km, prej të cilave 55 km në territorin e Maqedonisë së Veriut. Për terminalin e GNL-së së Vlorës, interkonektori hap një mundësi të dytë - sigurimin e

GNL-së të ri-gazifikuar në TAP për të furnizuar Maqedoninë e Veriut - përveç dërgimit të GNL në shkallë të vogël në tregun e Maqedonisë së Veriut.

Një studim para-fizibiliteti është duke u zhvilluar për lidhjen e gazsjellësit East-Med me TAP përmes Gazsjellësit Adriatik të Jonit Jugor (S-IAP) në territorin e Shqipërisë dhe më pas përdorimin e TAP-it në det në det për furnizimin me Italinë. Analizat paraprake tregojnë se ky projekt mund të jetë më efikas se lidhja direkte e EastMed nëpërmjet Poseidon me rrjetin italian të gazit SNAM Rete Gas. Lidhja detare e TAP që shkon nga Semani (Fier) në Melendugno (Itali) ka kapacitet të disponueshëm 12 BCM dhe, nëse EastMed është i lidhur edhe në gazsjellësin detar, nuk ka nevojë për një lidhje shtesë gazsjellësi përtej detit Adriatik. Nëse kapaciteti i EastMed do të rritet në 20 BCM, atëherë nevojitet një tubacion i dytë. Në rast se kjo miratohet përfundimisht, do t'i mundësonte Shqipërisë të rriste më tej rëndësinë e saj si qendër rajonale gazi duke përfutur potencialisht nga furnizimi me gaz nga dy burime të ndryshme me çmime më konkurruese.

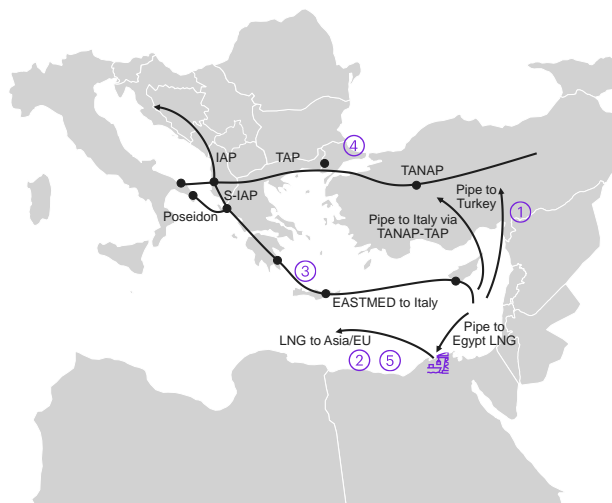


Figura 8 – Lidhja e Gazsjellësit Adriatik të Jonit të Jugut midis EastMed dhe TAP

Terminalet GNL të Evropës Juglindore

Për t'u përgatitur për importet në rritje të GNL-së në kontekstin e ndërprerjes së importeve të gazsjellësit rus, vendet evropiane planifikojnë të zgjerojnë rrjetin e terminaleve të GNL-së me Gjermaninë duke bërë hapin e parë përmes bankës shtetërore KfW, e cila nënshkroi një

memorandum mirëkuptimi me ndërmarrjen holandeze Gasunie për ndërtimin e terminalit të parë GNL në Brunsbüttel, Gjermani, me një kapacitet prej 8 BCM. Zgjerim i mëtejshëm është planifikuar edhe në Ejl, i një rëndësie të vecantë është terminali FSRU i Alexandroupolis, i cili mori përjashtim të rezervimit të kapaciteteve nga BE dhe pritet të furnizojë Greqinë, Bullgarinë dhe vendet e tjera të Ballkanit deri në fund të 2023:

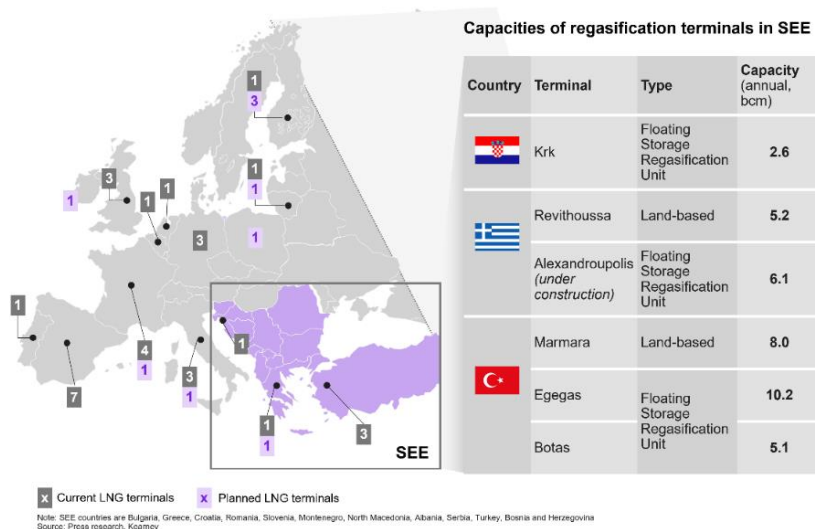


Figura 9 – Terminalët kryesorë GNL në Ejl

Balanca rajonale e kërkesës dhe ofertës për gaz

Kërkesa totale rajonale për gaz vlerësohet në 104 BCM në 2030, krahasuar me 84,4 BCM në 2020. Meqenëse Evropa do të heqë gradualisht gazin rus deri në vitin 2030, 38,2 BCM do të duhet të zëvendësohen nga burime të tjera dhe 19,5 BCM do të duhet të shtohen për të mbuluar kërkesën për gaz natyror në vitin 2030:

Gaz Natyral MMK	Furnizimi total 2020	Importe nga Rusia 2020	Furnizimi total pa përfshirë Rusinë 2020	Konsumi 2030e	Burime shtese te nevojitura te gazit natyror 2030
Shqipëria				0.9	0.9
Kosova ¹				0.2	0.2
Maqedonia V.	0.3	0.3	-	1.4	1.4
Mali I Zi				0.4	0.4

Gaz Natyral MMK	Furnizimi total 2020	Importe nga Rusia 2020	Furnizimi total pa perfshire Rusine 2020	Konsumi 2030e	Burime shtese te nevojitura te gazit natyror 2030
Bosnia & Hercegovina	0.2	0.2	-	0.6	0.6
Serbia	2.1	2.1	-	3.5	3.5
Greqia	4.5	2.7	1.8	6.2	4.4
Kroatia	3.0	1.4	1.6	2.9	1.3
Bullgaria	3.3	3.0	0.3	4.0	3.7
Italia	71.0	28.5	42.5	83.8	41.3
Totali	84.4	38.2	46.2	103.9	57.7

Tabela 3 – Kërkesa rajonale për gaz 2020 – 2030

Konsumi i Kosovës llogaritet të jetë 0.45 BCM në vitin 2030, kjo sipas raportit të Exxon-Abkons. Konsumi i vlerësuar i mësipërm nuk përfshin gazin e përdorur për prodhimin e energjisë elektrike pasi, sipas strategjisë energjetike të Kosovës të lëshuar në qershor 2022, vendi nuk planifikon të ndërtojë termocentrale me gaz.

Nga deficitin total rajonal prej 58 BCM midis 2020 dhe 2030, 54 BCM mund të mbulohej nga kapaciteti i pashfrytëzuar i terminaleve ekzistuese të GNL-së ose burimeve shtesë të mëposhtme, të cilat ose janë ndërtuar në vitet 2021 - 2022 ose janë tashmë në faza maturimi, pra kanë probabilitet të lartë realizimi:

- Kapaciteti total i Revithoussa (kapaciteti 7 BCM rigazinifikimi). Në vitin 2020, Greqia importoi 2,2 MT GNL (ekuivalente me 3 BCM gaz natyror) përmes Revithoussa, që do të thotë se një kapacitet i papërdorur prej 4 BCM ishte ende i disponueshëm. Terminali aktualisht furnizon Greqinë dhe pritjet të furnizojë Maqedoninë e Veriut (pas ndërtimit të IGNM) dhe Bullgarinë (nëpërmjet IGB).
- Kapaciteti total i terminaleve italiane. Italia importoi 9,07 MT GNL (ekuivalente me 13 BCM) në vitin 2020. Italia ka tre terminale importi GNL me një kapacitet prej 18,6 BCM: (i) FSRU OLT Toscana që ka kapacitet rigazinifikimi prej 2,5 MTPA (3,5 BCM); (ii) GNL i Adriatikut në Porto Levante i cili ka kapacitet rigazinifikimi prej 7.6 MTPA (10.2 BCM);

dhe (iii) Terminali Panigaglia në La Spezia i cili ka kapacitet rigazifikimi prej 3,75 MTPA (5,1 BCM). Rrjedhimisht, kapaciteti i papërdorur i terminaleve italiane prej 5,6 BCM mund të përdoret në të ardhmen Italia gjithashtu po planifikon ndërtimin e tre rigazifikatorëve të tjerë, dy nga SNAM dhe një nga Nuove Energie, me një kapacitet total prej 18 BCM, si dhe zgjerimin e atij të Porto Levante me 0.5 BCM. Duke marrë në konsideratë që gjysma e këtyre kapaciteteve do të ndërtohen deri në 2030, një kapacitet shtesë prej 9 BCM mund të jetë i disponueshëm.

- 1.9 MTPA FSRU GNL Croatia në ishullin Krk në detin Adriatik verior filloi operacionet tregtare në janar 2021. Kapaciteti i këtij terminal nuk përfshihet në konsumin e vitit 2020 të paraqitur në tabelën e mësipërme, prandaj kapaciteti i plotë prej 2.6 BCM mund të jetë i disponueshëm për të mbuluar deficitin rajonal të gazit. Ky terminal po furnizon Kroacinë dhe pritët të furnizojë gjithashtu Bosnjën dhe Hercegovinën duke filluar nga viti 2024 kur Interkoneksioni Jugor ndërmjet Bosnje-Hercegovinës dhe Kroacisë do të jetë funksional.
- Alexandroupolis FSRU, me një kapacitet prej 5,5 BCM që pritët të jetë funksional deri në fund të vitit 2023. Ky terminal do të furnizojë Greqinë, Maqedoninë e Veriut, Bullgarinë (përmes IGB) dhe ndoshta Rumaninë dhe Serbinë përmes interkonektorëve.
- Gjithashtu, tre objekte të reja janë planifikuar të funksionojnë gjatë viteve 2023-2025 në Greqi: Dioriga (2.5 BCM), Thrakë (5.5 BCM) dhe Argo (5.2 BCM). Duke supozuar se gjysma e këtyre kapaciteteve do të ndërtohen, mund të disponohet një kapacitet shtesë 6.6 BCM rigazifikimi.
- TAP-i i cili u lidh me TANAP dhe filloi operimin tregtar në dhjetor 2020. TAP vlerëson se do të transportojë rreth. 12 BCM në 2022. TAP planifikon të zgjerohet në 20 BCM / vit në faza jo më herët se 2026 duke shtuar kapacitet shtesë kompresimi. Pritët që plani i zgjerimit të TAP të përshpejtohet, pas nënshkrimit të Memorandumit të Mirëkuptimit ndërmjet Komisionit Evropian dhe qeverisë së Azerbajxhanit. Memorandumi i Mirëkuptimit përfshin një angazhim për të dyfishuar kapacitetin e Korridorit Jugor të Gazit për të ofruar të paktën 20 BCM në vit në BE deri në vitin 2027, që do të thotë një kapacitet shtesë prej 10 BCM. Shumica e dërgesave të TAP-it pritët të furnizojnë Italinë dhe vendet

e tjera të Evropës Perëndimore, por edhe Bullgarinë (nëpërmjet IGB, e cila u komisionua me një kapacitet prej 5 BCM), Serbinë dhe Rumaninë.

- Gazsjellësi EastMed, së bashku me gazsjellësin Poseidon, janë projektet më të rëndësishme të gazsjellësit në zonën e Mesdheut, duke qenë tashmë në fazën përfundimtare inxhinierike dhe mund të fillojnë funksionimin komercial në vitin 2027 (fillimisht vlerësohet 2024). Seksioni i fundit i tij mund të zhvillohet edhe si degë shqiptare (S-IAP). Gazsjellësi do të transmetojë 10-12 BCM nga fushat e gazit Leviathan (Izrael) dhe Aphrodite (Qipro) në Greqi, dhe më pas në Itali dhe vende të tjera të Evropës Juglindore. Në rast se EastMed nuk ndërtohet, fusha e Mesdheut mund të furnizojë Evropën përmes terminaleve të eksportit të GNL të ndërtuara në Egjipt dhe përmes tubacioneve të tjera që kalojnë nëpërmjet Turqisë.
- Rritja e kapacitetit të terminaleve turke është gjithashtu e mundur, por transporti i gazit drejt Greqisë, Shqipërisë dhe Italisë do të ishte konkurruese me gazin azerbajxhanas për kapacitetin e TANAP/TAP.

Përmbledhja e evolucionit të kërkesës dhe ofertës për gaz natyror të vlerësuar për vitin 2030 krahasuar me situatën e vitit 2020 është paraqitur në figurën më poshtë. Edhe me projektet e mëdha që priten të funksionojnë komercialisht gjatë viteve 2023-2032, mbetet ende një deficit prej 4 BCM, i cili mund të mbulohet nga Terminali i Vlorës dhe, potencialisht nga prodhimi i vendburimeve të gazit Shell në Shqipëri.

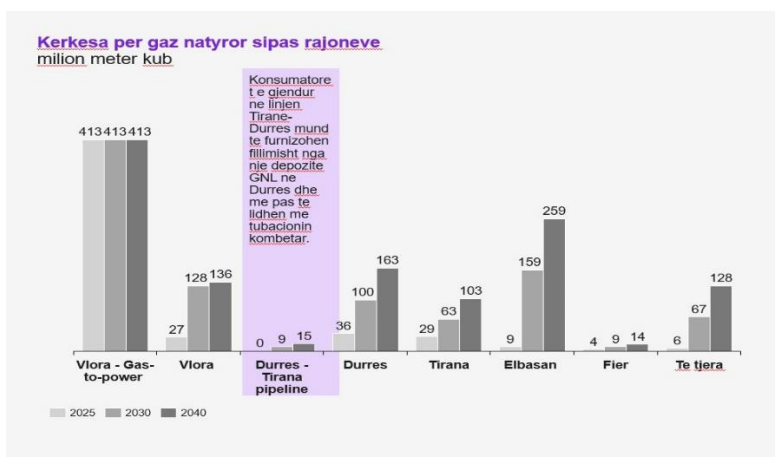


Figura 10 – 2030 kërkesa dhe oferta per gaz natyror

Nga totali i kërkesës potenciale rajonale, bazuar në vlerësimin e detajuar në Raportin e “Studimit të Fizibilitetit të LNG”, eksportet, duke përdorur infrastrukturën e ALBGAS mund të pritet të mbulojnë midis 2% dhe 3% të konsumit rajonal të gazit natyror në vitin 2020- 2030, duke tejkaluar 3% në 2040:

Gaz natyror MMK	Eksporte gazi nga Shqipëria 2025	Eksporte gazi nga Shqipëria 2030	Eksporte gazi nga Shqipëria 2040
Totali I eksportit te GNL (nga Vlora FSRU)	0.36	0.71	1.16
Eksporti nepermjet TAP (nga Vlora FSRU)	1.50	2.50	4.07
Totali I Eksporteve	1.86	3.21	5.23
Pjesa % e kerkeses se gazit natyror ne rajon	2.0%	3.1%	>3%¹

Tabela 4 – Eksporti i mundshëm i gazit natyror nga Shqipëria 2025, 2030 dhe 2040.

Vlerësimi i flukseve të gazit në Shqipëri

Flukset e mëposhtme të gazit mund të priten në Shqipëri në periudhën afatshkurtër (2025), afatmesme (2028) dhe afatgjatë (2032), bazuar në kërkesën rajonale dhe kombëtare për gaz të analizuar nga Konsulenti.

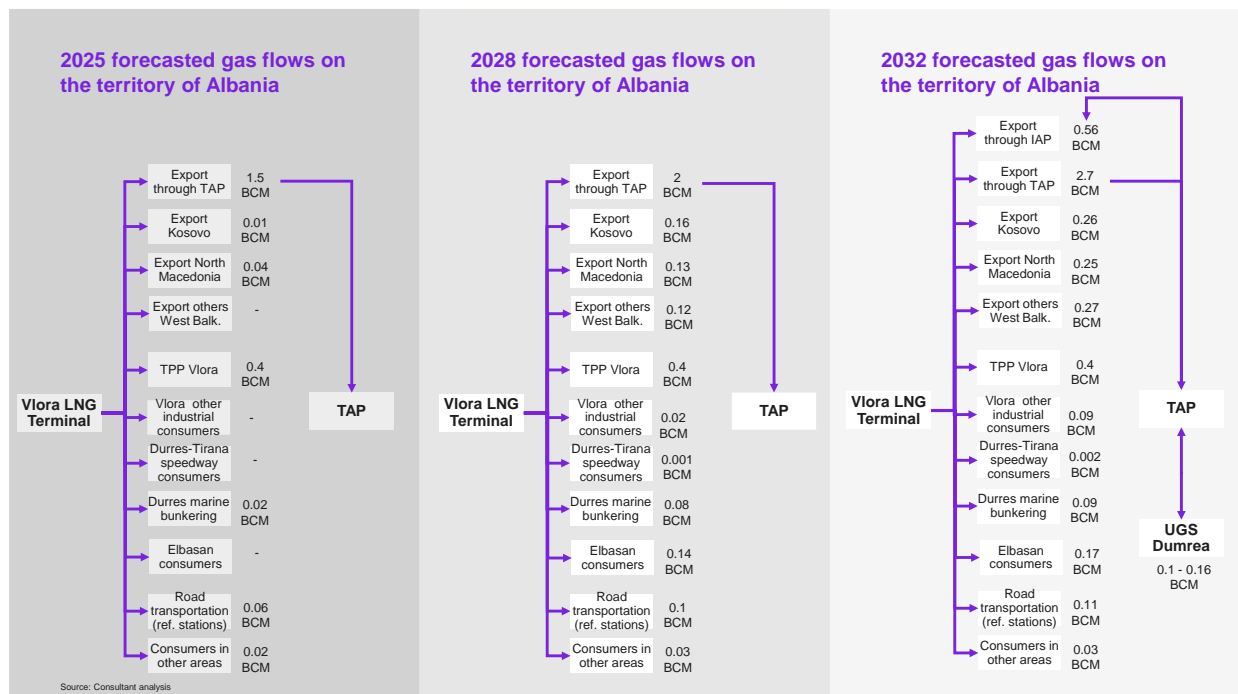


Figura 11 – Flukset e vlerësuara të gazit natyror në territorin e Shqipërisë në periudhën afatshkurtër, afatmesme dhe afatgjatë – skenari bazë

Vështrim i përgjithshëm i projekteve të investimeve

TEC-i i Vlorës përfaqëson destinacionin më tërheqës dhe të besueshëm të kërkesës për TAP ose Terminalin LNG. Shqipëria ka bërë hapa pozitiv në lidhje me planin e investimit të termocentralit dhe kalimin e tij në gaz natyror. Një Memorandum Mirëkuptimi u nënshkrua në vitin 2021 midis Qeverisë së Shqipërisë (MIE), Exxelerate dhe ExxonMobil për të krijuar një qendër rajonale gazi në Vlorë, në të cilën një nga konsumatorët kryesorë parashikohet të jetë TEC-i i Vlorës. Gjithashtu, KESH është i interesuar për një kapacitet gjenerues prej 297 MW për të mbuluar kërkesën e Shqipërisë gjatë viteve të thata dhe për të mbuluar deficitin e energjisë elektrike në Kosovë, kryesisht gjatë periudhave të rikonstruksionit të njësive Kosova B dhe Kosova A të KEK-ut (shënim: një njësi e Kosovës A mund të mbyllet përgjithmonë për shkak të moshës dhe shqetësimeve mjedisore; vendimi përfundimtar pritet në vitin 2023 nga qeveria e Kosovës). Zbatimi i këtyre planeve do të përbënte një hap të madh në zhvillimin e sektorit të gazit në Shqipëri.

Ionian Adriatic Pipeline (IAP), përveç ndërlihdjes së Shqipërisë me Malin e Zi, Bosnje-Hercegovinën dhe Kroacinë, do të përbënte gjithashtu shtyllën kurrizore të sistemit të ardhshëm të transmetimit të gazit të pjesës qendrore dhe veriore të Shqipërisë. Për më tepër, mund ky investim mund të rrisë shanset për ndërtimin e ALKOGAP-it, duke bërë të mundur furnizimin me gaz të Kosovës. Ndërtimi i IAP do të përfaqësojë një momentum të rëndësishëm të zhvillimit të sektorit të gazit në Shqipëri, megjithatë studimi dhe rishikimi paraprak i fizibilitetit i kryer në vitin 2018 nga ECA doli në përfundim se ndërtimi i tij nuk ishte i realizueshëm pa subvencione të konsiderueshme, ndërkohë që kompania IAP nuk është krijuar ende. Plinacro njoftoi në shkurt 2022 synimin për të ngritur kompaninë e projektit IAP së bashku me Bonus të Malit të Zi, ALBGAZ të Shqipërisë dhe BH-Gas të Bosnje-Hercegovinës.

Për të zhvilluar sektorin e gazit dhe për të krijuar një qendër rajonale gazi në rajonin e Evropës Juglindore, disa projekte potenciale do të gjejnë zbatim në Shqipëri (TAP-i tashmë është realizuar):

- Terminali i GNL-së së Vlorës i cili synon të sigurojë GNL në shkallë të vogël për Shqipërinë, Kosovën, Malin e Zi, Maqedoninë e Veriut, Greqinë, Bosnje dhe Hercegovinën, si dhe rigazinifikimin e GNL-së dhe eksportimin përmes TAP-it në Itali dhe Greqi, dhe në një moment tjetër përmes IAP-së në Kroacia dhe vendet e tjera të EQL.
- Gazsjellësi Vlorë – Fier, që lidh terminalin me pikën hyrëse/dalëse të TAP që do të ndërtohet në Fier. TAP, i cili u bë funksional në nëntor 2020, ofron mundësinë për dërgesat e gazit në tregun më të gjerë evropian të gazit (p.sh. Italia, Greqia, Bullgaria, Maqedonia e Veriut, Mali i Zi, BiH, Kroacia), duke e pozicionuar Shqipërinë si një qendër për rrjetet rajonale të gazit. TAP ka një gjatësi prej 215 km në territorin tokësor dhe 60 km në territorin detar të Shqipërisë. Në mars 2022, tubacioni kapërceu pikën historike prej 10 BCM gaz të transportuar drejt Italisë dhe tregjeve të tjera të gazit të Evropës Perëndimore. Menaxhmenti i TAP-it ka shprehur gatishmërinë për ta bërë gazsjellësin të funksionojë me kapacitet të plotë, duke arritur sa më shpejt në 10 BCM/vit. Kapaciteti i tij fillestar prej 10 BCM/vit është i zgjerueshëm në 20 BCM/vit duke shtuar kapacitet shtesë kompresimi në stacionet ekzistuese të kompresorit në Kipoi (Greqi) dhe Seman, Fier (Shqipëri) dhe duke konvertuar dy stacione të tjera matëse në stacione kompresori përkatësisht në Serres

(Greqi) dhe Bilisht (Shqipëri) pas testeve të rregullta të tregut (market test). Albgaz dhe SNAM, OST italiane e gazit, krijuan një sipërmarrje të përbashkët të quajtur Albanian Gas Services Company (AGSCo), në të cilën Albgaz zotëron 75% dhe SNAM 25%, për të mirëmbajtur TAP-in në territorin e Shqipërisë.

- Gazsjellësi “Ionian Adriatic Pipeline” (IAP), është një projekt ndërkufitar që fillon nga pika e ndërlidhjes me TAP-in në Seman, Fier, Shqipëri dhe deri në ndërlidhjen me sistemin kroat të transmetimit të gazit në Split, Kroaci. IAP do të ketë një kapacitet të vlerësuar prej 5 BCM nga të cilat 1 BCM për Shqipërinë dhe pjesa tjetër për Kroacinë, BiH dhe Malin e Zi. Projekti është vonuar pasi studimi paraprak i fizibilitetit ka treguar se ekonomia e tij kërkon subvencione ndërsa kompania IAP nuk është krijuar ende.
- Miratimi i realizimit të IAP pritet të inkurajojë realizimin e ALKOGAP (Gazsjellësi Shqipëri – Kosovë) i cili konsideron 1 BCM/vit kapacitet që lidh IAP në Milot (Shqipëri) për furnizimin me gaz të Kosovës.
- Duke identifikuar nevojën e ardhshme të brendshme dhe rajonale për kapacitete depozitimi, Shqipëria po hulumton mundësinë e ndërtimit të një impianti depozitues nëntokësor që varion midis 0.23 dhe 0.8 BCM në Dumre, rrethi Kuçovë në qarkun e Beratit, në afërsi të korridoreve të gazsjellësit TAP dhe IAP. Një Studim Fizibiliteti së bashku me Studimin e Vlerësimit të Ndikimit Mjedisor dhe Social janë përfunduar në vitin 2021 me financim nga Korniza e Investimeve të Ballkanit Perëndimor – Infrastruktura e Projektit 9 (WBIF-IPF9).
- Një tubacion përgjatë autostradës Durrës – Tiranë, që lidh portin e Durrësit me Tiranën dhe furnizon konsumatorët industrial përgjatë itinerarit parashikohet në këtë plan. Tubacioni mund të zgjerohet më tej në Elbasan, ku akseson gjithashtu konsumatorët kryesorë të industrisë së rëndë.
- Në rast se do të ndërtohet UGS Dumrea, Albgaz mund të ndërtojë lidhjen midis vend depozitimit të gazit dhe TAP.
- Interkonektori Shqipëri - Maqedoni e Veriut. Fizibiliteti i projektit u analizua, por ndërkohë ndërtimi i IGNM tashmë ka filluar, prandaj Maqedonia e Veriut mund të mos ketë një interes të fortë strategjik për një ndërlidhës tjetër.

- Një tubacion 40 km, i planifikuar për të lidhur tubacionin TAP me TEC-in e Vlorës (kapaciteti i termocentralit 297 MW nga i cili 97 MW ekzistues duhet të shndërrohet nga naftë në gaz). Me një grant prej 1.1 milionë euro nga WBIF (Kudri i Investimeve për Ballkanin Perëndimor) projekti i detajuar dhe dosja e tenderit për projektin e gazsjellësit Trans-Adriatik-Pipeline (TAP) në pikën e daljes në Termocentralin e Vlorës (TPP) janë zhvilluar së fundmi ndërsa BERZH ka premtuar se do të japë një kredi prej 10 milionë euro për ndërtimin e gazsjellësit. Vlerësimi fillestar i kostos së projektit është 17.5 milionë euro, por Covid dhe lufta në Ukrainë kanë ndikuar ndjeshëm në koston e tubave të çelikut dhe kostot e tjera të ndërtimit të tubacioneve. Megjithatë, një projekt i tillë mund të mbivendoset ndjeshëm me tubacionin Vlorë – Fier që lidh Terminalin LNG me TAP. Analiza e gazsjellësit Vlorë – Fier është më e avancuar dhe supozon një furnizim më efikas të TEC Vlorë nga Terminali i LNG-së aty pranë, ndaj ky projekt mund të mbizotërojë mbi lidhjen midis TC Vlorë dhe TAP.

Zhvillimi i mundshëm i infrastrukturës së gazit

Ky seksion përshkruan zhvillimin e mundshëm të infrastrukturës shqiptare të gazit, pa prioritizimin e projekteve. Në këtë skenar bazë, deri në vitin 2028, konsumi mund të trajtohet me LNG në shkallë të vogël dhe deri në vitin 2032 pritet të ndërtohen tubacione të tjera për të eksportuar gaz përmes TAP, në Maqedoninë e Veriut dhe në Kosovë. IAP supozohet se do të ndërtohet për të eksportuar në Kroaci dhe vende të tjera të EQL dhe për të lidhur nëpërmjet tubacioneve të transmetimit konsumatorët në rajonet Durrës – Tiranë dhe Elbasan. Për më tepër, UGS Dumrea është ndërtuar për të garantuar sigurinë dhe fleksibilitetin rajonal.

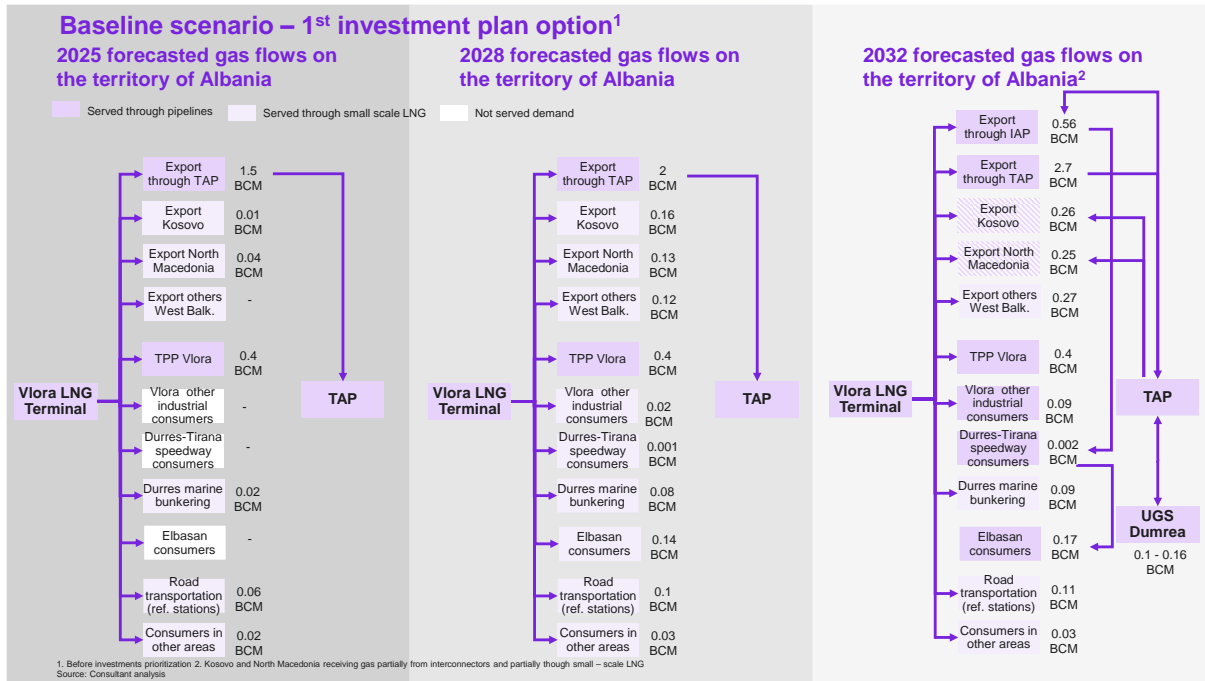


Figura 12 – Flukset e vlerësuar të gazit natyror në territorin e Shqipërisë në periudhën afatshkurtër, afatmesme dhe afatgjatë në opsionin e planit të investimit të rekomanduar – skenari bazë.

Shenim: TEC-i Vlorës mund të furnizohet edhe nga TAP-i pas ndërtimit të gazsjellësit Vlorë-Fier, kështu që një fluks i tillë mund të ekzistojë në një afat shumë të gjatë, megjithatë, pronari i shumicës së Terminalit GNL mund të arrijë një marrëveshje të përkohshme të transmetimit të gazit me termocentralin.

Harta skematike e projekteve të planit të investimit është paraqitur më poshtë. Gazsjellësi Vlorë – Fier, duke qenë kritik për eksportin e GNL-së së terminalit përmes TAP-it, parashikohet se do të ndërtohet në partneritet me investitorët kryesorë të Terminalit LNG – sipas modelit ITO ose ISO. Pjesa e IAP nga Kashar deri në kufi gjithashtu supozohet të ndërtohet në partneritet (modeli ISO/ITO) me Plinacro, OST kroate dhe OST të tjera të interesuara nga vendet e EQL.

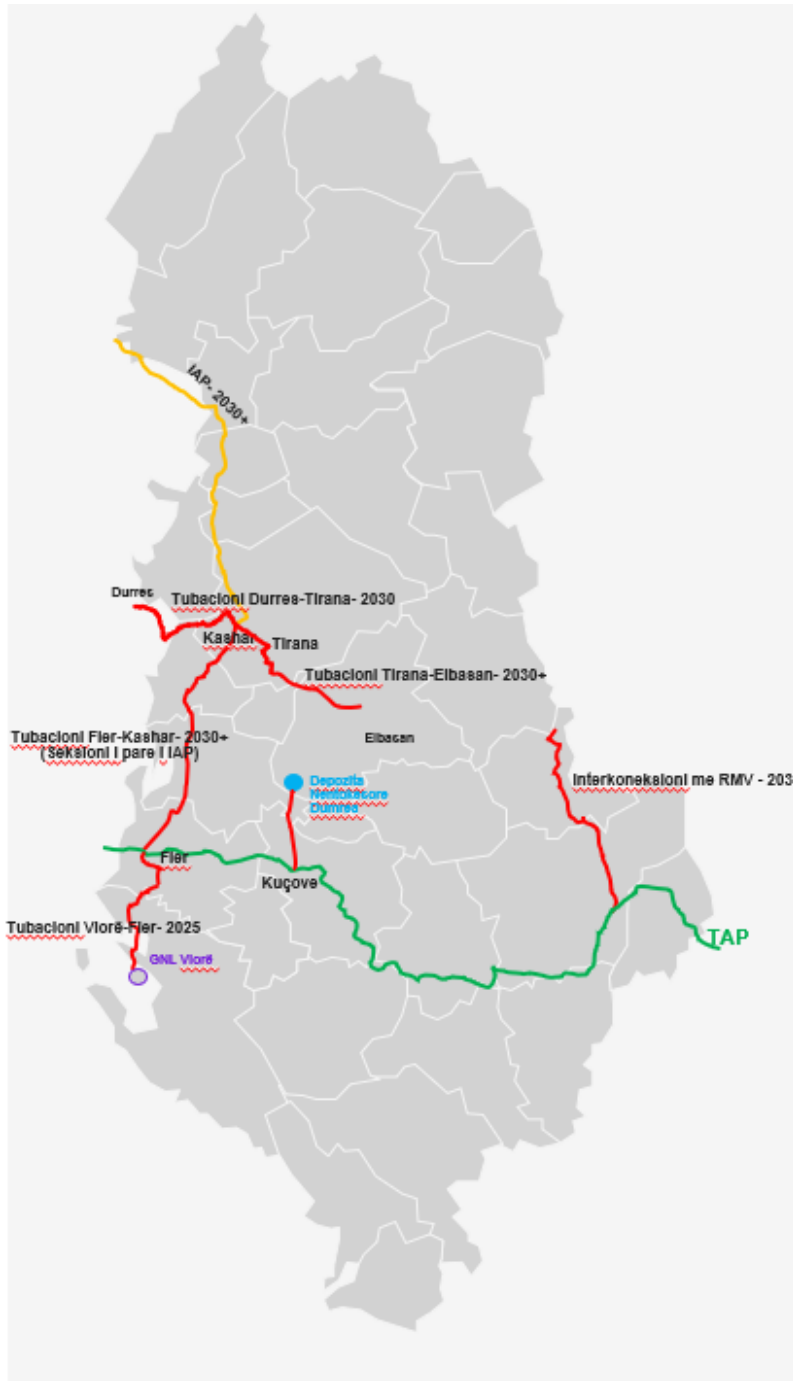


Figura 13 – Zhvillimi i mundshëm i infrastrukturës së gazit – harta e Shqipërisë.

Investimet në 10-vjeçarin 2023-2032

Prioritarizimi i investimeve

Tabelat e mëposhtme vlerësojnë sesi projektet madhore parashikohen të jenë të prioritetuara për realizim gjatë periudhës 2023-2032, duke synuar mbështetjen e objektivave strategjike të ALBGAS. Vlerësimi është bërë në përputhje me metodologjinë e prioritetimit të paraqitur në kapitullin “Metodologjia e Planit të Investimeve” më sipër.

Zhvillimi i Terminalit GNL është kritik për ndërtimin e mëtejshëm të sistemit të gazit në territorin e Shqipërisë. Gazsjellësi Vlorë - Fier është gjithashtu i rëndësishëm për ndërlidhjen midis Terminalit GNL dhe TAP, pa të cilin mund të kufizohet fizibiliteti i terminalit. Gjithashtu, lidhja e terminalit të GNL-së me TEC Vlorë është e rëndësishme për sigurinë e furnizimit me energji elektrike të vendit dhe rajonit. Gazsjellësi Fier - Kashar përmbush pjesën më të madhe të prioritetit të ALBGAS-it që shpjegohet me faktin se ai do të jetë pjesë e IAP-it kur të ndërtohet (kontributi në prioritetet energjetike të Qeverisë së Shqipërisë, forcimi i bashkëpunimit rajonal, vëllime të konsiderueshme mund të transmetohen). Në të njëjtën kohë, gazsjellësi Fier - Kashar do të jetë një burim gazi për gazsjellësin Durrës-Tiranë (furnizuar më parë nga stacioni i rigazifikimit të GNL në Durrës) duke rritur sigurinë e furnizimit dhe duke nxitur zhvillimin ekonomik kombëtar. Dumrea UGS parashikohet për t’u ndërtuar nga një operator depozitimi i licencuar nga palët e treta, përveç ALBGAS-it, prandaj nuk përfshihet në prioritet. Për këtë objektiv investimi, ALBGAS do të ndërtojë lidhjen nga depozitën nëntokësore me TAP-in, me parakusht që Dumrea UGS të jetë ndërtuar deri në vitin 2030.

















































Ndër të tjera, parashikohet se të gjithë tubacionet e infrastrukturës së re të gazit do të ndërtohen të gatshme për hidrogjen me qëllim për të akomoduar pritshmëritë që hidrogjeni do të zëvendësojë gradualisht gazin natyror pas vitit 2030.

	Vëllimi i gazit që do të transportohet	Nxitja e zhvillimit ekonomik kombëtar	Siguria e furnizimit me gaz	Kontributi për përzierjen e energjisë dhe diversifikimin dhe sigurinë e furnizimit me	Forcimi i bashkëpunimi/integrimit raional	Kontributi në projekte të tjera investuese të	prioritetit i lartë qeveritar
Infrastruktura e terminalit LNG	●	●	●			●	
Tubacioni Vlorë – Fier	●		◐		◐	●	
Lidhja Terminali - TEC Vlorë (përfshirë zgjerimin në zonën industriale të Vlorës)	◐	◐		●	◐	●	
Pika matëse dhe rregullimit hyrëse/dalëse në Fier (TAP)	●		◐		◐	●	
Interkonektori i Maqedonisë së Veriut	◐				●		
Tubacioni Durrës-Tirana	◐	◐			◐		
Tubacioni Fier – Kashar (seksioni i IAP)	◐	◐	◐		◐	●	
Tubacioni Tirana-Elbasan	◐	◐					
Tubacioni UGS Dumrea – TAP	◐	◐	◐		◐	●	
IAP (Kashar – tubi kufitar)	◐		◐		●		
Terminali i Gazsjellësit GNL – Zonë Industriale Vlorë / Uzina e ardhshme e plehrave	◐	◐				◐	
ALKOGAP	◐				●		

Legjenda: madhësia e topave Harvey përfaqëson vlerën e aplikuar për secilin kriter: pa vlerë (pa top Harvey), e ulët (një e katërta e topit Harvey), e mesme (dy të katërtat), e lartë (tre të katërtat), kritike (top i plotë Harvey)

Tabela 5 - Vlera e projekteve të investimit të ALBGAS

Vlerësimi i kërkesave të projekteve të investimit është paraqitur në tabelën e mëposhtme:

	CAPEX I parashikuar	Kërkesat për financim	Kompleksiteti i ekzekutimit	Përmirësimi i 'aftësisë' të Albغاز ka nevojë për vëmendjen dhe
Infrastruktura e terminalit LNG				
Tubacioni Vlorë – Fier				
Lidhja Terminali - TEC Vlorë (përfshirë zgjerimin në zonën industriale të Vlorës)				
Pika matëse e kujdestarisë hyrëse/dalëse në Fier (TAP)				
Interkonektori i Maqedonisë së Veriut				
Tubacioni Durrës-Tirana				
Tubacioni Fier – Kashar (section of IAP)				
Tubacioni Tirana-Elbasan				
Tubacioni UGS Dumrea – TAP				
IAP (Kashar – tubi kufitar)				
Terminali i Gazsjellësit GNL – Zonë Industriale Vlorë / Uzina e ardhshme e plehrave				
ALKOGAP				

Legjenda: madhësia e topave Harvey përfaqëson kërkesat sipas secilit kriter: e pazbatueshme (pa top Harvey), e ulët (një çerek), e mesme (dy të katërtat), e lartë (tre të katërtat), kritike (top Harvey e plotë)

Tabela 6 – Vlerësimi i kërkesave nga projektet e investimeve të Albغاز

Renditja e përgjithshme e projekteve të investimeve të ALBGAS duke respektuar metodologjinë vlerë – kërkesë është paraqitur në matricën e mëposhtme. Projektet me vlerë të lartë (edhe ato me kërkesa të larta) dhe projektet me vlerë të mesme dhe kërkesa të ulëta ose mesatare janë theksuar si prioritete. Ato duhet të përfaqësojnë shtyllën kurrizore të rrjetit të gazit të Shqipërisë dhe duhet të realizohen në një periudhë afatshkurtër dhe afatmesme, me një horizont të vlerësuar deri në vitin 2032.

Duhet theksuar se ALKOGAP, me vlerë të ulët dhe kërkesa të larta, nuk ishte përfshirë në Planin e Investimeve. Zhvillimi i tij duhet të konsiderohet në Planin e Investimeve të përditësuar të mëvonshme të Albgaz-it, bazuar në strategjinë dhe politikën e ardhshme të energjisë të qeverisë së Kosovës. Nga ana tjetër, gazsjellësi UGS Dumrea – TAP varet nga gatishmëria e një operatori tjetër (depozitimi) për të ndërtuar depozitën, ndërsa shtrirja e IAP nga Kashar në kufirin ndërmjet Shqipërisë dhe Malit të Zi varet ndjeshëm nga shpejtësia me të cilën Kroacia dhe qeveritë malazeze (gjithashtu edhe boshnjake) do të merrnin një vendim për të investuar në një kompani projekti për përfundimin e IAP.

Gjithashtu, gazsjellësi nga terminali i LNG-së në zonën industriale të Vlorës, duhet të ndërtohet në bazë të interesit të një konsumatori të madh potencial për të investuar në këtë zonë (zona mund të jetë me interes për një fabrikë të mundshme plehërimi për shkak të deficitit të plehrave kimik në Ballkanin Perëndimor, rritjes së fortë të inputeve bujqësore në rajon dhe afërsia e furnizimit me gaz/terminali LNG).

Investimet afatshkurtra (2023-2025)

Plani i Investimeve për periudhën 2023-2025 investimet kryesore të ALBGAS do të ndahen në tre grupe:

- Tubacionet e transmetimit.
- Pikat matëse hyrëse/dalëse dhe stacionet e matjes.
- Investimet në lidhje me Terminalin GNL (infrastruktura e nevojshme për ankorimin e FSRU dhe transmetimin e gazit në terminal).

Duke qenë se ALBGaz është një Operator i ri i Sistemit të Transmetimit dhe për rrjedhojë sistemi i tij i transmetimit është për t'u ndërtuar, vlen të theksohet se shoqëria aktualisht nuk ka të ardhura të konsiderueshme nga aktiviteti operacional si dhe aftësi financuese, mundësi të cilat veçanërisht përgjatë viteve të para të krijimit janë të kufizuara, ndaj projektet që do të ekzekutohen duhet të zgjidhen me shumë kujdes. Prandaj, në periudhën 2023-2025 ALBGaz planifikon të bashkëpunojë ngushtësisht me partnerë të tjerë për realizimin e projekteve nëpërmjet SPV-ve (Project Companies) në të cilat ALBGaz do të kontrollojë përqindje të caktuara të aksioneve.

Plani i Investimit për vitin 2023.

Siguria e furnizimit të TEC Vlorë

Korporata Elektroenergjetike Shqiptare- KESH nëpërmjet shkresës nr. 3933/4 prot, datë 11.09.2023, ka kërkuar nga ALBGaz që për kapacitet e instaluar të TEC Vlorë, për një regjim maksimal në 80%, sasia vjetore e nevojshme e gazit do të jetë në rreth 130 mcm në vit.

Nëpërmjet vënies në funksion të TEC Vlorë, rritet në mënyrë të ndjeshme siguria e furnizimit me energji si dhe sigurohet diversifikimi i burimeve të energjisë elektrike bazuar në legjislacionit në fuqi, Strategjinë Kombëtare të Energjisë dhe rekomandimet e Sekretariatit të Energjisë në Vienë.

Për më tepër, Ministria e Infrastrukturës dhe Energjisë, në cilësinë e Asamblesë së Përgjithshme të shoqërisë, njëkohësisht të Ministrisë përgjegjëse për politikën e sektorit, me shkresën e saj nr. 6429/1, datë 21/08/2023 ka dërguar dokumentacionin zyrtar final të Projektit të Tubacionit Fier – Vlorë, si dhe shpreh gadishmërinë dhe mbështetjen e saj në realizimin e këtij projekti.

Studimi i Fizibilitetit për Tubacionin Fier-Vlorë TEC

Studimi i Fizibilitetit të Tubacionit është përparuar nga bashkimi i operatorëve Roland Berger dhe Impac Engineering GmbH me ref. IMPaC Project No. P2121 IMPaC Doc. No. 2121-00-IHH-RPT-GE-00004-000 në kuadër të zhvillimit të projektit prioritar të Tubacionit Fier CP-Vlorë TEC në përputhje me projeksionet e Gaz Masterplan-it. Ky studim fizibiliteti mbulon aspektet teknike, ekonomike dhe mjedisore të projektit nga pika e daljes në Fier CP1 (TAP) deri në pikën e lidhjes me TEC Vlorën. Studimi analizon dy opsione të gazsjellësit, ndërmjet të cilave evidentohen

ndryshime në gjurmën e tubacionit, distancën ndërmjet pikave, kompleksitetin e zbatimit të punimeve (EPC), vlerat paraprake të investimit kapital (CAPEX), etj.

Opsioni i itinerarit 1 shkon nga pika dalje e TAP CP1 nëpërmjet TP Fushë dhe TP Vlorë në TEC Vlorë.

Opsioni i itinerarit 2 shkon nga pika dalje e TAP CP1 nëpërmjet TP Fier dhe TP Vlora në TEC Vlorë.

Krahasimi i opsioneve në bazë të metodologjisë së konsulentit

	Opsioni 1	Opsioni 2
Kompleksiteti nga topografia	39	56
Kompleksiteti nga kryqëzimet	163	209
Risku ligjor (% kundrejt vlerës më të madhe)	92%	100%
Impakti mjedisor (% kundrejt vlerës më të madhe)	65%	100%
Impakti socio-ekonomik (% kundrejt vlerës më të madhe)	100%	100%
Impakti infrastrukturor (% kundrejt vlerës më të madhe)	73%	100%
Vlera CAPEX (Euro)	32,200,000	39,600,000
Vlera OPEX/vit (Euro)	1,120,000	1,200,000



Figura e opsioneve të itinerarit të tubacionit Fier-Vlorë TEC

Përlllogaritja e kostove

Vlerësimi i bazës dhe kuotës së kontingjencës

Shpenzimet kapitale dhe operative (CAPEX dhe OPEX) janë vlerësuar për të dyja opsionet. Për të llogaritur probabilitetin është përdorur qasja statistikore e quajtur “Monte-Carlo”. Kjo metodë llogarit probabilitetin që kostot e projektuara nuk do të tejkalohen.

Një “Vlerësim Baze dhe Kontingjence” për vlerësimin e hershëm ekonomik është kryer për rrugën e zgjedhur. Një vlerësim bazë është kostoja e pritshme e daljes ose vlerësimi bazë në çdo nivel, përpara se të shtohet kuota e kontingjencës, për të arritur qëllimin e dhënë. Të gjitha vlerësimet

kanë dy komponentë, bazën dhe kontingjencën. Baza është kostoja minimale e pritshme e kërkuar, pra kur gjithçka shkon mirë. Kontigjenca është shuma e besimit të vendosur në bazë kur konsiderohen risqet dhe përgjithësisht shprehet si përqindje e bazës. Kontigjenca vlerësohet në intervalin 20%-30% mbi bazën.

Normat e vlerësimit

Normat e vlerësimit të koston janë nxjerrë nga një numër burimesh – si brënda bazës së të dhënave për vlerësimin e koston të IMPaC ashtu edhe referenca të projekteve të ngjashme. Tarifat janë zhvilluar për t'iu përshtatur artikujve të matur dhe janë specifike për vendndodhjen në Shqipëri.

Risqet

Risqet specifike të projektit konsiderohen gjithashtu për të përcaktuar sasinë e saktë të kontingjencës. Kontigjenca bazohet në kostot maksimale për projektin në rast të rritjes së rrezikut, duke bërë një vlerësim të përafërt mbi gjasat që ka të ndodhë e shprehur kjo si përqindje. Kontigjenca e projektit mund të vlerësohet në terma të parave, burimeve ose një përzierjeje të të dyjave. Megjithatë, analiza e riskut është një proces sistematik i identifikimit dhe vlerësimit të rreziqeve lidhur me supozimet dhe përmbajtjen e vlerësimit. Analiza e rrezikut duhet të ndërmerret çdo vit për të dhënë kontribut në buxhetin e operacioneve.

Rreziqet

Vlerësimet e koston janë sipas përkufizimit të pasigurisë. Kjo duhet të njihet dhe të trajtohet në një mënyrë të pranueshme dhe konsistente. Besimi në një vlerësim do të varet nga shkalla e përkufizimit të arritur në përgatitjen e elementeve individuale.

Për çdo element në një vlerësim të koston të parregulluar, zakonisht është e mundur të vlerësohet pasiguria në cilësinë e informacionit të përdorur dhe për të caktuar shpërndarjet e probabilitetit për të reflektuar këtë pasiguri. Më pas mund të përdoren teknika probabilitike për të kombinuar

shpërndarjet individuale në një kurbë të shpërndarjes së përgjithshme të kostos për projektin në tërësi.

Zërat e shpenzimeve kapitale

Janë përfshirë kostot për projektin, stafin e ndërtimit dhe të nivelit menaxherial. Janë përfshirë kostot për sigurimin e “Right-of-way”. Projektimi dhe aspektet inxhinierike llogariten si përqindje e kostove të prokurimit dhe ndërtimit.

Tarifat e prokuruarra të tubave të linjës janë parashikuar “free-on-board”. Tarifa doganore është përlllogaritur 15% e kostos së prokuruar.

Të dhënat e nevojshme për përlllogaritjen e CAPEX

- Kosto e tubacionit, materialeve dhe pajisjeve;
- Kosto e instakimit të tubacionit në tokë;
- Kushtet mjedisore;
- Kushtet e terrenit;
- Infrastruktura dhe fasilitetet ekzistuese;
- Fasilitetet mbështetëse;
- Siguria.

Metodat e vlerësimit të kostove

- Kosto historike dhe të dhëna kohore për projekte të ngjashme;
- Kuotime të buxheteve;
- Korrelacioni me përmasat dhe gjatësinë e tubacionit;
- Çmimi për njësi (EUR/ditë, EUR/km)

Përmbledhje e CAPEX për Opsionin 1

CAPEX	Vlera në EUR
1. Inxhinierimi, Projektimi, FEED, Menaxhimi i Projektit	2,837,749
2. Materialet e tubacionit	6,013,617
3. Materiale të tjera	300,000
4. Pajisjet	1,903,932
5. Konstruksioni	10,470,707
6. Fasilitetet	450,000
NËNTOTALI	21,976,005
Kontigjenca për pasigurinë	4,591,373
NËNTOTALI	26,567,378
Kontigjenca për P70 ¹	5,595,113
TOTALI I PROJEKTIT²	32,200,000

Aktualizim i CAPEX

CAPEX	Vlera në %	Vlera në EUR
TOTALI I PROJEKTIT³		32,200,000
Norma e inflacionit (2022 kundrejt 2018)	+10%	3,220,000
Nëntotal		35,420,000
Kostot shtesë për rritjen e presionit, bi- direksionalitetin dhe përshtatjen e tubacionit për transmetimin e hidrogjenit	+20%	7,084,000
TOTALI me CAPEX të aktualizuar (2023)		42,504,000

¹ P70 nënkupton probabilitetin prej 70% që kostot nuk do të tejkalohen.

² Vlera e rrumbullakosur.

³ Vlera e rrumbullakosur.

Vlera CAPEX e aktualizuar e tubacionit Fier-Vlorë: **42,504,000 EUR**

Volumet vjetore të lëvruara sipas skenarëve	Kapaciteti gjenerues MWh	Volumet e nevojshme te gazit (MWh) sipas koeficientit 1.92	Konvertimi i volumeve të gazit në bcm	Tarifë transmetimi EUR/MWh
E Ulët- 297 MW	1,782,000	3,421,440	0.35	€ 1.67
Bazë- 297 MW	2,081,376	3,996,242	0.41	€ 1.43
E Lartë- 297 MW	2,373,624	4,557,358	0.47	€ 1.26
E Lartë- 97 MW	775,224	1,488,430	0.15	€ 3.85
Bazë- 97 MW	679,000	1,303,680	0.13	€ 4.40

Gazsjellësi Vlorë - Fier do të furnizohet nga terminali i GNL Vlorë. Shfrytëzimi maksimal vjetor i gazsjellësit që furnizon TEC Vlorë do të jetë deri në 5.5 BCM / vit – duke supozuar të njëjtat kushte mesatare operimi si më sipër. Vëllimi është mjaft i lartë për t'i shërbyer nevojave të TEC Vlorë (297 MW), TEDA Vlorë dhe të tjera kapacitete industriale në zonën e Vlorës. Një stacion matës dhe reduktues presioni parashikohet të ndërtohet tashmë në vendin e TEC Vlorë, duke ulur presionin 100 bar në 18 bar (mesatar) ose 26 bar (maksimum) të nevojshëm për termocentralin e ardhshëm me gaz.

Këto vlera do të konfirmohen nga llogaritjet hidraulike gjatë projektimit teknik të gazsjellësit dhe pas konfirmimit të presioneve të pritshme në skajet e tubacionit nga Operatori i Terminalit GNL (për terminalin e Vlorës) dhe TAP në pikën hyrëse të tij në Seman (Fier).

Albgaz vijon konsultime dhe negociata me së paku dy partnerë për ndërtimin e këtyre tubacioneve, ku Albgaz parashikohet të kontrollojë 50% të Kompanive të Projektit. Tabela e mëposhtme paraqet investimet financiare të Albgaz-it duke parashikuar se Kompania e Projektit do të financohet pjesërisht me kredi (40%).

Lidhja e gazsjellësit Vlorë - Fier me TAP-in do të konkretizohet nëpërmjet stacionit të matjes në dalje të TAP në Fier. Një pikë e tillë në Fier me kapacitet deri në kapacitetin 0.7 BCM/vit do të financohet nga TAP, në bazë të të dhënave me Qeverinë e Shqipërisë.

Zgjerimi i mëtejshëm i kësaj pike në kapacitetin 2.8 BCM/vit do të financohet nga palët e treta të interesuara. Pas vënies në punë, ky aset do t'i transferohet shoqërisë së projektit (Albgaz/partnerët), vlerat e të cilit do të shlyhet (ngarkohet) nga tarifat e transmetimit që detyrohen të parashikojë shoqëria e projektit.

Te drejtat pronësore

Në projektin e marrë në dorëzim (objekt i rishikimit) është përcaktuar gjurma e tubacionit mbi bazën e të cilës është bërë identifikimi i parcelave dhe pronësia mbi to. ALBGASZ, në respektim të kuadrit ligjor në fuqi, që rregullon marrëdhëniet e pronësisë do të bashkëpunojë me institucionet përkatëse si ASHSH, ASHK për miratimin e VKM përkatëse.

Marrëdhëniet për pikën e lidhjes me TAP

Pas vitit 2025, pika hyrë/dalëse mund të zgjerohet më tej deri në 5 BCM/vit (nëse shihet e arsyeshme), me financim edhe nga pala e treta të interesuar, gjithnjë duke e transferuar atë në kompaninë e projektit të Gazsjellësit Vlorë – Fier.

Projekti	Kapaciteti	CAPEX i parashikuar
Pika matëse hyrëse/dalëse në Fier (TAP)	Up to 0.7 BCM / y	€ 0 mil.
Pika matëse hyrëse/dalëse në Fier (TAP)	Up to 2.8 BCM / y	€ 13.0 mil.

Tabela 10 – Projekti afatshkurtër i pikës hyrëse/dalëse

Pika e hyrjes/daljes së Fierit në TAP (2.8 BCM / vit) do të përbëhet nga:

- Një stacion matës dhe *Custody Transfer Measurement System (CTMS)* me një minimum prej dy njësive matëse dydrejtimëshe secila e pajisur me dy matësa te jzanor të rrjedhës së

gazit (parësor dhe i kontrollit) që duhet të plotësojnë kërkesat AGA-9 për saktësinë e transferimit dhe ruajtjes.

- Një grup rregullatorësh të rrjedhës së gazit për të kontrolluar rrjedhën e gazit në (dhe nga) TAP.
- Impiantet e reduktimit të presionit dhe/ose kompresimit në varësi të presioneve përkatëse në TAP dhe tubacionin Vlorë-TAP në Fier.

Terminali i GNL

Albgaz do të zotërojë vetëm aksione në pakicë (10% - maksimum 15%) në Kompaninë e Projektit përgjegjëse për ndërtimin e infrastrukturës së terminalit të GNL (struktura e bankinës për ankorimin e FSRU-së, sistemi i tubacioneve, gërmimit, etj.). Ky investim nuk është pjesë e detyrimit të ALBGAZ-it si Operator i Sistemit të Transmetimit, pjesëmarrja e tij është jetike për të nxitur projektin e Terminalit GNL në Shqipëri.

Projekti	CAPEX I parashikuar	Pjesa e Albgaz
Infrastruktura terminale LNG duke përfshirë CTMS (Kompania Projekt)	€ 128.0 mil.	10%

Tabela 7 – Financimi i terminalit LNG

Duke supozuar se Kompania e Projektit do të financohet pjesërisht përmes huave (40%), 10% e aksioneve të ALBGAZ do të thotë që ALBGAZ do të duhet të sigurojë 7.7 milion € si kapital.

Për shkak të kufizimit financiar në vitet 2022-2025, ALBGAZ fokusohet në projektet e gazsjellësit që rrit vlerën e Terminalit LNG në Vlorë, duke siguruar konsumin e ankorimit për LNG-në e rigazifikuar. Investimet e propozuara do të furnizojnë me gaz natyror Termocentralin në Vlorë, kapaciteti i të cilit do të zgjerohet në 297 MW dhe do të krijojë mundësinë e eksportit të LNG-së të rigazifikuar nëpërmjet Gazsjellësit Trans Adriatik (qoftë duke përdorur rrjedhën normale ose të kundërt të TAP-it).

Portofoli i projekteve madhore që do të realizohen në periudhën 2022-2025 të Planit të Investimeve arrin në 212.7 milionë €, nga të cilat investimet financiare të Albغاز (në formën e kontributit të kapitalit për shoqëritë e projektit) janë 30.41 milionë euro.

Rrjeti Shqiptar i gazifikimit pas implementimit me sukses të këtyre investimeve (në fund të vitit 2025) paraqitet në hartën e mëposhtme.

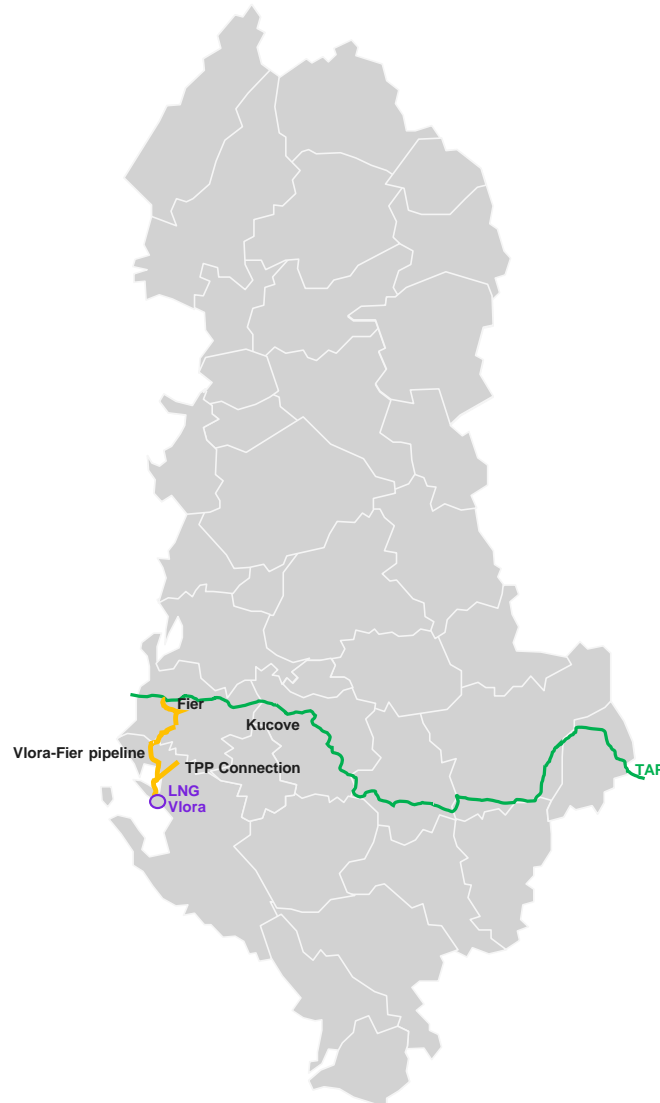




Figura 14 – Harta e projekteve të investimeve afatshkurtra

Projekti i gazifikimit të Korçës

Projekti i gazifikimit të Korçës është evidentuar si projekt i rëndësishëm i cili pritet të miratohet me VKM në kuadër të ndryshimit të GMP. Gazifikimi i qytetit të Korçës evidentohet veçmas projekteve prioritarë pasi mbetet për t'u përcaktuar modeli i biznesit mbi këtë projekt i cili është objekt ndryshimesh në prizmin e konfigurimit të strukturës aksionere dhe vlerave respektive të investimit në këtë infrastrukturë. Gjithashtu, parësor është edhe roli i Bashkisë Korçë në implementimin e këtij investimi duke përlloritur një fond shtetëror në rastin e një subvencionit të mundshëm.

Gazifikimi i qytetit të Korçës është i realizueshëm për një sërë faktorësh si afërsia me TAP-in, reduktimi i emëtimit të dioksidit të karbonit nëpërmjet zëvendësimit të përdorimit të lëndëve drusore për ngrohje në përdorimin e gazit, etj (parë në këndvështrim afatgjatë).

Çmimi mesatar i gazit natyror është projektuar përafërsisht €40/MWh.

- Investitori në rrjetin e gazit mund të përdorë Stacionin e Valvulave të Bllokut të TAP, i cili është rreth 5 km larg hyrjes në qytet nga jugperëndimi.
- Investimet e kërkuara kanë një vlerë të vlerësuar prej gati 19 milionë Euro dhe mbulojnë:
 - Stacioni i uljes së presionit dhe matjes në BVS TAP, PN 100 / 63, 10,000 NCM/h
 - Tubacioni me presion të lartë nga stacioni TAP BVS në stacionin e portës së qytetit, 5 km i gjatë, DN100, presioni mesatar i punës 55 bar
 - City Gate Station, PN 63 / 4, kapaciteti: 6,000 NCM/h
 - Gjashtë tubacione kryesore (PE), me gjatësi totale 27.5 km, me një presion mesatar prej 3 bar. Të gjitha tubacionet kryesore duhet të jenë më të mëdha se DN50, për të akomoduar konsumin e ardhshëm.

- Tubacionet dytësore (PE). gjatësia totale 42.5 km duke përfshirë lidhjet, me një mesatare presion prej 3 bar.

Me një normë lidhjeje midis 30% dhe 50%, në varësi të zonës së qytetit, gazi total i konsumuar gjatë 20 viteve të funksionimit mund të kalojë 0.3 BCM, investimi arrin një IRR investimi prej 7.1%. Është kritike për suksesin e projektit që Bashkia të sigurojë buxhet për ndërtimin e instalimeve të brendshme të gazit për institucionet nën drejtimin e tij (shkolla, kopshte, muze, zyra publike), si këto, së bashku me industriale kompanitë, do të përbëjnë konsumatorët ankorues rreth të cilëve do të ndërtohen tubacionet kryesore.

Konsumatorët

- 30 institucione
- 6,074 njësi banimi

Projeksionet e bashkisë për vlerën e investimeve që do të zëvendësojnë burimet primare të ngrohjes (lënda drusore/LPG ne gaz natyror) përfshirë instalacionet e boilerave: EUR 7.0 Milion

Investimet e rezidentëve: EUR 13.3 Milion.

Projekti pilot i Korçës: Skenari bazë

Projekti	CAPEX i parashikuar	Volumet e projektuara	Të Ardhurat	EBITDA	IRR
Sistemi i shpërndarjes Korçë	18.8 Mil EUR	305 Mil m ³	183 Mil EUR	34.9 Mil EUR	7.1%

Tabela Korca: Metrikat financiare mbi Gazifikimin e Korçës 2026 - 2045.

Investimet në IT të lidhura me rrjetin (SCADA)

Zhvillimi i rrjetit të transmetimit siç parashikohet në këtë Plan Investimi do të përkthehet në një numër në rritje të përdoruesve të rrjetit, rritje të flukseve të gazit dhe kompleksitet të operacioneve. Me qëllim menaxhimin sa më të mirë flukset e gazit dhe për të siguruar parametrat kontraktualë të gazit në të gjitha pikat hyrëse dhe dalëse, Albغاز do të investojë në sisteme të sofistikuara IT. Ato do të përfshijnë veçanërisht SCADA dhe sistem(et) e shkëmbimit të të dhënave (me operatorë dhe transportues të tjerë).

CAPEX-i i vlerësuar i këtyre sistemeve në periudhën 2022-2025 vlerësohet në 1.5 milion €.

Përmbledhje e investimeve për periudhën 2023-2025

Grafiku i mëposhtëm tregon vlerën totale të investimeve që do të kryhen nga ALBGAZ dhe shoqëritë e projektit, gjatë viteve 2023-2025, të ndarë sipas kategorive të ndryshme (në € mil.).



Figura 15 – Përmbledhje e investimeve të nevojshme gjatë 2023-2025 (mil EUR)

Investimet afatmesme (2026-2028)

Në vitet 2026-2028 ALBGAZ do të fokusohet në zhvillimin e tubacioneve të reja për të sjellë gazin për konsumatorët në Shqipëri dhe në vendet fqinj (Maqedonia e Veriut, Mal I Zi etj). Plani i Investimeve parashikon se pas vitit 2025, projektet e reja do të realizohen nga vetë Albغاز, jo nga kompanitë e projektit.

I vetmi gazsjellës i planifikuar të përfundojë plotësisht në periudhën 2026-2028 është Interkonektori i Maqedonisë së Veriut, ndërsa në rastin e tubacioneve të tjera të mëdha, punimet

përgatitore, projektuese dhe ndërtimore do të vazhdojnë pas vitit 2028. Projektet e mëposhtme do të realizohen në periudhën 2026- 2028:

Projekti	Diam eter	Presioni Nominal	Direction	Gjatësia e parashi kuar	Fillimi i funksionimit	Pjesa e Albgaz
Gazsjellesi Durres-Tirana	12"	100 bar*	Unidirectional	51 km	2030	100%
Gazsjellesi Fier - Kashar	32"	100 bar	Bidirectional	80 km	2031	100%
Terminali – Zgjerimi i gazsjellesit TEC deri në zonën industriale Vlorë **	8"	100 bar*	Unidirectional	3 km	2030	100%
Interkonektor i Maqedonisë së Veriut	8"	100 bar*	Bidirectional	60 km	2029	100%

* Për t'u konfirmuar, shihni paragrafët më poshtë

** Opsionale, në rast se një fabrikë plehërimi ose një konsumator i madh i ngjashëm do të jetë i interesuar

Tabela 11 – Përshkrimi i investimeve afatmesme në tubacione

Duke qenë se gazsjellesi Fier - Kashar do të lidhet me TAP-in, i cili përfaqëson pjesën e parë të IAP-it të ardhshëm, ai duhet të projektohet dhe ndërtohet me presionin nominal 100 bar. Diametri i këtij gazsjellesi (32") është parashikuar në bazë të studimeve të projektit të IAP. Në këtë diametër, qarkullimi maksimal i tubacionit duhet të jetë deri në 14 BCM/vit - është llogaritur duke parashikuar presionin mesatar të funksionimit prej 75 bar dhe një shpejtësi të gazit në tubacion prej 12 m/s. Kjo vlerë do të konfirmohet nga llogaritjet hidraulike gjatë projektimit teknik të gazsjellesit dhe pas konfirmimit të presioneve të pritshme në skajet e gazsjellesit nga TAP (Fier) dhe Kashar (IAP). Kapaciteti i gazsjellesit është dukshëm më i lartë se sa kërkohet për t'i shërbyer vetëm nevojave të tregjeve shqiptare, pasi qëllimi i tij parësor është të jetë pjesë e rrugës transitore të IAP-it, prandaj kërkohet një koordinim i përpjekjeve dhe vendimeve me të gjitha OST-të e prekura nga IAP për të parandaluar Albgaz-in nga mbiinvestimi. Kapaciteti i vlerësuar operativ i IAP pritet të jetë 5 BCM/vit, të paktën deri në vitin 2030.

Fakti që seksioni Fier - Kashar do të projektohet për t'i shërbyer nevojave të ardhshme të IAP-së, përbën një argument të rëndësishëm për t'u përdorur nga ALBGASZ në gjenerimin e fondeve nga

burimet e BE-së, të disponueshme për Ballkanin Perëndimor dhe proceset e zgjerimit të BE-së, si dhe duke marrë një angazhim të fortë nga OST-të të tjera të Ballkanit Perëndimor që janë përfituesit e ardhshëm të projektit IAP.

Sa i përket gazsjellësve të tjerë, ato do të analizohet rast pas rasti nëse mund të ndërtohen me presion nominal më të ulët (p.sh. 63 bar), veçanërisht nëse nuk ka arsyetim që Interkoneksioni i Maqedonisë së Veriut të ndërtohet me dy drejtime. Në këtë rast, do të kërkohet ndërtimi i të paktën 2 stacioneve shtesë të reduktimit të presionit – një në Korçë (TAP) për Interkoneksionin e Maqedonisë së Veriut dhe një në Kashar (të dy tubacionet Durrës - Tiranë dhe Tiranë - Elbasan do të furnizohen nga e njëjta pikë në Kashar). Ulja e kostos së tubacionit (për shkak të presionit më të ulët nominal) mund të tejkalojë koston e stacioneve të reduktimit të presionit.

Shfrytëzimi maksimal i Interkoneksionit të Maqedonisë së Veriut do të realizohet deri në 0.9 BCM/vit, i llogaritur duke parashikuar presionin mesatar të funksionimit prej 75 bar dhe një shpejtësi të gazit në tubacion prej 12 m/s (ose 0.6 BCM/vit duke parashikuar presionin mesatar prej 50 bar). Lidhja e Interkoneksionit të Maqedonisë së Veriut me TAP-in do të kërkojë ndërtimin e pikës së rregullimit të presionit dhe matjes hyrëse/dalëse. Një pikë e tillë hyrje/dalje në Korçë duhet të përbëhet nga dy stacione matëse. Nëse Interkonektori është me dy drejtime, preferohet që stacionet të pajisen me matës gazi te jzanor (parësor dhe kontrollues), nëse ndërlihdës ndërtohet si tubacion me një drejtim nga Shqipëria në Maqedoninë e Veriut, atëherë stacionet mund të pajisen edhe me kompresor dhe matës. Stacioni do të ketë gjithashtu një grup rregulluesish të rrjedhës së gazit për të kontrolluar rrjedhën e gazit nga (dhe drejt) TAP. Kostoja e kësaj pike matëse është përfshirë në CAPEX-in e tubacionit.

Shfrytëzimi maksimal i gazsjellësit Durrës - Tiranë do të jetë deri në 2 BCM/vit, duke parashikuar të njëjtat kushte mesatare operimi si më sipër (ose 1.3 BCM/vit duke parashikuar presionin mesatar të funksionimit prej 50 bar). Të gjitha këto vlera do të konfirmohen nga llogaritjet hidraulike gjatë projektimit teknik të tubacioneve.

Vlerësimi i CAPEX-it të plotë për projektet e mësipërme dhe CAPEX i investuar në periudhën 2026-2028 me shtrirjen e punimeve paraqitet në tabelën e mëposhtme:

Projekti	CAPEX i vleresuar - total	CAPEX ne 2026-2028	Fushëveprimi i punimeve 2026-2028
Gazsjellësi Durrës-Tiranë	€ 40.6 mil.	€ 21.3 mil.	Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajeve, blerja e tokës, pjesërisht ndërtimi (tubacioni + avullues LNG)
Tubacioni Fier - Kashar	€ 150 mil.	€ 7.5 mil.	Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajeve, pjesërisht përvetësimi i tokës
Terminali - Zgjerimi i gazsjellësit të TEC-it deri në zonën industriale Vlorë	€ 1.6 mil.	€ 0.08 mil.	Fizibiliteti, FEED, dizajni i detajeve
Interkonektori i Maqedonisë së Veriut	€ 31.3 mil.	€ 31.3 mil.	Deri në testimin dhe vënien në punë

Tabela 12 – Investimet e nevojshme afatmesme në tubacione

Krahas punimeve në tubacionet kryesore të gazit, Plani i Investimeve parashikon një rezervë kontingjente prej c. 2.0 milionë euro për periudhën 2026-2028, për lidhjen e klientëve potencialë të cilët shprehin interes për t'u lidhur me gazsjellësin Vlorë – Fier. Kjo rezervë varet nga materializimi i kërkesës shtesë për gaz përgjatë gazsjellësit Vlorë - Fier, pasi shumica e klientëve të mundshëm në Vlorë dhe Fier janë konsumatorë të vegjël që mund të marrin dërgesa të GNL-së në shkallë të vogël, në mënyrë më efektive sesa përmes gazsjellësit.

Për më tepër, Plani i Investimit parashikon se kërkesa për kapacitet në pikën hyrëse/dalëse Fier (lidhja e gazsjellësit Vlorë - Fier me TAP) pas vitit 2028 do të jetë më e madhe se 2.8 BCM/vit dhe do të jetë e nevojshme të zgjerohet në një kapacitet prej 5. BCM/vit.

Projekti	Kapaciteti	CAPEX i vlerësuar
Pika e matjes dhe rregullimit të presionit hyrëse/dalëse në Fier (TAP)	Deri ne 5.0 BCM / y	€ 10.0 mil.

Tabela 13 – Investimet afatmesme në pika hyrëse/dalëse

Pas vënies në punë, ky aset do t'i transferohet Kompanisë së Projektit të Gazsjellësit Vlorë – Fier (Albgaz/partnerët), vlera e tij do të shlyhet (rikuperohet) nga tarifat e transmetimit që i detyrohen palët e treta shoqërisë së projektit. Zgjatja e pikës hyrëse/dalëse në Fier (5 BCM/v) do të kërkojë

shtimin e dy stacioneve matës dydrejtëmësh, secili i pajisur me dy matës gazi ultrasoni (parësor dhe kontrollues).

Rrjeti Shqiptar i Gazit pas vënies në punë të këtij investimi (në fund të vitit 2028):

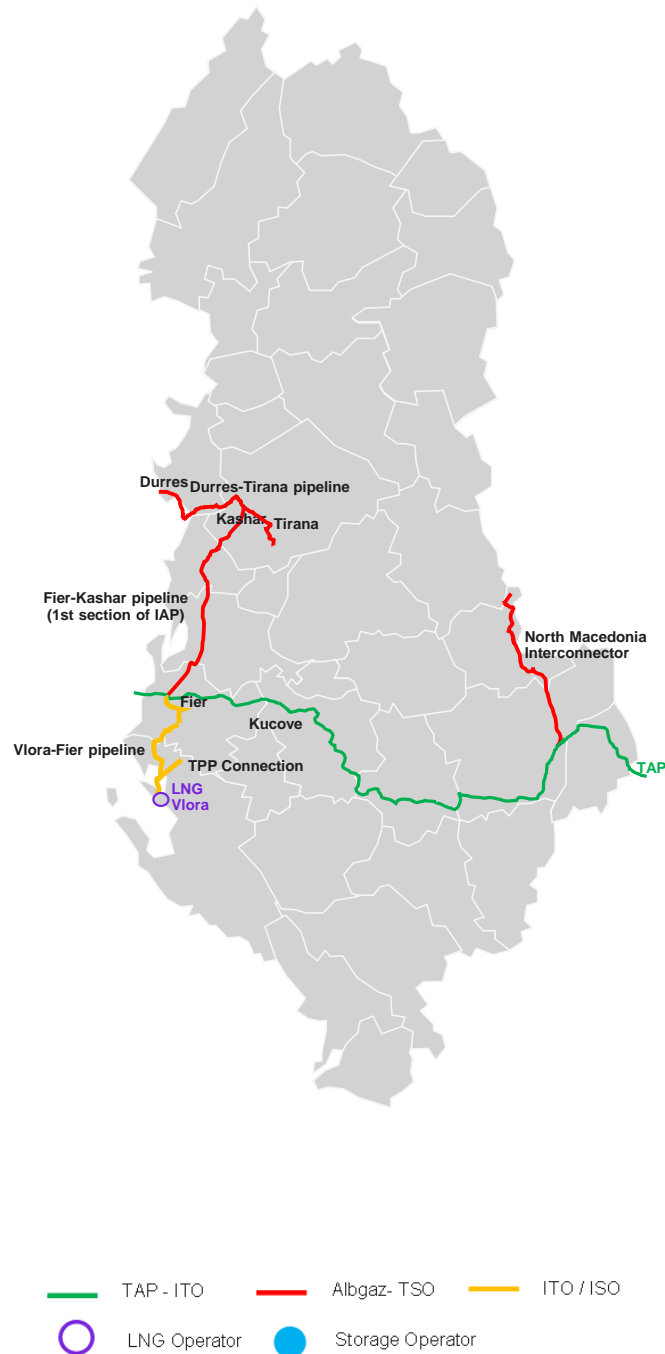


Figura 16 – Harta e projekteve të investimeve afatmesme

Përmbledhje e investimeve për periudhën 2026-2028

Grafiku i mëposhtëm tregon vlerën e investimit që do të realizohet gjatë viteve 2026-2028 nga Albغاز dhe shoqëritë e projektit, të ndarë sipas kategorive të ndryshme (në € mil.)

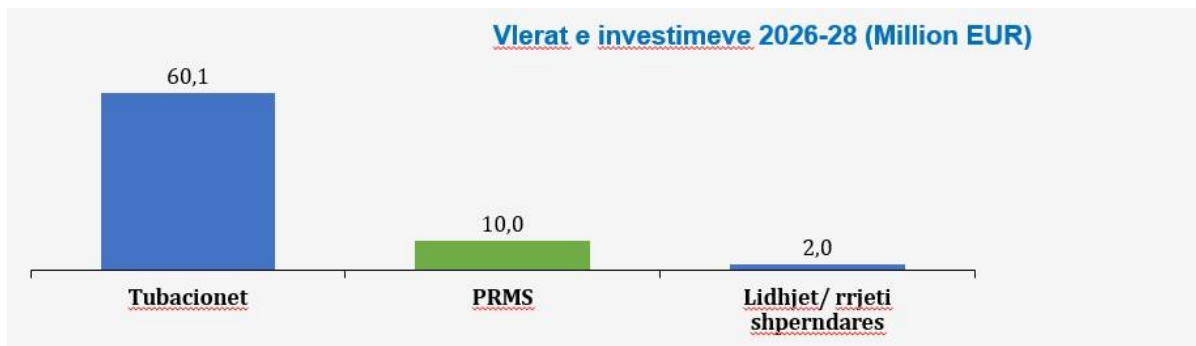


Figura 17 – Përmbledhje e investimeve të nevojshme gjatë viteve 2026-2028 (mil EUR)

Investimet afatgjata (përtej 2028)

Pas vitit 2028, ALBGASZ do të vazhdojë projektet e nisura në periudhën 2026-2028, për shembull tubacionet Durrës - Tiranë dhe Fier - Kashar, si dhe do të zhvillojë gazsjellësin Tiranë - Elbasan (shih tabelën më poshtë).

Projekti	Diametri	Presioni Nominal	Drejtimi	Gjatësia e parashikuar	Fillimi i funksionimit	Pjesa e Albغاز
Gazsjellësi Tiranë-Elbasan	12"	100 bars*	Unidirectional	40 km	2033	100%

* Për t'u konfirmuar, shihni paragrafin në kapitullin "Investimet afatmesme (2026-2028)" të Raportit aktual

Tabela 14 – Karakteristikat e Gazsjellësit Tiranë – Elbasan

Maksimumi i presionit të gazsjellësit Tiranë - Elbasan do të jetë deri në 2 BCM/vit, i llogaritur duke supozuar presionin mesatar të funksionimit prej 75 bar dhe një shpejtësi të gazit në tubacion prej 12 m/s (ose 1.3 BCM/vit duke supozuar presionin mesatar të funksionimit prej 50 bar). Këto vlera do të konfirmohen nga llogaritjet hidraulike gjatë projektimit teknik të tubacionit.

Në momentin e përgatitjes së këtij plani investimi, të gjithë tubacionet e përmendura më sipër parashikohen të jenë nën funksion jo më vonë se fundi i vitit 2032 (viti i fundit i mbuluar nga Plani i Investimeve).

CAPEX për projektet kryesore do të fillojë gjatë viteve 2026-2028 duke vazhduar pas vitit 2028 dhe gazsjellësi i ri Tiranë – Elbasan paraqitet në tabelën e mëposhtme:

Projekti	CAPEX i vlerësuar - total	CAPEX ne 2029-2032	Fusha e punimeve
Gazsjellesi Durres - Tirana	€ 40.6 mil.	€ 19.3 mil.	Vazhdimi: ndërtimi (tubacioni + avullues LNG)
Gazsjellesi Fier - Kashar	€ 150 mil.	€ 142.5 mil.	Vazhdimi: pjesërisht tokë aq. & ndërtimi
Terminali - Zgjerimi i gazsjellësit TEC deri në zonën industriale Vlorë	€ 1.6 mil.	€ 1.5 mil.	Vazhdimi: marrja e tokës dhe ndërtimi
Gazsjellesi Tirana-Elbasan	€ 33.7 mil.	€ 33.7 mil.	Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajeve, blerja e tokës, ndërtimi

Tabela 15 – Projektet e investimeve afatgjata të gazsjellësit – prezantim

Projektet e kushtëzuara

Gjatë viteve 2029-2032 mund të kërkohen tubacione të tjera transmetimi për të adresuar nevojat e pjesëmarrësve të tjerë të tregut të gazit. Veçanërisht, projekti i mundshëm i Depozitimit Nëntokësor të Gazit në Dumrea, nëse do të vendoset për ndërtimin e këtij objekti, ai do të kërkojë lidhjen me rrjetin e transmetimit. Pritet që UGS Dumrea të lidhet me TAP pranë Kuçovës. Parametrat fillestarë të këtij investimi janë dhënë në tabelën e mëposhtme.

Projekti	Diametri	Presioni Nominal	Drejtimi	Gjatësia e parashikuar	Fillimi i funksionimit	Pjesa e Albgaz
Tubacioni UGS Dumrea -TAP	20"	100 bar	Me dy drejtime	13 km	2033	100%

Tabela 16 – Konektori UGS Dumrea - TAP – karakteristikat teknike

Nëse UGS Dumrea do të fillojë operacionet tregtare në 2032/2033, do të kërkohej CAPEX shtesë në vijim; ky CAPEX është i kushtëzuar dhe varet nga Vendimi Final i Investimit për UGS Dumrea.

Projekti	CAPEX i vlerësuar - total	CAPEX përtej 2028	Fusha e punimeve
Tubacioni UGS Dumrea - TAP	€ 20.9 mil.	€ 20.9 mil.	Fizibiliteti, FEED, projektimi i detajeve, blerja e tokës, ndërtimi

Tabela 17 – Konektori UGS Dumrea – prezantim

ALBGAS do të bashkëpunojë edhe me operatorë të tjerë të Ballkanit Perëndimor për të zhvilluar projekte me interesa rajonale, veçanërisht IAP. Albgaz planifikon të marrë pjesë në këtë projekt në mënyrë indirekte duke marrë 10% të aksioneve në Kompaninë e Projektit përgjegjëse për ndërtimin e seksionit shqiptar të IAP (nga Kashar në kufirin ndërmjet Shqipërisë dhe Malit të Zi).

Projekti	Diametri	Presioni Nominal	Drejtimi	Gjatësia e parashikuar	CAPEX i vlerësuar
IAP (only Albanian territory)	32"	100 bar	Me dy drejtime	88 km	€ 165 mil.

Tabela 18 - Karakteristikat teknike të IAP

Tabela e mëposhtme paraqet investimet financiare të ALBGAS-it duke parashikuar se Kompania e Projektit do të financohet pjesërisht me kredi (40%). Ashtu si në rastin e gazsjellësit UGS Dumrea-TAP, pjesëmarrja e Albgaz në kompaninë e projektit IAP është gjithashtu e kushtëzuar dhe varet nga vendimi se në cilën strukturë do të ekzekutohet përfundimisht ky projekt.

Projekti	CAPEX i vlerësuar	Kredi	Kapitali i nevojshëm	Pjesa e Albgaz	Investimi I Albgaz (kapital)
IAP (vetëm territori shqiptar)	€ 165 mil.	40%	€ 99 mil.	10%	€ 9.9 mil.

Tabela 19 - Financat e IAP

Krahas punimeve në tubacionet kryesore të gazit, Plani i Investimit parashikon një rezervë prej rreth 3 milionë euro gjatë viteve 2029-2032 për klientët kyçës që shprehin vullnetin e tyre për t'u lidhur me rrjetin e transmetimit në zonat e Durrësit, Tiranës apo Vlorës, veçanërisht konsumatorët

përgjatë autostradës Durrës – Tiranë. Kjo rezervë varet nga materializimi i kërkesës për gaz në këto rajone. Sistemi shqiptar i gazit pas vënies në punë të këtyre investimeve (në fund të vitit 2032) është paraqitur në hartën e mëposhtme.

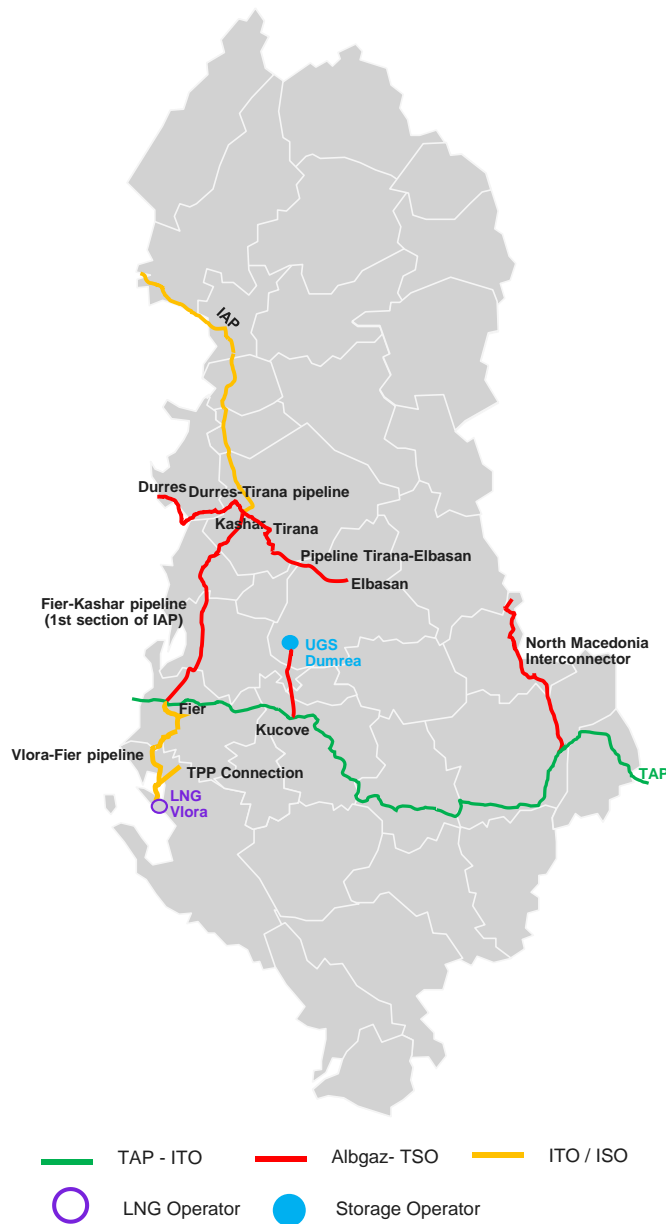


Figura 18 – Harta e projekteve të investimeve afatgjata

Përmbledhje e investimeve për periudhën 2029-2032

Grafiku i mëposhtëm tregon vlerën totale të investimeve që do të kryhen nga ALBGAZ dhe shoqëritë e projektit, gjatë viteve 2029-2032, të ndarë sipas kategorive të ndryshme (në mil. €).



Figura 19 – Përmbledhje e investimeve të nevojshme gjatë viteve 2029-2032 (mil EUR)

Investimet totale – përmbledhje

Përmbledhja e të gjitha projekteve investuese paraqitet si më poshtë:

€ Million	Total	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Owner	Comments
Gas-to-power													
FSRU	-	-	-									Project Company	FSRU assumed to be leased
LNG Terminal infrastructure	128	64	64	-	-	-	-	-	-	-	-	Project Company	Amount may range between 80 and 120 mil EUR
TPP Vlova												Project Company	CAPEX of 250 mil EUR but will not be invested by Albgaz
TPP – Terminal connector	2.3	0.1	2.2									Project Company	
Import / Export infrastructure													
Vlova – Fier Pipeline	56.4	2.8	53.6									Project Company	Construction can be done by LNG Project Co and transferred to Albgaz, or done in partnership with other investors
Entry / exit points – TAP	13	0.7	12.4	-	-	-	-	-	-	-	-	TAP	Construction can be done by TAP and transferred to Albgaz
Additional TAP Exit / entry points to be constructed by partner & transferred to Albgaz	13	0.7	12.4	-	-	-	-	-	-	-	-	Project Company	Construction can be done by LNG Project Co and transferred to Albgaz
Capacity increase of TAP exit / entry point constructed by partner & transferred to Albgaz	10	-	-	-	0.5	9.5	-	-	-	-	-	Project Company	Construction can be done by LNG Project Co and transferred to Albgaz
IAP - section Kashar - Albania / Montenegro border	165	-	-	-	-	-	-	-	87	78	-	Project Company	
North Macedonia Interconnector (up to the border)	31	-	-	0.2	0.2	16	15	-	-	-	-	Albgaz	Built by Albgaz on the territory of Albania
Domestic pipelines													
Durres – Tirana pipeline	41	-	-	-	0	2	19	19	-	-	-	Albgaz	
Fier - Kashar section of IAP pipeline	150	-	-	1	1	3	3	71	71	-	-	Albgaz	
Tirana – Elbasan pipeline	34	-	-	-	-	-	-	-	0.3	17	16	Albgaz	
TPP – Terminal extension for Vlova industrial area / fertilizer plant	2	-	-	-	-	-	0.1	2	-	-	-	Albgaz	
Branches to consumers	5	-	-	-	-	1	1	1	1	1	-	Albgaz	
Storage													
Connector Dumrea USG - Kucova TAP entry / exit point and custody transfer metering station	21	-	-	-	-	-	-	0.2	0.7	10	10	Albgaz	
IT systems													
SCADA	1.5	-	-	1.5	-	-	-	-	-	-	-	Albgaz	
Total investment plan Albgaz	672	68	144	2	2	31	38	180	151	28	26		
Dumrea UGS – 1 st phase*	76				0.3	0.3	1.6	1.6	24	24	24	3rd party without Albgaz' participation	
Total investments done by 3rd parties without	76	0	0	0	0.3	0.3	2	2	24	24	24		
Total investments - with and without Albgaz' participation	748	68	144	2	2	31	40	182	175	52	50		

Tabela 20 - Burimet financiare të nevojshme për projektet e investimit

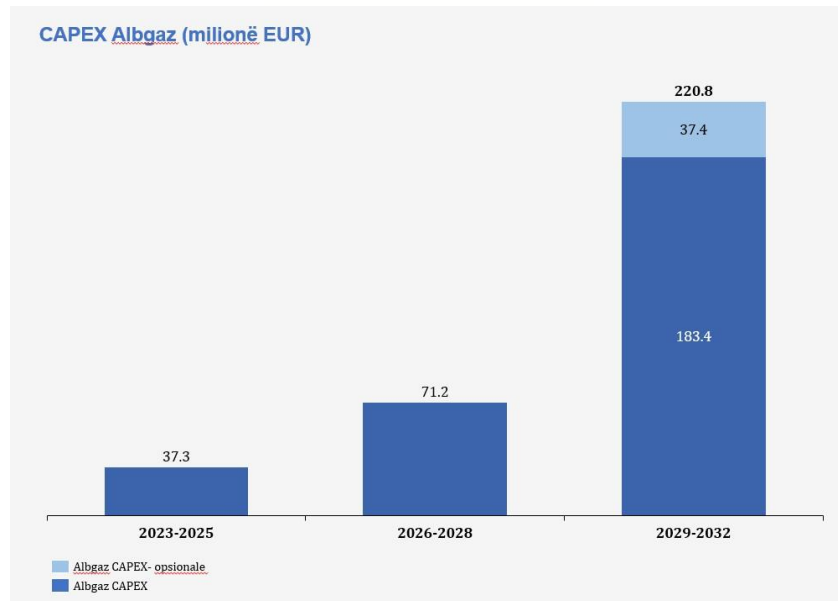


Figura 20- CAPEX i nevojshëm i AlbgaZ-it sipas afatit të shkurtër, të mesëm dhe afatgjatë (mil EUR)

Gjatësia e tubacioneve të përfunduara (të ndërtuara dhe të vëna në punë) në çdo periudhë të Planit të Investimeve tregohet në grafikun e mëposhtëm (projektet e kushtëzuara tregohen veçmas, kjo kategori përfshin tubacionet UGS Dumrea - TAP dhe IAP në territorin shqiptar).

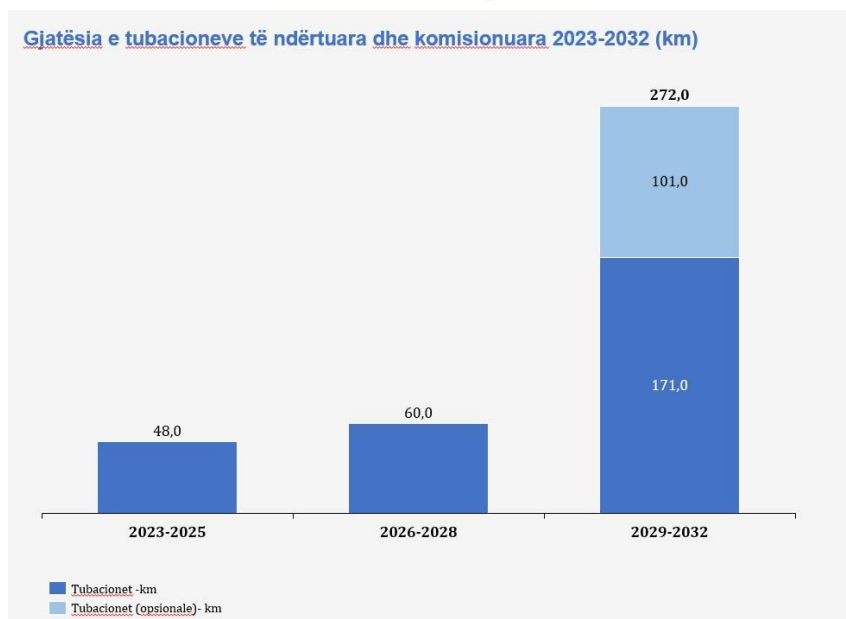


Figura 21 - Gjatësia e tubacioneve të ndërtuara dhe të vëna në punë sipas periudhës afatshkurtër, afatmesme dhe afatgjatë (mil EUR)

Plani i Investimit parashikon gjatë periudhës 2023-2032, në territorin e Shqipërisë se do të ndërtohen 279 km tubacione kryesore (duke përfshirë projektet që janë të kushtëzuara (IAP Kashar - kufiri dhe gazsjellësi UGS Dumrea - TAP) Nëse do të realizohen edhe këto dy projekte, gjatësia totale e tubacioneve kryesore do të jetë rreth 380 km. Këto shifra nuk përfshijnë gjatësinë e degëve për një sërë konsumatorësh.

Efektet e investimeve

Shpenzimet CAPEX nga ALBGASZ në kuadër të këtij Plani Investimi duhet të mundësojnë integrimin e tregjeve të energjisë në Ballkanin Perëndimor dhe të mbështesin zhvillimin e ekonomisë kombëtare (siç citohet në vizionin dhe strategjinë e Albغاز). Prandaj, efekti më i rëndësishëm duhet të jetë rritja e vazhdueshme në vitet e ardhshme e sasisë së gazit të transmetuar si në vendet fqinje, ashtu edhe tek konsumatorët vendas të gazit.

Megjithatë, duke qenë se nuk janë lidhur kontrata detyruese për përdorimin e rrjetit të ardhshëm të transmetimit në datën e përgatitjes së këtij plani, ALBGASZ mund të vlerësojë vetëm sasinë e

gazit që do të transmetohet dhe kapacitetin që do të rezervohet, bazuar në deklaratat fillestare të interesit të pjesëmarrësve të tregut dhe analizat e kryera.

Tabela e mëposhtme paraqet vëllimet e gazit që do të transmeten në vitet 2025, 2029 dhe 2032 në skenarin bazë dhe duke përfshirë projektet e kushtëzuara (tubacionet IAP Kashar – kufi dhe UGS Dumrea-TAP).

		2025	2029	2032
Export	MWh	16 910 000	27 056 000	36 400 000
	Mil. NCM	1 650	2 641	3 553
Klientët vendas	MWh	4 658 281	4 658 281	5 074 181
	Mil. NCM	455	455	495

Tabela 21 – Vëllimet e vlerësuara të gazit në fund të periudhës afatshkurtër, afatmesme dhe afatgjatë

Vëllimi i eksportit në vitin 2032 ku IAP parashikohet të jetë ndërtuar. Vëllimi i brendshëm në vitet 2025 - 2029 është konstant pasi reflekton kryesisht konsumin e TEC Vlorë, kalimi i klientëve potencial nga lëndët djegëse të tjera në gaz natyror nëpërmjet gazsjellësit parashikohet të realizohet nga viti 2030 (me funksionimin gazsjellësi Durrës - Tiranë).

Metrika e efektivitetit për investimet 2023-2032

Duke qenë se viti 2032 është viti i fundit i këtij Plani Investimi, dhe disa projekte do të përfundojnë pak para fundit të vitit 2032, vëllimet e vitit 2032 nuk janë përfaqësuese për të llogaritur ndonjë metrikë. Zakonisht, vëllimi i gazit rritet për disa vite rresht pas përfundimit të investimit. Prandaj, më poshtë është paraqitur një vlerësim i vëllimeve të mundshme të transmetuara në vitin 2035 dhe është llogaritur një kapacitet metrikë/km.

		2035 (me përjashtim të projekteve të kushtëzuara)	2035 (përfshirë projektet e kushtëzuara)
Volumi i transportuar	GWh	37 696	46 398
	Mil. NCM	3 679	4 528
Gjatësia kryesore e tubacionit	Km	279	380

Metrika	GWh / km	2035	2035
		(me përjashtim të projekteve të kushtëzuara)	(përfshirë projektet e kushtëzuara)
		135.1	122.1

Tabela 22 – Metrikat e efektivitetit të investimeve të Albgaz

Metrika pak më e ulët për skenarin me projekte të kushtëzuara rezulton nga fakti që IAP fillon funksionimin e tij në 2031 dhe gazsjellësi UGS Dumrea - TAP në 2033, prandaj do të duhet pak kohë para se këto projekte të arrijnë shkallën e synuar të përdorimit.

Për krahasim, më poshtë e njëjta metrikë është llogaritur për disa OST të tjera (ne zgjedhim operatorë nga vende relativisht të vogla që ofrojnë shërbime transporti në tregun vendas dhe import/eksport)

Vendi		Greqi	Kroaci	Lituani	Estoni
TSO		Desfa	Plinacro	Ambergrid	Elering
Volumi	TWh	77.73	32.48	26.33	24.00
Gjatësia e sistemit të transmetimit	Km	1 465	2 544	2 280	977
Metrika	GWh/km	53.1	12.8	11.5	24.6

Burimi: Të dhënat e OST, Analiza e Konsulentit

Tabela 23 – Krahasimi i matjeve të efektivitetit të OST-ve

Krahasimi i metrikës së ALBGAZ-it me OST-të e tjera garanton efektivitet të lartë të rrjetit të ardhshëm të transmetimit të gazit dhe planit të investimit të propozuar (nën skenarin se flukset e parashikuara të gazit do të materializohen në vitet e ardhshme). Metrika e lartë rezulton edhe nga vizioni i Albgaz-it ku fokusi është bashkëpunimi rajonal dhe flukset rajonale (shumë më i lartë se sa mund të pritët nga konsumi vendas i gazit natyror).

Shtojca 1 – Plani i Investimeve sipas procedurës së ERE

Më poshtë është paraqitur Aneksi 1 sipas procedurës së ERE-s për paraqitjen dhe miratimin e planeve të investimit nga operatorët e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror (Vendimi i Bordit të ERE-s nr.18, datë 10.01.2018). Llogaritë janë në përputhje me Rregulloren për Sistemin e Unifikuar të Llogarive të Shoqërive të Rregulluara në Sektorin e Gazit Natyror (Vendimi i Bordit të ERE-s nr. 166, datë 04.11.2019).

Grupi i Aseteve	Përshkrimi i grupit të asetëve	Numri i Llogarisë	Koha e pritshme e vënies në punë	Vlera e pritshme e kapitalizuar (RAB)	Jetëgjatësia e pritshme	Amortizimi vjetor i pritshëm
			Viti	EUR 000	Vite	EUR 000
Infrastruktura GNL	Infrastruktura e Terminalit GNL ⁴	261 Albgaz / 213 Kompania e projektit të Terminalit GNL	2025	128,000	20	6,400
	Tubacioni TPP – Terminal GNL ⁵	261 Albgaz / 213 Kompania e projektit të Terminalit GNL	2025	2,269	55	41
Infrastruktura e import/eksportit	Tubacioni Vlora – Fier	261 Albgaz / 213 Kompania e projektit të tubacionit	2025	56,438	55	1,026
	Entry / exit points TAP në Fier 0.7 BCM/vit ⁶	261 Albgaz / 213 Kompania e projektit të tubacionit	2025	13,000	25	520

⁴ Investimi nga Kompania e Terminalit GNL

⁵ Investimi nga Kompania e Gazsjellësit

⁶ Investimi nga TAP dhe i dorëzohet Kompanisë së gazsjellësit Fier-Vlorë

Grupi i Aseteve	Përshkrimi i grupit të asetëve	Numri i Llogarisë	Koha e pritshme e vënies në punë	Vlera e pritshme e kapitalizuar (RAB)	Jetëgjatësia e pritshme	Amortizimi vjetor i pritshëm
	Entry / exit points TAP në Fier me kapacitet të shtuar në 2.8 BCM/vit ⁷	261 Albgaz / 213 Kompania e projektit të tubacionit	2025	13,000	25	520
	Entry / exit points TAP në Fier me kapacitet të shtuar në 5 BCM/vit ⁸	261 Albgaz / 213 Kompania e projektit të tubacionit	2028	10,000	25	400
	IAP - seksioni Kashar – Kufiri Shqipëri / Mal i Zi ⁹	261 Albgaz / 213 Kompania e projektit të IAP	2030	164,970	55	2,999
	Interkonektori me RMV	213	2029	31,298	55	569
Tubacionet kombëtarë	Tubacioni Tirana-Durres	213	2030	40,436	55	735
	Tubacioni Fier-Kashar, seksioni i IAP	213	2031	149,993	55	2,727
	Tubacioni Tirana - Elbasan	213	2033	33,655	55	612
	Zgjatimi nga Terminali/TPP në drejtim të zonës industriale Vlorë/fertilizuesit	213	2030	1,599	55	29

⁷ Investimi nga partnerët investues dhe i dorëzohet Kompanisë kundrejt kapaciteteve

⁸ Investimi nga partnerët investues dhe i dorëzohet Kompanisë kundrejt kapaciteteve

⁹ Investim i kompanisë IAP

Grupi i Aseteve	Përshkrimi i grupit të asetëve	Numri i Llogarisë	Koha e pritshme e vënies në punë	Vlera e pritshme e kapitalizuar (RAB)	Jetëgjatësia e pritshme	Amortizimi vjetor i pritshëm
	Degë të tjera drejt konsumatorëve	213	2027-2031	5,000	55	91
Depozitimi	Konektori Dumrea UGS - Kucova TAP entry / exit point dhe stacioni matës i UGS Dumrea	213	2033	20,863	55	379
IT	SCADA	206	2025	1,500	5	300
	TOTALI			672,020		17,349

Tabela 24: Shtojca 1 – Plani i Investimeve sipas procedurave të ERE për operatorët e transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror

Shtojca 2 – Treguesit ekonomikë të ALBGAS bazuar në Planin e Investimeve

Parashikime

Plani i Investimeve është punuar në monedhën EUR, për të shmangur diferencat e këmbimit valutor, bazuar në parashikimet si vijojnë:

Të Ardhurat

Në përputhje me Metodologjinë e Tarifës (Vendim ERE Nr.78/2017):

- 90% të kostove do ti alokohen tarifës fikse
- 10% të kostove do ti alokohen tarifës variabël
- 100% e tarifës do ti alokohet vetëm pikës së daljes (exit tariff)
- tarifatat e vitit T të korrektuara me kostot aktuale e vitit T-2
- amortizimi linear

- kthimi në bazën e rregulluar të aseteve – 7.8% (e krahasueshme me energjinë elektrike)

Një rritje e volumeve të gazit prej 5% janë parashikuar në 2031 disa përjashtime në skenaret bazë, të ulëta dhe të larta.

Financimi

- 40% e vlerës së investimeve të financuara nëpërmjet huave
- Huatë me kohëzgjatje maturimi 10-vjeçare
- 2% normë interesi nominale
- 1% fitime nga normat e interesit mbi paranë
- 15% normë e tatimit mbi të ardhurat e korporatës
- Është parashikuar që kompanitë e projektit do të paguajnë dividendë ALBGAZ-it, menjëherë pasi këto kompani do të kenë fitime dhe cash-floë pozitiv.

Kosto investimi

- Kosto investimi për njësi- tubacion (përfshirë materiale, punime, stacione valvulash dhe “pig traps”) me standarde:

- o PN84 DN300 (12”) - €690,000 / km;
- o PN84 DN400 (16”) - €940,000 / km;
- o PN84 DN500 (20”) - €1,089,000 / km;
- o PN84 DN600 (24”) - €1,179,000 / km.

- Vlera mesatare e tokës - €6 /m²
- Stacion matje në Kuçovë¹⁰ - €3,120,000
- Inflacion kostoje vjetore 2%

Komponentët e gazsjellësit¹¹ (përfshirë në koston për njësi të tubacionit/km):

¹⁰ Kuçova është pika e lidhjes së TAP-it për gazsjellësin që shkon në Depozitën Nëntokësore të Gazit, duke qenë pika e lidhjes së dy sistemeve të gazit që operohen nga dy operatorë të ndryshëm, për këtë arsye gazi që del nga një sistem dhe hyn në sistemin tjetër duhet të matet.

¹¹ Kostot e komponentëve janë vetëm për qëllime informative dhe duhet të merren parasysh me shumë kujdes. Në mënyrë tipike kuotimi bëhet pas dizajnit konceptual dhe varet nga lloji i shitësit.

- Kostoja e investimit të njësisë së komponentit të stacioneve të valvulave të bllokimit¹²:

- o PN84 DN200 (8") – 163,000 € / njësi
- o PN84 DN300 (12") - 193,000 € / njësi
- o PN84 DN400 (16") - 277,000 € / njësi
- o PN84 DN500 (20") - 350,000 € / njësi
- o PN84 DN600 (24") - 400,000 € / njësi

- Kostoja e investimit për njësi përbërëse të stacioneve të “pig traps”¹³:

- o PN84 DN200 (8") – 572,000 € / njësi
- o PN84 DN300 (12") - 676,000 € / njësi
- o PN84 DN400 (16") - 970,000 € / njësi
- o PN84 DN500 (20") - 1,224,000 € / njësi
- o PN84 DN600 (24") - 1,401,000 € / njësi

- Kostoja e investimit të njësisë së komponentit të stacionit të mbrojtjes katodike¹⁴:

- o PN84 DN200 (8") – 65,000 € / njësi
- o PN84 DN300 (12") - 77,000 € / njësi
- o PN84 DN400 (16") - 111,000 € / njësi
- o PN84 DN500 (20") - 140,000 € / njësi
- o PN84 DN600 (24") - 160,000 € / njësi

- Kostoja e investimit për njësi për kapacitetin e motorit MË të stacionit të kompresimit: 2,000,000 € - 4,000,000 € / MËe (mesatarisht 2,900 € / MËe kapaciteti i motorit).

- Kostoja e investimit për njësi të pajisjeve PRMS / rrjedha e gazit në orë: €2,000 - €16,000 për NCM / orë (mesatarisht €7,000 për NCM / orë).

- Kostoja e investimit për njësi të impiantit aromatizues: 70,000 € - 182,000 € / njësi.

- Kostoja e investimit për njësi të kromatografit të gazit të procesit: 220,000 € - 280,000 € / njësi.

- Kostoja e investimit për njësi të njehsorit të gazit me presion të lartë: 10,000 € - 90,000 € / njësi.

Investimet e Albgaz

Investimet e ALBGAS klasifikohen në tre grupe:

- Investimet e veta të Albgaz në tubacione (CAPEX).

¹² Stacionet e valvulave të bllokimit supozohet të instalohen çdo 20 km.

¹³ Stacionet “pig traps” supozohet të instalohen çdo 40-100 km.

¹⁴ Stacionet e mbrojtjes katodike supozohet të instalohen çdo 40 km.

- Investimet financiare të Albgaz-it në kompanitë e projektit që po ndërtojnë Terminalin LNG, Gazsjellësin Vlorë-Fier¹⁵ dhe pjesën e IAP-së nga Kashari deri në kufi.

- Pikat hyrëse/dalëse në TAP pranë Fierit, të cilat do të ndërtohen si më poshtë:

o Me TAP - deri në 0.7 BCM/vit - dhe i transferohet Kompanisë së Projektit Vlorë – Fier pa pagesë.

o Nga partnerët (dërguesit) - deri në një kapacitet deri në 5 BCM/vit - dhe i transferuar tek Shoqëria e Projektit Vlorë - Fier, kostoja e ndërtimit paguhet kundrejt tarifave të Kompanisë së Projektit në dy vitet e para pas ndërtimit të tyre.

Investimet e Albgaz	Komisionimi	Periudha e zhvillimit (vite)	DN	Gjatësia (Km)	Sipërfaqja e tokës [m ²]
Tubacioni Terminali – TPP në drejtim të zonës industriale Vlorë	2030	2	200 (8")	3	500
Projekti - Tubacioni Durrës-Tirana	2030	4	300 (12")	51	2,000
Projekti - Tubacioni Fier-Kashar (seksion i IAP)	2031	6	800 (32")	80	3,000
Projekti – Interkonektori me RMV	2029	4	200 (8")	60	2,000
Projekti – Tubacioni UGS Dumrea - TAP (Kucova)	2033	5	500 (20")	13	3,000
Projekti - Tubacioni Tirana-Elbasan	2033	4	300 (12")	40	1,500

Tabela 25: Investimet 100% të Albgaz

Investimet financiare të Albgaz (Kompanite e projektit)	% kuota e AG	Komisionimi	Kapitali vetjak i AG (€ 000)	Themelimi i Project Co
Project Co - LNG Terminal	10%	2025	7,680	2023
Project Co – Tubacioni Vlora-Fier	50%	2025	27,184	2023
Project Co - IAP (nga Kashar në Split)	10%	2031	9,898	2026

Tabela 26: Investimet financiare të Albgaz

¹⁵ Në ndryshim nga projeksionet e Konsulentit, ky tubacion do të jetë investim 100% nga buxheti i shtetit shqiptar duke nënkuptuar këtu një financim 100% të kapitalit vetjak të Albgaz. Albgaz do të jetë pronar i vetëm i këtij aseti.

Kompania e projektit Vlora – Fier TAP Hyrje / Dalje	CAPEX (€ 000)	Komisionimi	Transferuar te Kompania e projektit Vlora-Fier në përfundim të ndërtimit
Pika hyrëse/dalëse në Fier, 0.7 BCM / vit	13,000	2025	2024
Pika e potencuar hyrëse/dalëse në Fier, 2.8 BCM / vit	13,000	2025	2024
Pika e potencuar hyrëse/dalëse në Fier, 5 BCM / vit	10,000	2028	2027

Tabela 27: Pikat e hyrjes/daljes me TAP

OPEX dhe amortizimi:

- Kostot operative vjetore të infrastrukturës FSRU & FSRU – 3.5% e CAPEX
- Kostoja vjetore operative e tubacioneve – 3% e CAPEX
- Inflacioni vjetor i kostos – 2%, përveç pagave, përfitimeve dhe kontributeve sociale që janë 5% deri në vitin 2030
- Humbjet e gazit – 0.001% e gazit natyror të transportuar
- Periudha e amortizimit për infrastrukturën FSRU – 20 vjet
- Periudha e amortizimit për tubacionet – 55 vjet
- Periudha e amortizimit për avulluesit LNG/Rregullimi i presionit. & stacioni matës – 25 vjet.

Skenarët

Plani i Investimeve u modelua në 3 skenarë të rezervimit të vëllimeve dhe kapaciteteve, për çdo projekt investimi gazsjellësi, siç paraqitet më poshtë. Skenari bazë supozohet të jetë më i mundshmi.

Projektet	Skenari bazë	Skenari i ulët	Skenari i lartë
Gazsjellësi Vlora-Fier	1,5 BCM në 2025, duke u rritur në 2,5 BCM nga 2030 Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.	1 BCM në 2020, duke u rritur në 2 BCM nga 2030 Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.	1,5 BCM në 2025, duke u rritur në 4 BCM në 2032 Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.

Gazsjellësi TAP-TPP Vlorë	297 MË TEC nga viti 2025 (70% shfrytëzim)	297 MË nga 2025 (60% shfrytëzim)	297 MË nga 2025 (80% shfrytëzim)
Gazsjellësi Terminali – TPP Vlorë në zgjatim të zonës industriale Vlorë/impianit fertilizimi	709 GWh në 2030 90% shfrytëzim kapaciteti	15% më pak volum 90% shfrytëzim kapaciteti	+20% më shumë volum Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.
Gazsjellësi Durrës-Tiranë	102 GËh në 2030 35% shfrytëzim kapaciteti	15% më pak volum 35% shfrytëzim kapaciteti	+20% më shumë volum Shfrytëzimi i kapacitetit 35%.
Gazsjellësi Fier - Kashar (seksion i IAP)	100 000 MWh në vitin e parë, viti i dytë +0,5 BCM për eksportin IAP, me rritje 10% në vit Shfrytëzimi i kapaciteteve 30% në vitin e parë, 90% nga viti i dytë	100 000 MWh në vitin e parë, më vonë rritje me 5% në vit, nuk ka vazhdim të ndërtimit të IAP Shfrytëzimi i kapacitetit 30%.	100 000 MËh në vitin e parë, vitin e dytë +0,8 BCM për eksportin IAP, me rritje 10% në vit Shfrytëzimi i kapaciteteve 30% në vitin e parë, 90% nga viti i dytë
Interkonektori me RMV	0,1 BCM në 2029, duke u rritur në 0,3 BCM nga 2034 Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.	0,05 BCM në 2029, duke u rritur në 0,3 BCM nga 2037 Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.	0,1 BCM në 2029, duke u rritur në 0,5 BCM nga 2035 Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.
Gazsjellësi UGS Dumrea - TAP (Kuçova)	Vëllimi që korrespondon me shfrytëzimin e kapacitetit (857 MWh/h në 2033) Kapaciteti 40% në 1 vit, më vonë +7% çdo vit	Vëllimi që korrespondon me shfrytëzimin e kapacitetit (750 MWh/h në 2033) Kapaciteti 35% në 1 vit, më vonë + 5% çdo vit	Vëllimi që korrespondon me shfrytëzimin e kapacitetit (857 MWh/h në 2033) Kapaciteti 40% në 1 vit, duke arritur në 100% në vitin e 5-të
Gazsjellësi Tiranë-Elbasan	70 milion NCM në 1 vit, më vonë norma e rritjes 5% Shfrytëzimi i kapacitetit 35%.	20% më pak se në skenarin BAZË Shfrytëzimi i kapacitetit 35%.	20% më shumë se në skenarin BAZË Shfrytëzimi i kapacitetit 90%.

Tabela 28: Skenarët sipas projekteve investive, sipas vëllimeve dhe kapaciteteve të shfrytëzimit të tubacioneve

Financat e ALBGAS – Skenari bazë

Të ardhurat

Të ardhurat e Albgaz për periudhën 2023 – 2044 pritet të arrijnë në 530 milionë euro. Rënia graduale e të ardhurave duke filluar nga viti 2035 është për faktin se në Planin e Investimeve nuk llogariten investimet shtesë që pritet të kryejë Albgaz pas vitit 2032. Pavarësisht se rritja e pritshme e vazhdueshme e vëllimeve të gazit të transmetuar, ato nuk kompensojnë reduktimin e kthimit të

aplikuar në një bazë aktivesh më të vogël të rregulluar (për shkak të amortizimit), si për investimet e veta të Albgaz ashtu edhe për shoqëritë e projektit (dividendët që do të merren nga Albgaz).

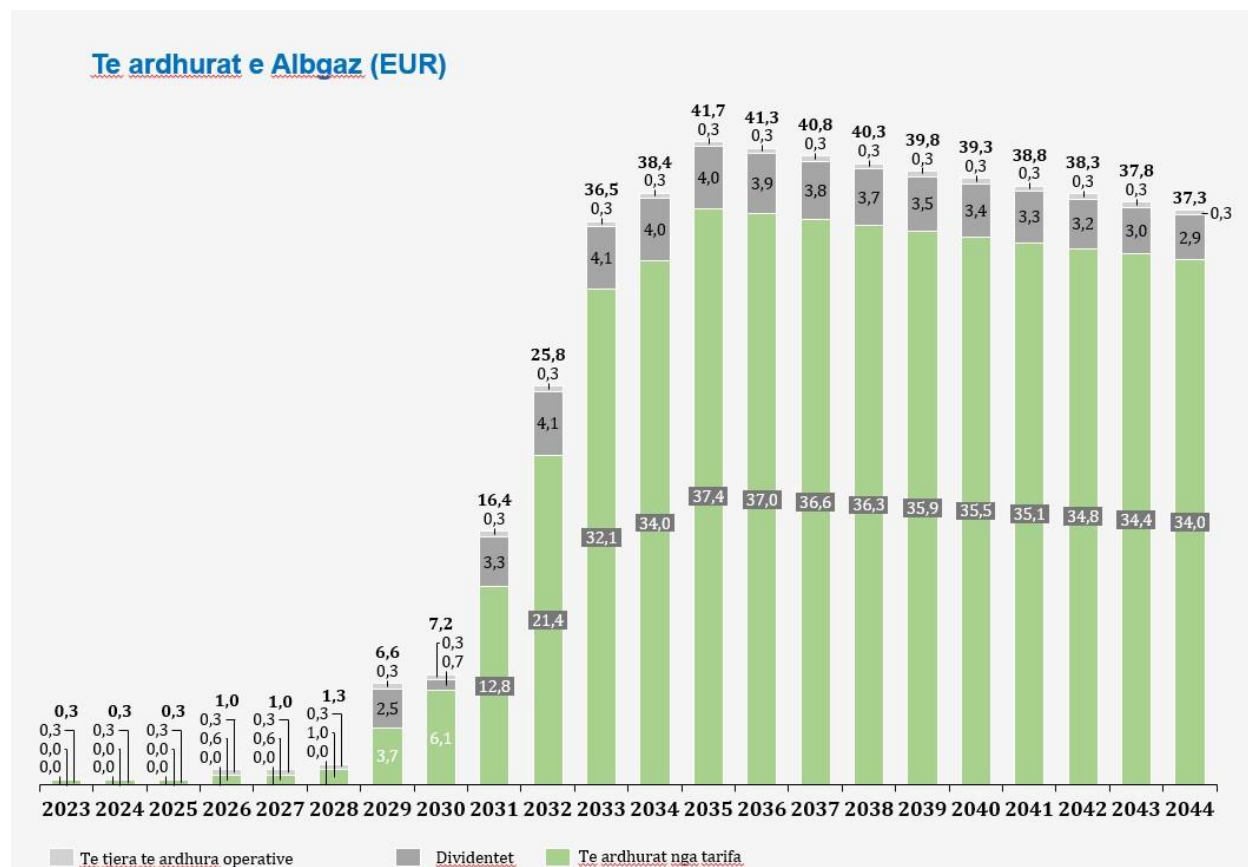


Figura 22: Të ardhurat e Albgaz sipas skenarit bazë

Tarifat mesatare sipas intervaleve kohore, të llogaritura në bazë të Metodologjisë së Tarifave (pa marrë parasysh përjashtimet) janë paraqitur në tabelën e mëposhtme:

Projektet	2025-2028	2028-2032	2033-2044
Terminali GNL (Project Co)	€3.39	€2.27	€1.53
Tubacioni Vlora - Fier (incl. pipeline to TPP) (Project Co)	€0.28	€0.30	€0.25

Projektet	2025-2028	2028-2032	2033-2044
Albgaz transmission pipelines	-	€3.145	€2.065

Tabela 29: Tarifat mesatare për periudhë sipas skenarit bazë

Për periudhën 2023 – 2044, Albgaz pritet të marrë dividendë në vlerën 56 milionë euro. Sipas ligjit fiskal shqiptar, nuk zbatohet tatimi në burim për dividendët e paguar nga shoqëritë e projektit për Albgaz pasi të ardhurat nga dividendët do të taten në Albgaz si të ardhura nga biznesi, subjekt i tatimit 15% mbi fitimin.

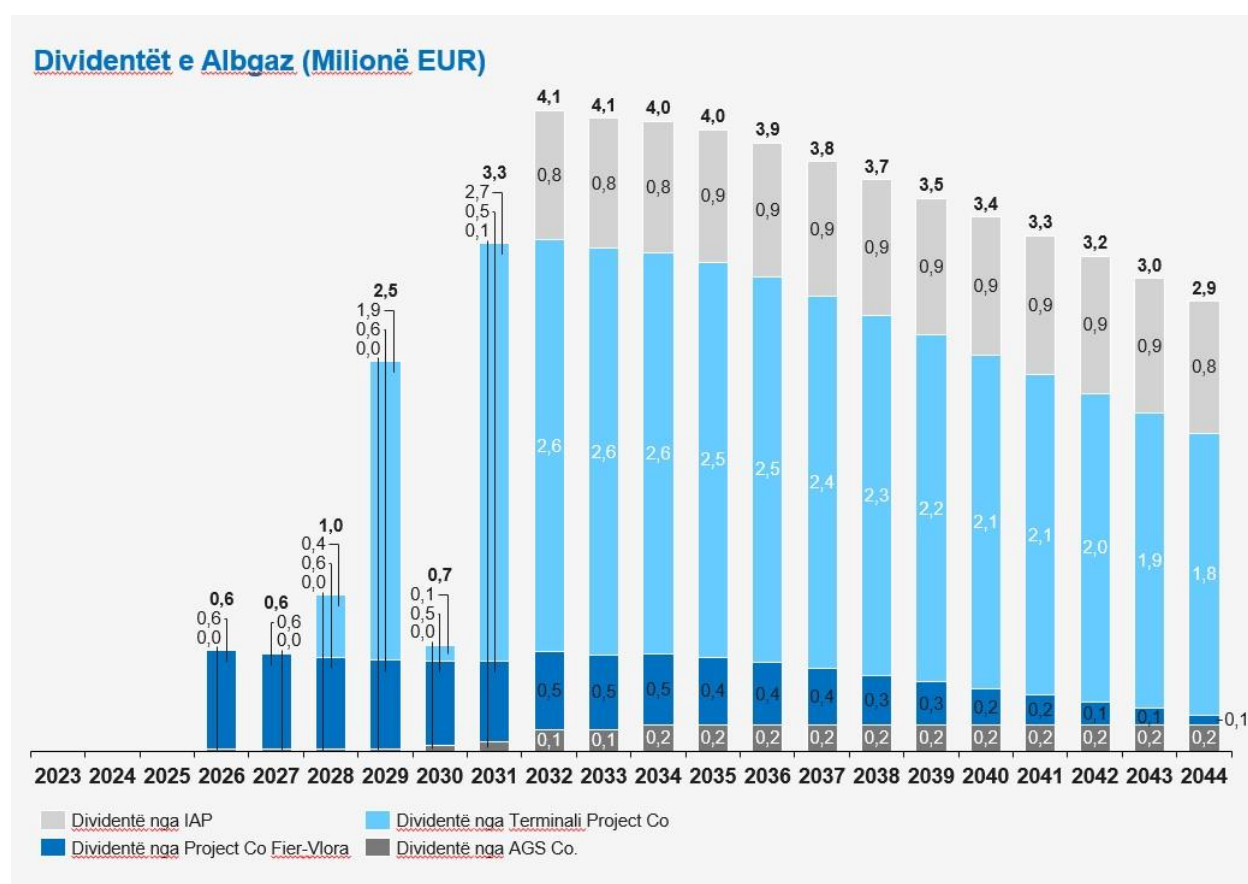
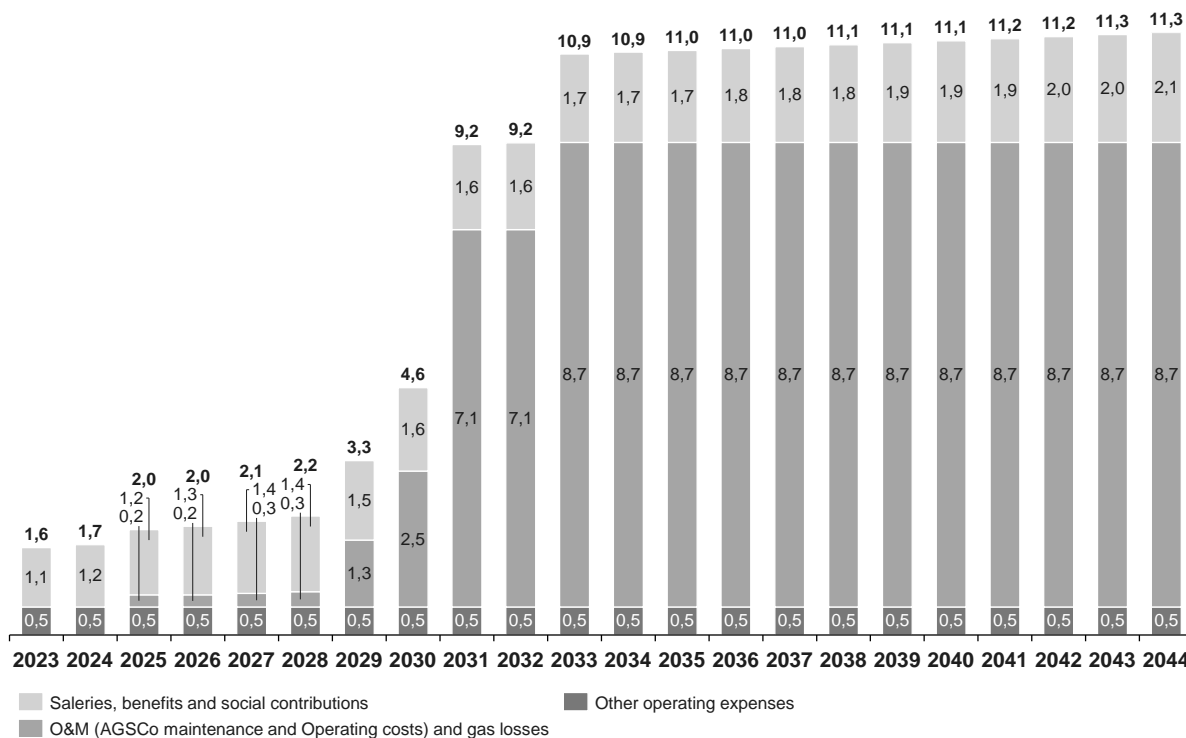


Figura 23: Dividentët Albgaz 2023 – 2044

Shpenzimet operative

Shpenzimet operative të ALBGAZ (pa përfshirë amortizimin, interesat dhe taksat) gjatë periudhës 2023 - 2044 vlerësohen të arrijnë në 171 milionë euro.

Albgaz operating expenditure (million EUR)



Note: Other operating expenses represent Albgaz' operating costs of 2021
Source: Albgaz and investment partners' data, Consultant analysis

Figura 24: OPEX Albgaz 2023 – 2044 (Skenari bazë)

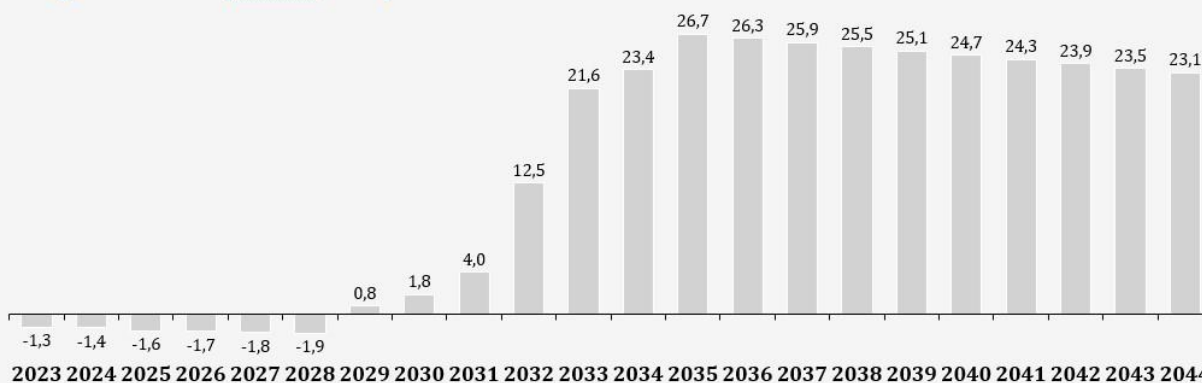
EBITDA dhe fitimi neto

Gjatë periudhës 2023 – 2044, EBITDA vlerësohet të jetë 303 milionë euro, ndërsa fitimi neto, përfshirë dividendët e marrë nga kompanitë e projektit, në 225 milionë euro.

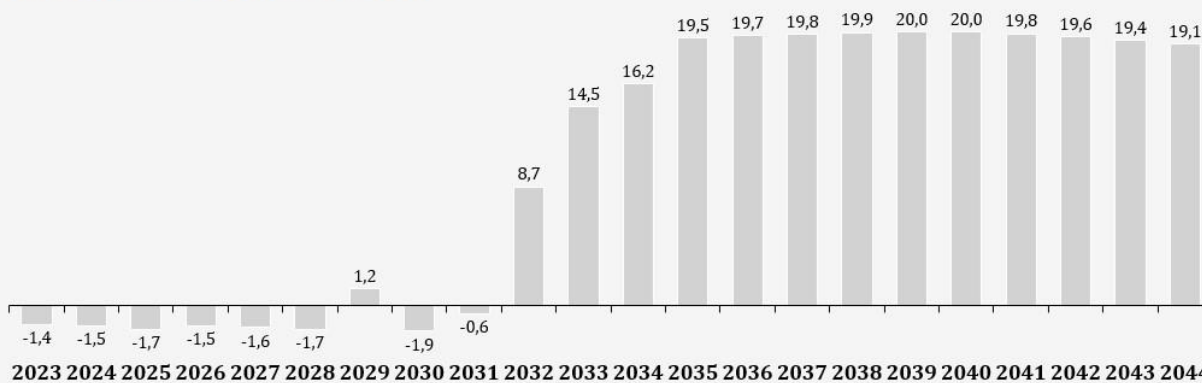
Rënia graduale e lehtë e EBITDA duke filluar nga viti 2036 është për faktin se Plani i Investimeve është përgatitur për periudhën 2023 – 2032, kështu që nuk përfshihen investime shtesë në planin financiar pas vitit 2032. Pavarësisht rritjes së pritshme të vazhdueshme të vëllimeve të gazit të

transportuar, ato nuk kompensojnë reduktimin e kthimit të aplikuar në një bazë më të vogël aktivesh të rregulluar (për shkak të amortizimit), si për investimet e veta të ALBGAS ashtu edhe për kompanitë e projektit (dividentët që do të jenë marrë nga ALBGAS).

Albgaz EBITDA (milion EUR)



Albgaz fitimi neto (milion EUR)



Burimi: Albgaz dhe Konsulentit

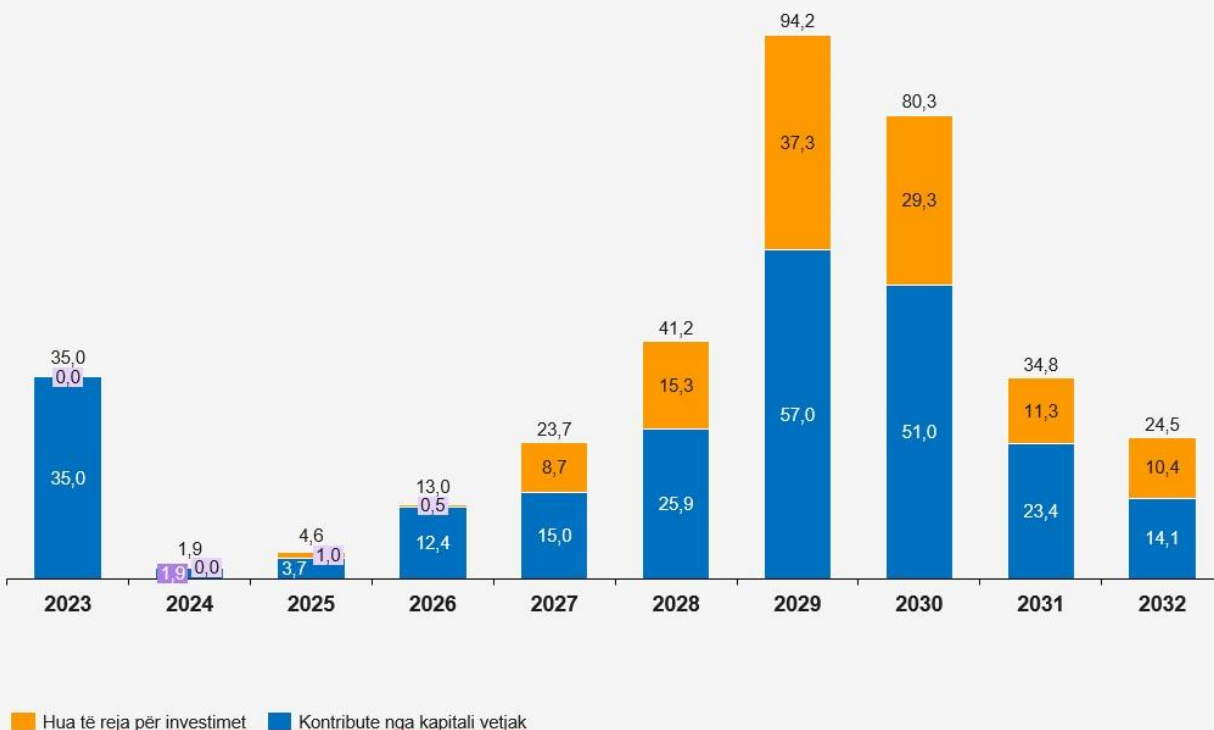
Figura 25: EBITDA dhe fitimi neto të Albgaz 2023-2044 (skenari bazë)

Burimet e financimit

Modeli i Planit të Investimeve supozon se investimet do të financohen 40% nga kreditë dhe 60% nga kapitali. Raporti i levës është më i ulët se niveli normal për projektet e infrastrukturës (zakonisht 50-60%) për faktin se ALBGAS është një kompani e re pa vlera të rëndësishme bilanci dhe mund të jetë e vështirë për të mbledhur fonde pa garanci shtetërore. Megjithatë, në rast se partnerë me reputacion të industrisë së gazit natyror përfshihen në projektet e investimeve dhe

kapacitetet e projekteve janë të rezervuara për periudha të gjata kohore, raporti i levës mund të jetë më i lartë.

Burimet e financimit të Albgaz (Milionë EUR)



Source: Albgaz and investment partners' data, Consultant analysis

Figura 26: Burimet e financimit të Albgaz 2023 – 2032 për të përballuar Planin e Investimeve (skenari bazë)

Gjatë periudhës 2023 – 2032, ALBGAZ do të duhet të sigurojë burime financimi në vlerën 352 milionë euro, nga të cilat 320 milionë euro do të mbulojnë paratë e nevojshme për aktivitetet investuese (CAPEX) dhe pjesa tjetër pritet të mbulojë kostot operative (OPEX) të ALBGAZ, deri në arritjen e EBITDA në një nivel të qëndrueshëm. EBITDA e përgjithshme e akumuluar gjatë viteve 2023 – 2032 është vetëm 9 milion €, investimet do të fillojnë të sjellin disa rezultate vetëm në vitin 2030 (2 milion €) dhe për të kaluar 20 milion € në vit vetëm duke filluar nga viti 2033.

Një arsye për një nevojë kaq të madhe financimi është shtyrja e të ardhurave bazuar në Metodologjinë e Tarifave, pra ERE do të njihet në tarifën e vitit T kostot që i përkasin vitit T-2.

Në të vërtetë, sipas Metodologjisë aktuale të Tarifave, fillimisht tarifat do të llogariteshin në bazë të kostove të parashikuara, megjithatë ERE mund të korrigjojë të ardhurat dhe tarifat e rregulluara për vitin T, bazuar në kostot reale të bëra gjatë vitit T-2.

Ndarja e propozuar e burimeve të financimit është: 239 milionë euro kontribute kapitali nga pronarët e ALBGAS dhe 113 milionë euro kredi. Megjithatë, në rast se mund të përdoret një raport më i madh i levës, vlera e kontributeve të kapitalit neto (vetjak) mund të ulët.

Variacioni i kapaciteteve, vëllimeve dhe tarifave të tubacioneve në skenarë me kërkesë të ulët dhe të lartë

Duke qenë se në përputhje me metodologjinë tarifore, kostot e ndërtimit dhe funksionimit të tubacioneve njihen plotësisht, në rast të vëllimeve më të ulëta të gazit natyror, tarifat do të rriten për të llogaritur vëllime më të ulëta. Kështu, në skenarët e tjerë të kërkesës, të ardhurat e ALBGAS-it, shpenzimet operative dhe EBITDA janë të ngjashme me ato të regjistruara në skenarin bazë, por tarifat janë dukshëm të ndryshme.

Vëllimet mesatare vjetore për skenarët bazë, të ulët dhe të lartë janë paraqitur më poshtë:

Volumet mesatare vjetore (GËh)	Skenari bazë			Skenari i ulët			Skenari i lartë		
	2025-2028	2028-2032	2032-2044	2025-2028	2028-2032	2032-2044	2025-2028	2028-2032	2032-2044
Tubacioni Vlora-TPP	4,658	4,875	5,081	3,993	4,166	4,331	5,324	5,584	5,831
Tubacioni Vlora-Fier	20,292	27,620	28,183	4,655	21,983	2,547	22,949	39,054	45,093
Zgjatimi te impianti fertiliz.	-	709	709	-	603	603	-	851	851
Tubacioni Durres-Tirana	-	107	157	-	91	133	-	129	188
Tubacioni Fier-Kashar (seksioni i IAP)	-	2,918	11,245	-	103	146	-	4,609	17,875

Volumet mesatare vjetore (GËh)	Skenari bazë			Skenari i ulët			Skenari i lartë		
	2025-2028	2028-2032	2032-2044	2025-2028	2028-2032	2032-2044	2025-2028	2028-2032	2032-2044
Interkonektori me RMV	-	1,804	3,344	-	1,092	3,088	-	2,255	5,449
Tubacioni UGS Dumrea-TAP (Kucova)	-	-	1,546	-	-	1,204	-	-	2,269
Tubacioni Tirana-Elbasan	-	-	1,047	-	-	837	-	-	1,256
Tubacioni Kashar – kufiri i Republikës (seksioni i IAP)	-	2,918	11,245	Nuk eshte konsideruar ne kete skenar			-	4,609	17,875

Tabela 30: Volumet e tubacionit sipas skenarëve

Kapacitetet mesatare vjetore për skenarët bazë, të ulët dhe të lartë janë paraqitur më poshtë:

Kapaciteti mesatar vjetor (MËh / h)	Skenari bazë			Skenari i ulët			Skenari i lartë		
	2025-2028	2028-2032	2032-2044	2025-2028	2028-2032	2032-2044	2025-2028	2028-2032	2032-2044
Tubacioni Vlora-TPP	760	830	897	760	816	870	760	845	925
Tubacioni Vlora-Fier	2,574	3,503	3,575	1,859	2,788	2,860	2,911	4,954	5,720
Zgjatimi te impianti fertiliz.	-	90	90	-	76	76	-	108	108
Tubacioni Durres-Tirana	-	35	51	-	30	43	-	42	61
Tubacioni Fier-Kashar (seksioni i IAP)	-	383	1,426	-	39	56	-	597	2,267
Interkonektori me RMV	-	229	424	-	139	392	-	286	691
Tubacioni UGS Dumrea-TAP (Kucova)	-	-	1,277	-	-	994	-	-	1,874
Tubacioni Tirana-Elbasan	-	-	341	-	-	273	-	-	410
Tubacioni Kashar – kufiri i Republikës (seksioni i IAP)	-	383	1,426	-	-	-	-	597	2,267

Tabela 31: Kapacitetet e gazsjellësve sipas skenarëve

Variacioni i tarifave në rastin e skenarëve Bazë, të ulët dhe të lartë është paraqitur në tabelën e mëposhtme:

Tarifat vjetore mesatare (€ / MËh)	Skenari bazë			Skenari i ulët			Skenari i lartë		
	2025-2028	2028-2032	2032-2044	2025-2028	2028-2032	2032-2044	2025-2028	2028-2032	2032-2044
Terminali GNL (Project Co)	€3.39	€2.27	€1.53	€ 4.57	€ 2.95	€ 2.36	€ 3.04	€ 1.69	€ 0.99

Tarifat vjetore mesatare (€ / MËh)	Skenari bazë			Skenari i ulët			Skenari i lartë		
	2025-2028	2028-2032	2032-2044	2025-2028	2028-2032	2032-2044	2025-2028	2028-2032	2032-2044
Tubacioni Vlora -Fier (përfshirë tubacionin me TPP) (Project Co)	€0.28	€0.30	€0.25	€ 0.37	€ 0.38	€ 0.31	€ 0.24	€ 0.22	€ 0.17
Linjat e tjera të transmetimit të Albgaz		€3.145	€2.065		€ 6.36	€ 5.98		€ 2.62	€ 1.34

Tabela 32: Tarifat sipas skenarëve

Mund të vihet re se në rastin e skenarit me kërkesë të ulët, tarifat e gazsjellësit të ALBGAZ janë shumë të larta, duke kaluar 5 €/MWh, gjë që mund të krijojë një pengesë të konsiderueshme për shfrytëzimin e rrjetit. Në këtë rast, do të ishte i nevojshëm një rishikim domethënës i projekteve, për të përzgjedhur vetëm ato projekte që janë shumë efikase, për të çuar vlerën e tarifave në nivele të qëndrueshme.