

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

თამარ შოშიაშვილი

საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სატრანზიტო როლი  
ევროპის გაზის სამხრეთი დერეფანის განვითარებაში

წარმოდგენილია დოქტორის აკადემიური ხარისხის  
მოსაპოვებლად

სადოქტორო პროგრამა “ენერგეტიკა და ელექტროინჟინერია”

შიფრი 0405

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

თბილისი, 0175, საქართველო

ივნისი, 2016 წელი

საავტორო უფლება © 2016 წელი, თამარ შოშიაშვილი  
თბილისი 2016 წელი

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი  
ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი

ჩვენ, ქვემოთ ხელისმომწერნი ვადასტურებთ, რომ გავეცანით შოშიაშვილი თამარის მიერ შესრულებულ სადისერტაციო ნაშრომს დასახელებით: „საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სატრანზიტო როლი ევროპის გაზის სამხრეთი დერეფანის განვითარებაში“ და ვაძლევთ რეკომენდაციას საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის სადისერტაციო საბჭოში მის განხილვას დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად.

ივნისი, 2016

ხელმძღვანელი: პროფესორი

ი.ლომიძე

რეცენზენტი: პროფესორი

---

დ. ნამგალაძე

რეცენზენტი: პროფესორი

---

თ.ჯავახიშვილი

---

ავტორი: შოშიაშვილი თამარი  
დასახელება: საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების  
სატრანზიტო როლი ევროპის გაზის სამხრეთი  
დერეფანის განვითარებაში  
ფაკულტეტი : ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი  
აკადემიური ხარისხი: დოქტორი  
სხდომა ჩატარდა: ივნისი, 2016

ინდივიდუალური პიროვნებების ან ინსტიტუტების მიერ  
ზემომოყვანილი დასახელების დისერტაციის გაცნობის მიზნით მოთხოვნის  
შემთხვევაში მისი არაკომერციული მიზნებით კოპირებისა და გავრცელების  
უფლება მინიჭებული აქვს საქართველოს ტექნიკურ უნივერსიტეტს.

---

ავტორის ხელმოწერა

ავტორი ინარჩუნებს დანარჩენ საგამომცემლო უფლებებს და არც  
მთლიანი ნაშრომის და არც მისი ცალკეული კომპონენტების გადაბეჭდვა ან  
სხვა რაიმე მეთოდით რეპროდუქცია დაუშვებელია ავტორის წერილობითი  
ნებართვის გარეშე.

ავტორი ირწმუნება, რომ ნაშრომში გამოყენებული საავტორო  
უფლებებით დაცული მასალებზე მიღებულია შესაბამისი ნებართვა (გარდა იმ  
მცირე ზომის ციტატებისა, რომლებიც მოითხოვენ მხოლოდ სპეციფიურ  
მიმართებას ლიტერატურის ციტირებაში, როგორც ეს მიღებულია სამეცნიერო  
ნაშრომების შესრულებისას) და ყველა მათგანზე იღებს პასუხისმგებლობას.

*ვუბღვნი ყველა იმ ადამიანს, ვისაც ცხოვრებისეული სირთულეები  
გამოწვევად მიუღია და მათი დაძლევისთვის უბრძოლია!*

## რეზიუმე

სადისერტაციო ნაშრომში განცილულია საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სატრანზიტო როლი ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანის განვითარებაში.

ნაშრომში მოცემულია კასპიის გაზის რესურსების ევროპაში საექსპორტო მარშრუტები, მათი ეკონომიკური და ტექნიკური ანალიზი. ძირითადი აქცენტი გაკეთებულია აზერბაიჯანისა და თურქმენეთის გაზის საბადოების დამუშავების და გაზის მოპოვების პერსპექტივებზე. ვინაიდან გაზის სამხრეთ დერეფანის კონცეფცია კასპიის რეგიონიდან ამ ორი ქვეყნის გაზის რესურსებს მოიაზრებს, როგორც მიწოდების წყაროს, აქცენტის გაკეთება აზერბაიჯანისა და თურქმენეთის გაზის რესურსებზეც, ამან განაპირობა. აგრეთვე, განხილულია კასპიის რეგიონის ამ ორ ქვეყანაში არსებული მაგისტრალური გაზსადენები, რომლებიც მათ მეზობელ ქვეყნებთან აკავშირებთ და შესაბამისად, გამოიყენება ან/და პერსპექტივაში შესაძლოა გამოყენებული იყოს, როგორც გაზის ექსპორტის ტექნიკური შესაძლებლობა. განხილულია ის პერსპექტიული საექსპორტო გაზსადენების პროექტები, რომლებიც მუშავდება ან/და უკვე დამუშავებულია კასპიის რეგიონში მოპოვებული, გაზრდილი გაზის მოცულობების ექსპორტისათვის აზიისა და ევროპის ქვეყნებში.

ნაშრომში წარმოდგენილია ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანის კონცეფცია. კერძოდ, მოცემულია ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანის ძირითადი პროექტების მიმოხილვა, მათი ტექნიკური და ეკონომიკური პარამეტრები. მათ შორის, სამხრეთ კავკასიური მისლადენის გაფართოების, ტრანს-ანატოლიის გაზსადენისა და ტრანს-ადრიატიკის გაზსადენის პროექტები, რომლებმაც კასპიის (ამ ეტაპზე აზერბაიჯანული) გაზის ევროპაში ტრანზიტი უნდა უზრუნველყონ, მათ შორის საქართველოს ტერიტორიაზე დაგეგმილი სამშენებლო სამუშაოების მიმოხილვა და მოსალოდნელი შედეგები. აგრეთვე, აღწერილია ის ინტერკონექტორები, რომელთა საშუალებითაც შესაძლებელი იქნება ევროპაში კასპიის გაზის ბაზრის გეოგრაფიის გაზრდა. განხილულია გაზის სამხრეთ დერეფანის კონცენფიის პრაქტიკული განხორციელებისათვის სასიცოცხლოდ მნიშვნელოვანი დოკუმენტი - საბოლოო საინვესტიციო გადაწყვეტილება, რომელმაც უზრუნველყო პროექტის ფინანსური სტაბილურობა და გამოავლინა ის კონტრაქტორი კომპანიები, რომლებმაც ევროპაში აზერბაიჯანული გაზის შესყიდვის გრძელვადიანი კონტრაქტების გაფორმების სურვილი გამოთქვეს.

ნაშრომში მოცემულია ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანში ჩართული ქვეყნების გაზის სექტორების მიმოხილვა. განხილულია სამხრეთ დერეფანში ჩართული სატრანზიტო ქვეყნების (თურქეთი, ბულგარეთი, საბერძნეთი,

იტალია) გაზის ბაზრის სტრუქტურა, მათი მოთხოვნა-მიწოდების ბალანსი, გაფორმებული გრძელვადიანი გაზის კონტრაქტები, ამ ქვეყნებში არსებული მაგისტრალური და სატრანზიტო მილსადენები და დაგეგმილი პროექტები, რომლებიც, თავის მხრივ, ხელს შეუწყობენ სამხრეთ დერეფნით ჩატანილი გაზის გაყიდვას ევროპაში ან შესაძლოა, კონკურენცია გაუწიონ კასპიის გაზის რეალიზაციას. ამასთან, განხილულია ამ ქვეყნებში გაზის სექტორში 2014 წელს განვითარებული ტენდენციები და გაზის ძირითადი მიმწოდებლები. ასევე, ქვეყნების ენერგობალანსებში გაზის წილი და მისი ცვალებადობის ტენდენციები. ამასთან, მოცემულია სატრანზიტო ქვეყნებში ჯერჯერობით ერთადერთი გაზის სავაჭრო პუნქტის (ჰაბის) მუშაობის სპეციფიკა, გაზის ბირჟაზე ვაჭრობის არსი და ძირითადი რეჟიმები.

ნაშრომში წარმოდგენილია საქართველოს გაზის ბაზრის ტექნიკური და კომერციული ანალიზი. ახლადშენებული და ძველი მაგისტრალების გეოგრაფიისა და მნიშვნელობის მიხედვით შემუშავებულია. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების ახალი კლასიფიკაცია სამ ჯგუფად. განხილულია საქართველოში გაზსადენების სისტემაში დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები. მოცემულია საქართველოს გაზის ბაზრის სტრუქტურა, მისი ძირითადი შემადგენელი გაზის კომპანიების ფუნქცია-მოვალეობები და როლი გაზის ბაზრის გამართულ მუშაობაში. გაკეთებულია 2014 წლის მონაცემთა ანალიზი და წინა წლებში განვითარებული ტენდენციების მიმოხილვა. განმარტებულია ე.წ. „სოციალური სექტორის“ და ე.წ. „ქართული გაზის“ ცნებები.

ნაშრომის ბოლო თავში მოცემულია სადისერტაციო ნაშრომის პრაქტიკული ნაწილი, კერძოდ, პესიმისტური და ოპტიმისტური სცენარებით გაკეთებული პროგნოზები. სცენარის შემუშავება ეყრდნობა კომერციულ სექტორში გაზის მოხმარების დინამიკას. ვინაიდან მოხმარების დინამიკა კორელირებულია წარმოებული პროდუქციის ზრდათან, რასაც, თავის მხრივ, ძირითადად, განაპირობებს ხოლმე ეკონომიკური კრიზისების შედეგები, გაზის მოხმარების პროგნოზირებისას გათვალისწინებულია ორი სცენარი - ეკონომიკური კრიზისის გამეორების ვერსია (პესიმისტური სცენარი) და ეკონომიკის და შესაბამისად, კომერციული სექტორის განვითარება ეკონომიკური კრიზისის გარეშე (ოპტიმისტური სცენარი).

გაკეთებული ანალიზის შედეგად, ნაშრომის ბოლოს, გაკეთებულია შემდეგი დასკვნები:

1. საქართველოს ელექტროენერგეტიკის სექტორმა მაქსიმალურად უნდა აითვისოს ქვეყნის ჰიდრორესურსები, პრიორიტეტად უნდა იქნეს მიჩნეული განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარება და ენერგოეფექტური სისტემების დანერგვა.

2. გაზის მოხმარებაში ელექტროენერჯის გენერაციის წილის შემცირებით გაიზრდება ე.წ. „იაფი“ გაზის მოცულობა, რაც მისი კომერციალიზაციის შესაძლებლობას გააჩენს. ეს კი, თავის მხრივ, გაზრდის კონკურენციას კომერციული გაზის სექტორში და უზრუნველყოფს სახელწიფოსთვის დამატებით შემოსავალს.

3. მიზანშეწონილია „GazExport“-თან გაფორმებული სატრანზიტო კონტრაქტის პირობების შენარჩუნება, ვიდრე „დეროგაციის“ უფლება ამის შესაძლებლობას იძლევა.

4. კონკურენტული ბაზარი და პროდუქტის დერეგულირებული მიწოდება ხელს შეუწყობს საქართველოში გაზის დეფიციტის ნაწილობრივ შევსებას და შესაძლებლობას მისცემს ბაზრის მონაწილეებს მაქსიმალურად ხელსაყრელ ფასად შეძლონ წარმოქმნილი დეფიციტის შევსება. ამის წინაპირობა შეიძლება გახდეს სამხრეთ კავკასიური მილსადენის სრული დატვირთვით ამოქმედება.

5. მიზანშეწონილია 2020 წლისთვის გადაიხედოს SOCAR-თან გაფორმებული კონტრაქტის და მემორანდუმის პირობები იმ მიზნით, რომ საქართველომ შეძლოს თავისი სიმძლავრეების, მათ შორის, სამგორის სამხრეთ თაღზე ასაგები მიწისქვეშა გაზსაცავის მართვა.

6. გაზის ნაკადების გადამისამართების შესაძლებლობის რეალიზაციის და გაზომომარაგების საიმედოობის ამაღლების მიზნით უნდა გაგრძელდეს და მისაღებ ვადებში დასრულდეს საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების რეაბილიტაცია-მშენებლობა. ამის რეალური ბერკეტი შეიძლება გახდეს, აგრეთვე, სამხრეთ კავკასიური მილსადენიდან გაზის მიღების მეორე პუნქტის მოწყობა, ახალი შემომვლელის (ინტერკონექტორი თურქეთთან) მშენებლობა და სხვა.

გაკეთებული დასკვნების საფუძველზე მომზადებულია შემდეგი რეკომენდაციები:

- სამხრეთ კავკასიური მილსადენის დროული და სრული დატვირთვით ამოქმედების მაქსიმალური ხელშეწყობა;
- სამხრეთ კავკასიურ მილსადენზე გაზის მიღების მეორე პუნქტის (ე.წ. off-take-ის) მოწყობა 2025 წლისთვის.
- SOCAR-თან გაფორმებული კონტრაქტისა და მემორანდუმის პირობების გადახედვა 2020 წლისათვის;
- გამტარუნარიანობის გაზრდის და გაზომომარაგების ჩიხური სისტემიდან მაღალი საიმედოობის წრიული (რგოლური) გაზომომარაგების სისტემაზე გადასვლის მიზნით, მაგისტრალური გაზსადენების რეაბილიტაცია-მშენებლობის გაგრძელება.

## **Abstract**

The Dissertation Thesis reviews the transit role of main gas pipelines of Georgia in the development of Europe's Southern Gas Corridor.

The export routes of Caspian gas resources to Europe, their economic and technical analysis are provided in the Thesis. The primary focus is made on the prospects of processing gas fields of Azerbaijan and Turkmenistan and gas production from these fields. As the Southern Gas Corridor concept considers gas resources of these two countries from the Caspian region as the sources of supply, this has predetermined making a focus on gas resources of Azerbaijan and Turkmenistan. The main gas pipelines in these two counties of the Caspian region connecting them to neighboring countries and accordingly, being used and/or which may be used as the technical means of gas export are also reviewed. The prospective export gas pipeline projects are reviewed which are being processed and/or have already been processed for export of increased gas volumes produced in the Caspian region to the Asian and European countries.

The Europe's Southern Gas Corridor concept is presented in the Thesis, in particular, the main projects of Europe's Southern Gas Corridor, their technical and economic parameters are reviewed, including the South Caucasian Pipeline Extension, Trans-Anatolian Pipeline and Trans Adriatic Pipeline projects which should ensure transit of Caspian (at this stage, Azerbaijani) gas to Europe, including review of the construction works planned on the territory of Georgia and expected results. The interconnectors which will allow to increase the Caspian gas market geography in Europe are described. The document is vitally important for practical implementation of the Southern Gas Corridor concept – the Final Investment Decision is reviewed which has ensured the financial viability of the projects and identified the contractor companies which have expressed their willingness to conclude long-term contracts on purchase of Azerbaijani gas in Europe.

The review of gas sectors of countries involved in Europe's Southern Gas Corridor is provided in the Thesis. The gas market structure of transit countries involved in the Southern Corridor (Turkey, Bulgaria, Greece, Italy), their demand-supply balance, concluded long-term gas contracts, the main and transit pipelines and planned projects in these countries are reviewed which on their part will facilitate sale of gas transited via the Southern Corridor to Europe or may compete with sale of the Caspian gas. Also, the



tendencies observed in gas sector in these countries in 2014 and the main gas suppliers are reviewed. The share of gas in the energy balance of countries and their changeability tendencies are reviewed. The specific nature of operation of the sole gas trading point (hub) in transit countries, the essence and basic regimes of trading at the gas hub are provided.

Technical and commercial analysis of the Georgian gas market is provided in the Thesis. A new classification of main gas pipelines of Georgia into three groups is developed based on geography and significance of the newly built and old main pipelines. The infrastructure projects planned in the Georgian gas pipeline system are reviewed. The Georgian gas market structure, functions and duties of the main gas companies and their role in efficient operation of the gas market are presented. The 2014 data analysis and review of tendencies developed in previous years are provided. Concepts of the so-called "social sector" and the so-called "Georgian gas" are explained.

The final chapter of the Thesis presents the practical part of the Dissertation Thesis, in particular, pessimistic and optimistic scenario-based forecasts. Scenarios are made based on dynamics of gas consumption in the commercial sector. As the consumption dynamics is correlated to increase of produced products, which is mainly predetermined by the consequences of economic crises, two scenarios are considered in the course of gas consumption forecasting – option of recurrence of economic crisis (pessimistic scenario) and development of economy and accordingly, the commercial sector without the economic crisis (optimistic scenario).

As a result of the performed analysis, the following conclusions are made at the end of the Thesis:

1. The power energy system of should use the hydro-resources of the country to the maximum extent possible. Development of renewable energy sources and introduction of energy-efficient systems should be considered as a priority.
2. By reduction of the power generation share in gas consumption, the volume of the so-called "cheap" gas will be increased which will be create an opportunity of its commercialization. This, on its part, will increase competition in the commercial gas sector and provide additional revenues for the state.
3. It is expedient to maintain the terms and conditions of the transit contract executed with "GazExport" before the right of derogation provides such opportunity.
4. The competitive market and deregulated supply of product will facilitate partial replenishment of gas deficit in Georgia and will allow the market participants

to replenish the created deficit at the most favorable price. Full-load operation of the South Caucasian Pipeline may become a precondition for that.

5. It is expedient to revise the terms and conditions of the contract and the memorandum concluded with SOCAR by 2020 to allow Georgia to manage its capacities, including the underground gas storage to be constructed on Samgori South Dome.

6. Rehabilitation and construction of main gas pipelines of Georgia should be continued and finalized within acceptable terms for the purpose of realization of the possibility of forwarding gas flows and increasing the reliability of gas supply. Arrangement of the second off-take point from the South Caucasian Pipeline, construction of a new interconnector with Turkey etc. may also become a real mechanism for achievement of the above.

The following recommendations are prepared on the basis of the drawn conclusion:

- Maximum facilitation of timely and full-load operation of the South Caucasian Pipeline;
- Arrangement of the second off-take point from the South Caucasian Pipeline by 2025;
- Obtaining the right of derogation on gas supply contracts applicable on the market in the EU;
- Revision of the terms and conditions of the contract and the memorandum concluded with SOCAR by 2020;
- Continuation of rehabilitation and construction of main gas pipelines for the purpose of increasing the throughput and switching to the high-reliability circular gas supply system from the dead-end gas supply system.

## სარჩევი

რეზიუმე .....	v
<i>Abstract</i> .....	viii
ცხრილების ნუსხა .....	xiii
სურათების ნუსხა .....	xiv
ნახაზების ნუსხა .....	xv
მადლიერება .....	xix
შესავალი .....	20
შედეგები და მათი განსჯა .....	24
თავი 1. ლიტერატურის მიმოხილვა .....	28
1.1. ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანი და გაზის ტრანსპორტირება .....	28
1.2. კასპიის რეგიონი და მისი საექსპორტო პოტენციალი .....	32
1.3. “გაზპრომის” ჰეგემონია .....	36
1.4. „ვირტუალური” ენერგოპროექტები .....	41
თავი 2. კასპიის რეგიონის გაზის რესურსები და გაზის საექსპორტო პოტენციალი .....	46
2.1. გაზის რესურსები .....	46
2.2. კასპიის რეგიონში არსებული საექსპორტო გაზსადენები .....	50
2.2.1. აზერბაიჯანი .....	50
2.2.2. თურქმენეთი .....	52
2.2.3. ეთურქმენეთ-ირანის გაზსადენი I .....	52
2.2.4. ეთურქმენეთ-ირანის გაზსადენი II .....	52
2.2.5. ცენტრალური აზია-ჩინეთის გაზსადენი .....	53
2.2.6. თბუხარა-ურალის გაზსადენი .....	53
2.2.7. აღმოსავლეთ-დასავლეთის მილსადენი .....	53
2.3. პერსპექტიული საექსპორტო მარშრუტები .....	54
2.3.1. აზერბაიჯანი .....	54
2.3.2. ბტრანსადრიატიკის გაზსადენი (TAP) .....	54
2.3.3. თურქმენეთი .....	55
თავი 3. ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის კონცეფცია .....	57
3.1. ძირითადი პროექტები .....	57
3.2. სამხრეთ კავკასიური მისლადენი (SCP) და მისი გაფართოება (SCPX) .....	58
3.3. ტრანსანატოლიის გაზსადენი (TANAP) .....	60
3.4. ტრანსადრიატიკის გაზსადენი (TAP) .....	62
3.5. ტრანსკასპიური მილსადენი (TCP) .....	64
3.6. ირანული გაზი და ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანი .....	66
3.7. ინტერკონექტორები (შემკრავი) .....	70
3.8. ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის საბოლოო საინვესტიციო გადაწყვეტილება (FID) .....	73
თავი 4. ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანში ჩართული სატრანზიტო ქვეყნების გაზის სექტორების მიმოხილვა .....	76
4.1. თურქეთი .....	76
4.1.1. არსებული ინფრასტრუქტურა .....	82

4.1.2. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები.....	83
4.2.საბერძნეთი.....	84
4.2.1. არსებული მაგისტრალური ინფრასტრუქტურა .....	88
4.2.2. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები.....	89
4.3. ბულგარეთი.....	90
4.3.1. გაზის არსებულული ინფრასტრუქტურა ბულგარეთში.....	93
4.3.2. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები.....	95
4.4. იტალია.....	96
სურათი N9 იტალიის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა.....	100
LNG ტერმინალი - Panigaglia .....	103
LNG ტერმინალი - Rovigo .....	103
LNG ტერმინალი -Livorno.....	103
გაზსაცავები.....	103
4.4.2. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები.....	103
LNG ტერმინალები.....	104
4.4.3. გაზის ბაზრის სტრუქტურა იტალიაში .....	104
4.4.4. იტალიის ენერჯეტიკული სტრატეგია.....	108
თავი 5. საქართველოს გაზის ბაზარი: ტექნიკური და კომერციული ანალიზი.....	110
5.1.1. ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა .....	110
5.1.2. აღმოსავლეთ-დასავლეთ მაგისტრალური გაზსადენები (აზერბაიჯანის საზღვარი- ცენტრი (საგურამო) .....	112
5.1.3.ცენტრი(საგურამო)-სოხუმი .....	115
5.2. დანაკარგები.....	117
5.3. სხვა ინფრასტრუქტურა.....	119
5.3.1. კომპიუტერიზებული მართვის ფარი .....	119
5.4. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები.....	120
5.4.1. სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოების პროექტი (SCPX).....	120
5.4.3. შიდა ინფრასტრუქტურული პროექტები .....	122
5.4.4. მიწისქვეშა გაზსაცავი .....	123
5.5. საქართველოს გაზის ბაზარი .....	128
5.6. გაზის სექტორის კომერციული ანალიზი.....	130
თავი 6. პროგნოზები და შეფასებები.....	140
6.1. გაზის მოხმარება .....	140
6.2. გაზის მიწოდება .....	150
დასკვნები და რეკომენდაციები.....	163
ლიტერატურა.....	166

## ცხრილების ნუსხა

ცხრილი N1	ბუნებრივი გაზის მოპოვება კასპიის რეგიონში
ცხრილი N2	არსებული და პერსპექტიული გაზსადენები კასპიის რეგიონში
ცხრილი N3	ირანული გაზის საექსპორტო გაზსადენები
ცხრილი N4	შაჰ-დენიზის კონსორციუმის გაზის კონტრაქტორები ევროპაში
ცხრილი N5	გაზის მიწოდება თურქეთში ქვეყნების მიხედვით
ცხრილი N6	თურქეთის გაზის კონტრაქტები
ცხრილი N7	გაზის ძირითადი სტატისტიკა თურქეთში
ცხრილი N8	არსებული გაზის სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურა თურქეთში
ცხრილი N9	საბერძნეთის გაზის კონტრაქტები
ცხრილი N10	გაზის ძირითადი სტატისტიკა საბერძნეთში
ცხრილი N11	საბერძნეთის გაზის არსებული მაგისტრალური ინფრასტრუქტურის ტექნიკური პარამეტრები
ცხრილი N12	გაზის იმპორტი იტალიაში ქვეყნების მიხედვით 2009-2014წწ
ცხრილი N13	გაზის იმპორტი იტალიაში ტრანსპორტის სახეების მიხედვით
ცხრილი N14	არსებული გაზის ინფრასტრუქტურის ტექნიკური პარამეტრები იტალიაში
ცხრილი N15	მნიშვნელოვანი ინფრასტრუქტურული პროექტები იტალიაში: LNG ტერმინალები და გაზსაცავები
ცხრილი N16	ბუნებრივი გაზის დანაკარგები საქართველოში
ცხრილი N17	გაზის მოწოდების კონტრაქტები საქართველოში

## სურათების ნუსხა

სურათი N1	თურქმენეთის ნავთობ-გაზ ინფრასტრუქტურა
სურათი N2	პერსპექტიული საექსპორტო მარშრუტები
სურათი N3	ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის ძირითადი მილსადენები
სურათი N4	ირანის გაზის საბადოები
სურათი N5	ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანთან დაკავშირებული ინტერკონექტორება
სურათი N6	თურქეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა
სურათი N7	საბერძნეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა
სურათი N8	ბულგარეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა
სურათი N9	იტალიის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა
სურათი N10	საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა
სურათი N11	საქართველოს გაზის ბაზრის სტრუქტურა
სურათი N12	კასპიის გაზის წილი ევროპის ბაზრის მოთხოვნაში

## ნახაზების ნუსხა

ნახაზი N1	ენერჯის მოხმარება თურქეთში საწვავის სახეების მიხედვით. 2014 წ
ნახაზი N2	გაზის იმპორტი თურქეთში ქვეყნების მიხედვით. 2014 წ
ნახაზი N3	ენერგომოხმარება საბერძნეთში საწვავის სახეების მიხედვით. 2014 წ
ნახაზი N4	გაზის იმპორტი საბერძნეთში ქვეყნების მიხედვით. 2014 წ
ნახაზი N5	ბულგარეთის ენერგობალანსი საწვავის სახეების მიხედვით. 2014 წ
ნახაზი N6	იტალიის ენერგობალანსი საწვავის სახეების მიხედვით. 2014წ
ნახაზი N7	ენერგორესურსების მოხმარება იტალიაში. 2012-2013 წწ
ნახაზი N8	გაზის იმპორტი იტალიაში ქვეყნების მიხედვით. 2014 წ
ნახაზი N9	გაზის მოწოდება საქართველოში წყაროების მიხედვით. 2014 წ
ნახაზი N10	ბუნებრივი გაზის მოხმარება საქართველოში სექტორების მიხედვით 2014წ
ნახაზი N11	გაზის მოხმარება კომერციულ სექტორში. 2009-2014წწ
ნახაზი N12	გაზის მოხმარება საქართველოში 2000-2014წწ
ნახაზი N13	კომერციული სექტორის მოთხოვნის რეგრესული ანალიზი (პესიმისტური)
ნახაზი N14	კომერციული სექტორის მოთხოვნა გაზზე 2016-2025წწ (პესიმისტური)
ნახაზი N15	მოსახლეობის სექტორის მოთხოვნა გაზზე 2016-2025წწ (პესიმისტური)
ნახაზი N16	თბოგენერაციის სექტორის მოთხოვნა გაზზე 2016-2025წწ (პესიმისტური)
ნახაზი N17	"სოციალური გაზის" მოხმარება 2016-2025წწ (პესიმისტური)
ნახაზი N18	გაზის მოხმარება საქართველოში სექტორების მიხედვით. 2016-2025წწ (პესიმისტური სცენარი)
ნახაზი N19	საქართველოს გაზის მოხმარება სექტორების მიხედვით 2020წელს (წილები)
ნახაზი N20	საქართველოს გაზის მოხმარება სექტორების მიხედვით 2025წელს (წილები)
ნახაზი N21	კომერციული სექტორის მოთხოვნის რეგრესული ანალიზი (ოპტიმისტური)
ნახაზი N22	კომერციული სექტორის მოთხოვნა გაზზე 2016-2025წწ (ოპტიმისტური)
ნახაზი N23	"სოციალური გაზის" მოხმარება 2016-2025წწ (ოპტიმისტური)
ნახაზი N24	გაზის მოხმარება საქართველოში სექტორების მიხედვით. 2016-2025წწ (ოპტიმისტური სცენარი)
ნახაზი N25	გაზის მოწოდება 2016-2025 წწ. (პესიმისტური)
ნახაზი N26	გაზის მოწოდება 2016-2025 წწ. (ოპტიმისტური)
ნახაზი N27	გაზის მოწოდება 2016-2025 წწ. (პესიმისტური. საერთო ჯამი)
ნახაზი N28	გაზის მოწოდება 2016-2025 წწ. (ოპტიმისტური.საერთო ჯამი)
ნახაზი N29	პროფიციტი ე.წ. "ქართულ გაზში"(ოპტიმისტური)
ნახაზი N30	გაზის მოთხოვნა-მიწოდება საქართველოში. 2016-2025წწ (პესიმისტური)
ნახაზი N31	გაზის მოთხოვნა-მიწოდება საქართველოში. 2016-2025წწ (პესიმისტური)
ნახაზი N32	გაზის დეფიციტი საქართველოში 2016-2015წწ

## დისერტაციაში გამოყენებული აბრევიატურები

EIA	აშშ-ს ენერგეტიკის საინფორმაციო ადმინისტრაცია
OECD	ეკონომიკური კოოპერაციისა და განვითარების ორგანიზაცია
IEA	საერთაშორისო ენერგეტიკული სააგენტო
CNPC	ჩინეთის სახელმწიფო ნავთობის კორპორაცია
TPAO	თურქეთის ნავთობის კორპორაცია
NIOC	ირანის ნავთობის ეროვნული კომპანია
SCP	სამხრეთ კავკასიური მილსადენი
CAC	ცენტრალური აზია ცენტრი
TANAP	ტრანსანატოლიის გაზსადენი
TAP	ტრანსადრიატიკის გაზსადენი
TAPI	თურქმენეთ-ავღანეთ-პაკისტან- ინდოეთის მილსადენი
TCP	ტრანსკასპიური მილსადენი
Gazprom	რუსული ენერგეტიკული კომპანია
LNG	გათხევადებული ბუნებრივი გაზი
Shale Gas	ფიქალის გაზი
IGB	ბულგარეთი-საბერძნეთის ინტერკონექტორი
IAP	იონიან-ადრიატიკის გაზსადენი
AGRI	აზერბაიჯანი-საქართველო-რუმინეთის ინჟინერინგო-კონექტორი
Nabucco	გაზსადენის პროექტი
WEG	„მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის“
Energy Community	ევროპის ენერგეტიკული თანამეგობრობა
GEPLAC	საკონსულტაციო კომპანია
Bp	ბრიტანული ენერგეტიკული კომპანია
Statoil	ნორვეგიული ენერგეტიკული კომპანია
Exxonmobil	ამერიკული ენერგეტიკული კომპანია
Total	ფრანგული ენერგეტიკული კომპანია
Lukoil	რუსული ენერგეტიკული კომპანია
Gaz de France	ფრანგული ენერგეტიკული კომპანია
SOCAR	აზერბაიჯანის სახელმწიფო ნავთობკომპანია
Nobel Oil	აზერბაიჯანული ენერგეტიკული კომპანია
Dragon Oil	არაბული ენერგოკომპანია კომპანია
Petronas	მალაიზიური ენერგეტიკული კომპანია
Buried Hill Energy	კვიპროსზე რეგისტრირებული ენერგეტიკული კომპანია
RWE	გერმანული ენერგეტიკული კომპანია
Itera	რუსული ენერგეტიკული კომპანია
Eni	იტალიური ენერგეტიკული კომპანია
IGA	სამთავრობათაშორისო შეთანხმება
HGA	მასპინძელ ქვეყანასთან შეთანხმება
BOTAŞ	თურქული ენერგეტიკული კომპანია
Axpo	შვეიცარულ ენერგეტიკული კომპანია
E.ON.	გერმანული ენერგეტიკული კომპანია
Nabucco West	გაზსადენის პროექტი



OMV Gas Connect Austria	ავსტრიული ენერჯეტიკული კომპანია
DESFA	ბერძნული გაზის სატრანსპორტო კომპანია
Fluxys	ბელგიური ენერჯეტიკული კომპანია
Enagas	ესპანური ენერჯეტიკული კომპანია
Royal Dutch Shell	ჰოლანდიური ენერჯეტიკული კომპანია
Repsol	ესპანური ენერჯეტიკული კომპანია
Linde Group	გერმანული ენერჯეტიკული კომპანია
Bulgarian Energy Holding EAD	ბულგარული ენერჯეტიკული კომპანია
IGI Poseidon	ბერძნულ-იტალიური კონსორციუმი
FID	საბოლოო საინვესტიციო გადაწყვეტილება
Enel	იტალიური ენერჯეტიკული კომპანია
Trans Balkan natural gas pipeline	გაზსადენი, რუსეთიდან გაზს აწვდის რუმინეთს, ბულგარეთს, მაკედონიას, საბერძნეთს და თურქეთს
Blue Stream	ცუსფერი ნაკადი, მილსადენი, რუსეთიდან გაზს აწვდის თურქეთს
Arab Gas Pipeline (AGP)	გაზსადენი, ეგვიპტიდან გაზს აწვდის თურქეთს
Interconnector Turkey-Greece-Italy	ინტერკონექტორი თურქეთი-საბერძნეთი-იტალია
Tabriz-Ankara Pipeline	ირან-თურქეთის გაზსადენი
EgeGaz	თურქული ენერჯეტიკული კომპანია
Transgaz	რუმინული ენერჯეტიკული კომპანია
MOL	უნგრული ენერჯეტიკული კომპანია
DEPA	ბერძნული ენერჯეტიკული კომპანია
Deksia Bulgaria	ბულგარული სადისტრიბუციო კომპანია
Overgas	ბულგარული სადისტრიბუციო კომპანია
Bulgartransgaz	ბულგარეთის გაზსადენების ოპერატორი კომპანია
IBR	ბულგარეთი-რუმინეთის ინტერკონექტორი
IBS	ბულგარეთი-სერბეთის ინტერკონექტორი
ITB	ბულგარეთი-თურქეთის ინტერკონექტორი
Snam Rete Gas	იტალიის გაზსადენების ოპერატორი კომპანია
Entry-Exit point-to-point	გაზის მიღების პუნქტიდან გაცემის პუნქტამდე საბაზრო მოდელი პუნქტიდან პუნქტამდე
TENP	ტრანს-ევროპული გაზსადენი (ჩრ.ევროპა- იტალია)
TAG (Trans Austria Gas)	ტრანს-ავსტრიის გაზი. რუსეთიდან იტალია იღებს გაზს
Transmed	მილსადენი, ალჟირიდან გაზს იღებს იტალია
Greenstream	მწვანე ნაკადი. ლიბიიდან გაზს იღებს იტალია
Sonatrach	ალჟირის ენერჯეტიკული კომპანია
Sotugat	ტუნისის ენერჯეტიკული კომპანია
GNL Italia	იტალიური ენერჯეტიკული კომპანია
Edison	იტალიური ენერჯეტიკული კომპანია
Qatar Terminal Company Limited	ყატარის ენერჯეტიკული კომპანია
Golar Offshore Toscana	იტალიური ენერჯეტიკული კომპანია
Iren Group	იტალიური ენერჯეტიკული კომპანია

GALSI	გაზსადენი, რომელიც ალჟირიდან გაზს მიაწვდის იტალიას
PCI	ევროკავშირის ინეტრესების ენერგეტიკულ პროექტთა ნუსხა
PSV (Punto di Scambio Virtuale)	ვირტუალური სავაჭრო პუნქტი იტალიაში
GME	ენერგეტიკული ბაზრის მენეჯერი იტალიაში
P-GAS	სავაჭრო პუნქტში ვაჭრობის მოდელი
M-GAS	სავაჭრო პუნქტში ვაჭრობის მოდელი
PB-GAS	სავაჭრო პუნქტში ვაჭრობის მოდელი
MGP-GAS (Day-Ahead Market)	ერთი დღით ადრე შესყიდვის რეჟიმი გაზის ბირჟაზე
MI-GAS (Intraday Market)	მომენტალური შესყიდვის რეჟიმი გაზის ბირჟაზე
MT-GAS (Forward Gas Market)	გაზის წინასწარი შესყიდვის რეჟიმი გაზის ბირჟაზე
TGL	იტალია-ავსტრია-გერმანიის გაზსადენი
New Energy	ქართული სამშენებლო კომპანია
USAID	აშშ-ის საერთაშორისო განვითარების სააგენტო
SCPX	სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოების პროექტი
off-take	გაზის მიღების პუნქტი არსებული მისადენიდან
Penspen Limited	ბრიტანული საკონსულტაციო კომპანია
MVM	უნგრეთის ენერგეტიკული კომპანია
UGS GmbH Mittenwalde	გერმანული საკონსულტაციო კომპანია
Washington Strategic Advisors LLC	ამერიკული საკონსულტაციო კომპანია
RAMBOL	დანიური საკონსულტაციო კომპანია
GazExport	Gasprom-ის შვილობილი რუსული კომპანია

## მადლიერება

ულრმესი მადლიერება მინდა გამოვხატო ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის ჰიდროენერგეტიკის და მაგისტრლური სამილსადენო სისტემების დეპარტამენტის ყველა თანამშრომლის მიმართ, რომლებმაც ჩემი დოქტურანტურაში სწავლების პერიოდში, თავიანთი საქმიანი რჩევებითა და კონსულტაციებით საკმაო წვლილი შეიტანეს ჩემი სადისერტაციო ნაშრომის შესრულებაში.

დიდი მადლიერება მინდა გამოვხატო, „საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის სტარტეგიული დეპარტამენტის ხელმძღვანელს პროფესორ თეიმურაზ გოჩიტაშვილის მიმართ გაწეული საქმიანი რჩევებისა და კონსულტაციისთვის. აგრეთვე, დეპარტამენტის თანამშრომლებს სოფიო ლიჩელს და ირაკლი ჩაჩიბაიას გაწეული დახმარებისთვის.

## შესავალი

საქართველო იმ უძველეს სატრანსპორტო გზაჯვარედინზე მდებარეობს, რომელიც დასავლეთისა და აღმოსავლეთის ქვეყნებს ერთმანეთთან აკავშირებს. მის როლს რეგიონში და ეკონომიკურ-კულტურულ პროგრესს ოდითგანვე განაპირობებდა კასპიისა და შავი ზღვის აუზებთან მოსაზღვრეობა და ის უმოკლესი სავაჭრო ხიდი, რომელიც ქვეყნის ტერიტორიაზე გადიოდა აზიასა და ევროპას შორის საქონლის მიმოცვლის, კულტურული ღირებულებების, რელიგიური მსოფლმხედველობის, შემეცნებისა თუ პროგრესული ტექნიკური მიღწევების გასავრცელებლად. საქართველოს ტერიტორიაზე გადიოდა ევროპა-აზიის დამაკავშირებელი სატრანსპორტო მაგისტრალის - ძველი აბრეშუმის გზის ჩრდილოეთ მიმართულება.

გეოგრაფიული მდებარეობის გამო, საქართველო ყოველთვის იყო დასავლეთისა და აღმოსავლეთის ცივილიზაციების დამაკავშირებელი ხიდი და შავ ზღვაზე გასასვლელით სამხრეთ კავკასიის სხვა ქვეყნებისთვისაც - სარკმელი ევროპაში.

ჯერ კიდევ მე-19 საუკუნეში, კასპიის რესურსების ევროპაში გადაზიდვის უმოკლეს გზად საქართველო ალფრედ ნობელმა მიიჩნია, როცა ბაქოდან ბათუმამდე, იმ დროისთვის კონტინენტზე ყველაზე გრძელი, ნავთობსადენი ააშენა. მოგვიანებით, საბჭოთა პერიოდში, საქართველოს ეკონომიკა, მათ შორის, ენერგეტიკული და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურა დანარჩენი მსოფლიოსგან იზოლირებულ, მხოლოდ იმპერიის განაპირა, ჩიხური ან ლოკალური დანიშნულების ობიექტებს მიეკუთვნებოდა და გლობალური ეკონომიკური განვითარებისა და პროგრესის თვალსაზრისით პრაქტიკულ ღირებულებას არ წარმოადგენდა. საბჭოთა ხელისუფლების პირობებში შეფერხდა, როგორც საქართველოს სატრანზიტო ფუნქციის, ისე აზერბაიჯანის ენერგორესურსების წარმოების განვითარება.

იმპერიის დეზინტეგრაციის შემდეგ ქვეყანას მიეცა შესაძლებლობა თვითონ მართოს ეკონომიკური პროცესები და შეარჩიოს პოლიტიკური პრიორიტეტები. საქართველომ საბოლოოდ აირჩია პროდასავლური, საბაზრო

ეკონომიკასა და დემოკრატიულ ფასეულობებზე ორიენტირებული განვითარებისა და საერთაშორისო ეკონომიკურ და პოლიტიკურ სტრუქტურებში ინტეგრაციის პროგრესული გზა.

საბჭოთა კავშირის დაშლის შემდეგ საქართველომ ისტორიული ფუნქცია დაიბრუნა. სატრანზიტო გადაზიდვები აღმოსავლეთიდან დასავლეთში, ძირითადად, საქართველოს გავლით ხორციელდება. აგრეთვე, მის ტერიტორიაზე გამავალი სატრანზიტო ინფრასტრუქტურის (მილსადენები, რკინიგზა) გამოყენებით ევროპას მიეწოდება კასპიის რეგიონის ენერგორესურსები.

ქვეყნის სატრანზიტო (მათ შორის, ენერგორესურსების) ფუნქციის განვითარება მე-20 საუკუნის 90-იანი წლებიდან განახლდა. კასპიის ენერგორესურსების ევროპაში მოსახვედრად საქართველოზე გამავალი გზა, იმ დროისათვის, ერთ-ერთი უმოკლესი და იაფი იყო.

უკანასკნელ ათწლეულში კასპიის ნავთობისა და გაზის რესურსები რუსეთის გვერდის ავლით ევროპაში სწორედ საქართველოდან ხვდება, როგორც სანდო სატრანზიტო ქვეყანას, საქართველოს ევროპის გაზის სამხრეთის დერეფანში საკვანძო ადგილი უკავია.

საქართველოს გეოგრაფიული მდებარეობა ენერგეტიკულად „მშვიერი ევროპისათვის სტრატეგიულია. მართალია, ევროპაში გაზზე მოთხოვნის განსაკუთრებული ზრდა არ შეინიშნება, მაგრამ ევროკავშირის ქვეყნებისათვის სულ უფრო აქტუალური ხდება ენერგორესურსების წყაროების დივერსიფიკაცია და რუსეთზე დამოკიდებულების შემცირება. საგულისხმოა, რომ ევროკავშირში გაზის მოპოვების ყოველწლიური შემცირება ფიქსირდება, რადგან ძირითადი მომპოვებლები - დიდი ბრიტანეთი და ჰოლანდია გახსნილ საბადოებს ამუშავებენ, რომლებიც უკვე იფიტება.

ევროპის გაზის ბაზარზე არსებულ ვითარებას კიდევ უფრო ამძიმებს ბაზრის მიწოდების წყაროების კონიუნქტურა. ბაზრის მთავარი მონოპოლისტი რუსული „Gazprom“-ია, რომელიც საკუთარ ენერგეტიკულ რესურსებს ხშირად პოლიტიკური ზემოქმედებისთვის იყენებს. რა თქმა უნდა,

ევროპას არ სურს, შექმნილი დეფიციტი რუსული გაზით შეავსოს, ამიტომ ეძებს ალტერნატიულ წყაროებს.

მიწოდების წყაროების დივერსიფიცირება განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია აღმოსავლეთ ევროპის ქვეყნებისთვის, რომლებიც ზოგიერთ შემთხვევაში მთლიანად (ლატვია, ლიტვა, ესტონეთი, ბოსნია-ჰერცეგონია, რუმინეთი, ფინეთი, სლოვაკეთი), ზოგჯერ კი დიდწილად (უნგრეთი, ბულგარეთი, პოლონეთი, სერბეთი, ხორვატია) დამოკიდებულები არიან გაზის რუსეთიდან იმპორტზე.

ამის გათვალისწინებით, ალტერნატიული მარშრუტების, მათ შორის, გაზის სამხრეთ დერეფნის კონცეფციის განვითარების საკითხი აქტუალურია<sup>1</sup>. ამასთან, დაისვა საკითხი გათხევადებული გაზის (LNG) ბაზრის გაფართოების შესახებ, რადგან LNG მიწოდების წყაროების დივერსიფიკაციის ერთ-ერთი, უკვე აპრობირებული გზაა. იგი ევროპის ქვეყნებში უკანასკნელი ათწლეულია აქტიურად მკვიდრდება.

მართალია, რამდენიმე ქვეყანა ჯერ კიდევ სრულად ან დიდწილად რუსულ გაზზეა ისევ დამოკიდებული, მაგრამ ევროპაში სულ უფრო ვითარდება გაზის სპოტ-ბაზარი<sup>2</sup>, სადაც გაზის ფასი საკონტრაქტო ფასზე (მათ შორის, „Gazprom“-ის ფასზე) დაბალია, ენერგოგენერაციაში გაზის ჩანაცვლება, პერიოდულად, იაფი ნახშირით ხდება, LNG სულ უფრო მყარად მკვიდრდება და აშშ-ში Shale Gas<sup>3</sup>-ის ბიზნესის გაფართოება მისი ევროპაში ექსპორტის შესაძლებლობას ზრდის, ამიტომ ევროკავშირის მიზანმიმართული პოლიტიკა ერთიანი შიდა გაზგამანაწილებელი ქსელის შექმნის და იმპორტის წყაროების და მარშრუტების დივერსიფიკაციის თაობაზე, რუსულ გაზს, როგორც პოლიტიკურ იარაღს, მნიშვნელობას უკარგავს გრძელვადიან პერსპექტივაში.

ევროპის ენერგოდივერსიფიკაციისა და რუსულ გაზზე მისი დამოკიდებულების შემცირებისთვის განსაკუთრებულ მნიშვნელობას იძენს

<sup>1</sup> მათ შორის, თურმენული და ირანული გაზის ევროპაში ექსპორტის საკითხი.

<sup>2</sup> ადგილი, სადაც ხდება საქონლითა და ფასიანი ქაღალდებით ვაჭრობა ნაღდი ანგარიშსწორებით. აქ გაფორმებული ყიდვა-გაყიდვის კონტრაქტები დაუყოვნებლივ სრულდება.

<sup>3</sup> ფიქლების გაზი

ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის კონცეფცია, რომელიც პირველ ეტაპზე აზერბაიჯანში, შაჰ-დენიზის საბადოს მეორე ფაზას, სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოებას, ტრანსანატოლიისა (TANAP) და ტრანსადრიატიკის (TAP) გაზსადენების მშენებლობას ითვალისწინებს. პროექტის მთლიანი ღირებულება 45 მლრდ დოლარს შეადგენს. მისი მშენებლობა კი 2019 წელს უნდა დასრულდეს.

ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის კონცეფციის მიხედვით, აზერბაიჯანში, შაჰ-დენიზის საბადოზე მოპოვებული გაზი სამხრეთ კავკასიურ მილსადენს გაივლის (აზერბაიჯანის და საქართველოს ტერიტორია), მიუერთდება TANAP-ს (თურქეთის ტერიტორია), რის შემდეგაც დაუკავშირდება TAP-ს (საბერძნეთის და ალბანეთის ტერიტორია) და მიეწოდება სამხრეთ იტალიას. დერეფნის მეშვეობით, ევროპა პირდაპირ უნდა დაუკავშირდეს გაზის ერთ-ერთ ყველაზე დიდ რესურსებს (კასპიას და ახლო აღმოსავლეთის რეგიონს), რომლის მარაგებიც შეფასებულია 90 ტრილიონ კუბურ მეტრად. პროექტის მთავარი ამოცანაა დააკმაყოფილოს ევროპის გაზზე მოთხოვნის 10-20%. ძირითად პოტენციურ მიმწოდებლებად განიხილებიან აზერბაიჯანი, თურქმენეთი, ერაყი, ირანი (სანქციების მოხსნის შემდეგ) და შესაძლოა, ისრაელიც.

ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის ამოქმედებით მნიშვნელოვან სარგებელს მიიღებს საქართველო. დერეფნის კონცეფცია ითვალისწინებს სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოებას და მისი გამტარუნარიანობის გაზრდას.

ენერგოუსაფრთხოების გარდა, სამხრეთ დერეფნის კონცეფცია საქართველოს მნიშვნელოვან პოლიტიკურ დივიდენდებსაც მისცემს. როგორც სატრანზიტო ქვეყანა, საქართველო ევროპის უშუალო ინტერესის არეალში მოექცევა, რაც პარტნიორულ ურთიერთობებს კიდევ უფრო განავითარებს და ხელს შეუწყობს საქართველოს ინტეგრაციას ევრო-ატლანტიკურ ორგანიზაციებში.

## შედეგები და მათი განსჯა

კვლევის აქტუალობას განაპირობებს ის გარემოებები, რომ სამხრეთ კავკასიური გაზსადენის გაფართოების პროექტი აქტიურ ფაზაშია და საქართველოში გაზის დამატებითი მოცულობების მიღება სავსებით რეალური; აქტუალურია საქართველოს გაზსადენების სისტემის მზადყოფნის საკითხი გაზის დამატებითი მოცულობების მისაღებად; საქართველოში იცვლება გაზის ბაზრის სტრუქტურა, შემოდიან ახალი მოთამაშეები, ყალიბდება ახალი კომერციული ურთიერთობები. აგრეთვე, საქართველო მზადაა ევროპის ენერგეტიკულ გაერთიანებაში გასაწევრიანებლად, რაც გარკვეულწილად აისახება გაზის ბაზრის კონიუნქტურაზე; იცვლება სატრანზიტო კონტრაქტის პირობები, რაც საქართველოს გაზის ბალანსზე შესაბამისად აისახება; აქტუალურია პიკური მოხმარების დროს წარმოქმნილი გაზის დეფიციტის აღმოფხვრის გზების ძიება.

შესაბამისად, სადისერტაციო ნაშრომის მიზანს წამოადგენს საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სატრანზიტო როლის შესწავლა ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის განვითარებაში და რეკომენდაციების შემუშავება მაქსიმალური სარგებელის მიღების მიზნით.

**მიზნის მისაღწევად დასახულია ძირითადი ამოცანები. კერძოდ,**

- აღნიშნულ თემატიკაზე არსებული გამოცდილების ქართული და საზღვარგარეთის ლიტერატურული წყაროების, სამეცნიერო გამოკვლევების, სადისერტაციო ნაშრომებისა და არსებული საპროექტო მასალების შესწავლა–ანალიზი;
- კასპიის გაზის რესურსების და მათი საექსპორტო პოტენციალის შესწავლა და გაზის ექსპორტის მარშრუტების დადგენა, რადგან კვლევის ობიექტის - ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნისთვის, გაზის მიწოდების მთავარ წყაროდ სწორედ კასპიის გაზის რესურსები განიხილება.
- ევროპის გაზის ბაზრის არსებული კონიუნქტურის და განვითარების პერსპექტივების შესწავლა და მიზნობრივი ბაზრის მოთხოვნის დადგენა



გაზზე. მათ შორის, თურქეთის, საბერძნეთის, იტალიის, ბულგარეთის გაზის ბაზრების კონიუნქტურის შესწავლა.

- ევროპასთან ასოცირების ხელშეკრულებით საქართველოს მიერ ენერჯეტიკის (გაზის) სექტორში აღებული ვალდებულებების შესწავლა მხოლოდ იმ ნაწილში, რომელიც ეხება მიწოდების უსაფრთხოებას და გაზის ტრანსპორტირებას.
- გაზის სამხრეთ დერეფნის კონცეფციით გათვალისწინებული ინფრასტრუქტურული პროექტების შესწავლა და კასპიის გაზის ევროპაში ექსპორტისთვის საჭირო ტექნიკური შესაძლებლობების, კომერციულად ხელსაყრელი ბაზრებისა და ამ ბაზრებზე გაზის მიწოდების მომგებიანი მარშრუტების დადგენა;
- სამხრეთ დერეფნის ფარგლებში საქართველოს ტერიტორიით ტრანსპორტირებული გაზის მოცულობების და ტრანსპორტირების საფასურად მისაღები სარგებლის დადგენა.
- საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის შესწავლა და გაზის მოცულობების განსაზღვრა, რომელთა ტრანსპორტირებაც შესაძლებელია საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის მეშვეობით. აგრეთვე, სამხრეთ დერეფნიდან ტრანსპორტირების საფასურად მისაღები მოცულობების რეალიზაციის შესაძლებლობების დადგენა.
- ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნიდან საქართველოსთვის მისაღები სარგებლის დადგენა;
- სატრანზიტო გაზის მოცულობების გათვალისწინებით, საქართველოს გაზის ბაზარზე მოთხოვნა-მიწოდების პროგნოზი პესიმისტური და ოპტიმისტური სცენარით.

დასმული ამოცანების გადასაწყვეტად გამოყენებულია შემდეგი მეთოდები:

- ისტორიული, ლიტერატურული და ინტერნეტ რესურსების მიმოხილვის საფუძველზე საქართველოს გაზის სატრანზიტო პოტენციალის შესწავლა;

- აღწერილობითი მეთოდის გამოყენებით გაზის სამხრეთ დერეფნის პროექტში ჩართული ქვეყნების გაზის ბაზრების შესწავლა;
- საჭირო ინფორმაციის მოპოვების მიზნით, დერეფნის პროექტების მიმდინარებაზე დაკვირვება და დაფიქსირებული ტენდენციების აღწერა.
- კორელაციის მეთოდით სტატისტიკური ინფორმაციის დამუშავება;
- პროგნოზირება სტატისტიკური მონაცემების ანალიზის საფუძველზე;

კვლევის ობიექტებად შერჩეულია აზერბაიჯანის, თურქმენეთის და ირანის გაზის მოპოვების სექტორი, ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანში ჩართული ქვეყნების გაზის ბაზრები, გაზსადენების პროექტები - სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოება, ტრანსანატოლიის და ტრანსადრიატიკის, ბულგარეთი-საბერძნეთის ინტერკონექტორი, საქართველოს გაზის ბაზრის სტრუქტურა და საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა.

სადისერტაციო ნაშრომის **სამეცნიერო სიახლე** მდგომარეობს შემდეგში:

- ჩატარებული კვლევებისა და ანალიზის საფუძველზე და მსოფლიო გაზის ბაზარზე არსებული ვითარების გათვალისწინებით განისაზღვრა ჯერ კიდევ განხორციელების პროცესში მყოფი ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის პროექტიდან საქართველოსთვის მისაღები ეკონომიკური და პოლიტიკური სარგებელი.
- პირველად საქართველოში ჩატარდა ბულგარეთის, საბერძნეთისა და იტალიის გაზის ბაზრების ანალიზი, რაც შესაძლებლობას მისცემს დაინტერესებულ სამეცნიერო წრეებს ქართულ ენაზე მიიღონ ინფორმაცია ამ ქვეყნებში არსებული გაზის ბაზრის აგებულების შესახებ, გაეცნონ სპოტ-ბაზარზე (იტალიაში) მოქმედ ვაჭრობის რეჟიმებს და საჭიროებისამებრ გამოიყენონ ინფორმაცია საქართველოში მსგავსი შესაძლო მოდელების შესაქმნელად;
- საქართველოში გაზის ახალი მაგისტრალური მილსადენების მშენებლობა-რეაბილიტაციის და ძველი მილსადენების მარშრუტების გათვალისწინებით, აღიწერა საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების ახალი სტრუქტურა მათი გეოგრაფიული და ფუნქციური დანიშნულების მიხედვით;

- შექმნილი რეალობის გათვალისწინებით დამუშავებულია 2016-2025 წლებში საქართველოს ბუნებრივი გაზის მოთხოვნა-მიწოდების პროგნოზის სცენარები სექტორების მიხედვით

ზემოაღნიშნულმა განსაზღვრა საკვლევი თემის აქტუალობა - მომხდარიყო საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სატრანზიტო როლის შესწავლა ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის განვითარებაში. განისაზღვრა რეკომენდაციები დერეფნის კონცეფციაში მონაწილეობით მაქსიმალური ეკონომიკური და პოლიტიკური სარგებელის მიღების მიზნით. რაც, თავის მხრივ, ხელს შეუწყობს საქართველოს ტრანზიტის სახით მიიღოს იაფი ენერგორესურსი და განავითაროს ეკონომიკა.

გაკეთებული ანალიზის საფუძველზე მომზადებულია საქართველოს გაზის ბაზრის პესიმისტური და ოპტიმისტური სცენარებით გაკეთებული პროგნოზები. ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნიდან ტრანზიტის სახით გაზის პროგნოზირებული გაზრდილი მოცულობების მიღების მიუხედავად, ორივე სცენარით, რომელიც 2025 წლამდე პერიოდს მოიცავს, საქართველოს გაზის ბაზარი დეფიციტური რჩება. შესაბამისად ქვეყანას მოუწევს იზრუნოს ახალი კონტრაქტების გაფორმებაზე.

გაკეთებული ანალიზის შედეგად, ნაშრომის ბოლოს, გაკეთებულია დასკვნები და შემუშავებულია რეკომენდაციები.

# თავი 1. ლიტერატურის მიმოხილვა

## 1.1. ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანი და გაზის

### ტრანსპორტირება

ევროპის გაზის ბაზარზე ენერგორესურსების მიწოდების ეკონომიკური და ტექნიკური საკითხები ფართოდაა გაშუქებული უცხოელ მკვლევართა მიერ. მეოცე საუკუნის 90-იან წლებში, როდესაც აქტუალური გახდა კასპიის ენერგეტიკული რესურსების ევროპაში გაყიდვის საკითხი, მკვლევართა ინტერესი რეგიონის მიმართ მნიშვნელოვნად გაიზარდა. საკითხის შესწავლა საქართველოშიც დაიწყო და რამდენიმე საინტერესო ნაშრომიც მომზადდა.

განსაკუთრებით აღსანიშნავია, პროფესორ თეიმურაზ გოჩიტაშვილის ნაშრომები, სადაც ფართოდაა განხილული საქართველოს გეოპოლიტიკური მდებარეობის მნიშვნელობა ქვეყნის ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის განვითარებისათვის და გაზის მოპოვებისა და მიწოდების ახალი ტექნოლოგიები.

ავტორი დეტალურად განიხილავს, როგორც მაგისტრალური გაზსადენების დაპროექტების, მშენებლობისა და ფუნქციონირების ტექნოლოგიურ, ეკონომიკურ, სამართლებრივ და გეოპოლიტიკურ საკითხებს [1], ასევე, საქართველოს ტერიტორიის გავლით კასპიის რეგიონიდან საერთაშორისო ბაზრებზე ენერგეტიკული რესურსების მიწოდების პრობლემებს. განსაკუთრებით საყურადღებოა, საქართველოს ევროპის ენერგეტიკულ სივრცეში ინტეგრაციისათვის საჭირო ღონისძიებები.

ნაშრომში აგრეთვე, განხილულია საქართველოს ენერგეტიკული რესურსები, მათი ათვისებისა და მოხმარების პერსპექტივები, ევროპის ენერგეტიკული კანონმდებლობა და საქართველოს ენერგეტიკული სექტორის ახალი გამოწვევები. აგრეთვე, მონოგრაფიის ცალკე თავი ეთმობა გაზის რეგიონული ბაზრის მიმოხილვას, კასპიის რეგიონის თითოეულ ქვეყანაში ამ მხრივ არსებული მდგომარეობის ანალიზს და ევროკავშირის ენერგეტიკული ბაზრის შესწავლას. საგულისხმოა, ნაშრომის მეოთხე თავი, სადაც ავტორი გაზის სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურას და ტრანსპორტირების და შენახვის

ტექნოლოგიებს განიხილავს. კერძოდ, თხევადი ნახშირწყალბადების ტანკერებით ტრანსპორტირებას, მილსადენებით ტრანსპორტირებას, მიწისქვეშა გაზსაცავების ტექნიკურ და ეკონომიკურ შესაძლებლობებს. აგრეთვე, განიხილავს არსებულ და პოტენციურ რეგიონულ გაზსადენებს.

ავტორი ეთანხმება საერთაშორისო ენერგეტიკული ინსტიტუტების მოსაზრებას ენერგეტიკული რესურსების მოხმარების სტრუქტურაში მოსალოდნელი ცვლილებების შესახებ. XX საუკუნის მეორე ნახევარში თუ ენერგეტიკული რესურსების მოხმარების სტრუქტურაში წამყვან როლს ნახშირი თამაშობდა, ხოლო შემდეგ ნავთობპროდუქტები, მომავალში განახლებად ენერგეტიკულ რესურსებთან ერთად გაზის მოხმარების ზრდას ვარაუდობენ. ამასთან, იზრდება მოთხოვნა გათხევადებულ ბუნებრივ გაზზე (LNG), რომელიც მილსადენით მიწოდებულ გაზთან შედარებით უფრო ადვილად შესანახია და შესაძლებელია მისი მსოფლიოს ნებისმიერ ადგილას მიწოდება. LNG-ის განსაკურებით დიდი პერსპექტივები აქვს ევროპის ბაზარზე, მისი იმპორტის მაჩვენებელი, სავარაუდოდ, 2030 წლისთვის 42%-მდე გაიზრდება. (2010 წელს შეადგენდა 30%-ს).

წიაღისეული რესურსებიდან ყველაზე სწრაფად გაიზრდება გაზის მოპოვება და მოხმარება. პროგნოზის თანახმად, საშუალო წლიური ზრდის ტემპი 1,4% იქნება, როცა ნავთობზე და ნახშირზე საშუალო წლიურ 0,5%-იან ზრდის ტემპს ვარაუდობენ. მოთხოვნის ინტენსიური ზრდა მოსალოდნელია ევროპაში, სადაც გაზის ადგილობრივი წარმოება ყოველწლიურად კლებულობს.

„გაზის ძირითადი საექსპორტო ნაკადები მიმართულია ევროპის (თურქეთის ჩათვლით) მიმართულებით, ხოლო პირველადი მიწოდების წყაროებად მოიაზრება რუსეთი, შუა აღმოსავლეთი, კასპის რეგიონი, ჩრდილოეთ აფრიკა და ამერიკა. ამასთან, მოკლე და გრძელვადიან პერსპექტივაში, საერთაშორისო ბაზრებზე გაზის დამატებითი მოცულობების მიწოდების ძირითად წყაროდ შუა აღმოსავლეთი და კასპის რეგიონია მიჩნეული.[1]

პოლიტიკურად არასტაბილური ვითარების გამო ჩრდილოეთ აფრიკიდან გაზის მიღება ევროპას გარანტირებული არ აქვს, ადგილობრივი წარმოება მცირდება, ხოლო რუსეთი გაზის ბაზრის მონოპოლისტია, ამიტომ ევროპამ შეიმუშავა მეოთხე, სამხრეთ ენერგეტიკული დერეფნის განვითარების კონცეფცია. კონცეფცია ითვალისწინებს ნორვეგიის, ჩრდილოეთ აფრიკის და რუსეთის მიწოდების წყაროებისგან და მარშრუტებისგან დამოუკიდებელი მიმართულების განვითარებას, კონკრეტულად კასპიის საბადოებიდან სამხრეთ კავკასიისა და თურქეთის გავლით გაზის ევროპისთვის მიწოდებას. კონცეფციას მხარს უჭერს აშშ-ც.

სამხრეთის ენერგეტიკული დერეფნის განვითარებაში მნიშვნელოვანი როლი აკისრია საქართველოს, რომლის გეოგრაფიული მდებარეობა მის ფუნქციას განსაზღვრავს. მიუხედავად ამისა, კონცეფციის საბოლოო ბედი მაინც რესურსების მფლობელი ქვეყნების, ამ შემთხვევაში აზერბაიჯანისა და თურქმენეთის, პოზიციებზეა დამოკიდებული.

აზერბაიჯანი ცდილობს საკუთარი რესურსების ექსპორტს საერთაშორისო ბაზრებზე, ამისთვის ეძებს ეკონომიკურად გამართლებულ საჭირო მარშრუტებს, ზოგიერთ შემთხვევაში კი თავად მონაწილეობს შესაბამისი მარშრუტებისთვის აუცილებელი ინფრასტრუქტურის შექმნაში.

თურქმენეთი, რომელიც ბუნებრივი გაზის განსაკუთრებით დიდ მარაგს ფლობს, გაზის ექსპორტს ახორციელებს რუსეთში, ირანში და ჩინეთში. თურქმენეთის მთავრობას აზერბაიჯანისგან განსხვავებული პოლიტიკა აქვს. იგი გაზს საზღვარზე ყიდის, აზერბაიჯანს კი აქვს ამბიცია, საკუთარი ენერგორესურსი ევროპას თავად მიაწოდოს.

საქართველოსთან ერთად, სამხრეთ ენერგეტიკული დერეფნის კონცეფციის ერთ-ერთ მთავარ მოთამაშედ განიხილება თურქეთიც. მკვლევართა ნაწილი კასპიის რეგიონის ენერგორესურსებზე მსჯელობისას თურქეთს რეგიონის ნაწილად მოიაზრებს[15]. მკვლევარები ამას თურქეთის დაინტერესებით ხსნიან, რომელსაც სურვილი აქვს მონაწილეობა მიიღოს კასპიის ენერგორესურსების მსოფლიო ბაზრებზე ტრანსპორტიების საკითხში.

თურქეთი დაინტერესებულია ევროკავშირთან თანამშრომლობით, ამიტომ მზადაა გაატაროს ამისთვის საჭირო რეფორმები, მათ შორის ენერგეტიკულ სექტორში.

თურქეთი, ერთის მხრივ, ესაზღვრება ნახშირწყალბადებით მდიდარ ახლო აღმოსავლეთისა და კასპიის რეგიონებს, ხოლო, მეორეს მხრივ, ენერგოდეფიციტურ ევროპის ბაზარს. თავისთავად ეს განსაზღვრავს მის ამბიციას რეგიონში სატრანზიტო კვანძად ჩამოყალიბების შესახებ. რუსეთის მსაგავსად, თურქეთს სურდა, გაზი საზღვარზე შეესყიდა და თავად გამხდარიყო კასპიის რესურსების ექსპორტიორი, თუმცა მის ამ პოლიტიკას სერიოზული წინააღმდეგობა გაუწია ევროკავშირმა და თავის საზღვართან მეორე მონოპოლისტის შექმნა არ დაუშვა.

ევროკავშირი მაქსიმალურად ცდილობს, რუსეთის მონოპოლია შეზღუდოს. სწორედ ამიტომ ბრიუსელი ღიად დაუპირისპირდა რუსული „სამხრეთ ნაკადის—პროექტს და მას სპეციალური სტატუსი არ მიანიჭა, თუმცა სამხრეთ გაზის დერეფნის პროექტებს (TAP, Nabucco) აქტიურ მხარდაჭერას უცხადებს[11].

საერთაშორისო ბაზარზე გაზის გარანტირებული მიწოდების პრობლემების და გაზის ტრანსპორტირების, შენახვისა და მოხმარების თანამედროვე ტექნოლოგიების შესახებ საყურადღებოა კიდევ ერთი ნაშრომი[2].

ნაშრომი ორი ძირითადი ნაწილისგან შედგება: გაზის პოტენციური წყაროები საერთაშორისო ენერგეტიკული ბაზრისთვის და გაზის შენახვის, გათხევადებისა და უტილიზაციის თანამედროვე ტექნოლოგიები. გაზის მოხმარება ინტენსიურად იზრდება მთელს მსოფლიოში და განსაკუთრებით ევროპაში, სადაც მოხმარების ზრდის პარალელურად მნიშვნელოვნად მცირდება ადგილობრივი მოპოვება. ეს კი, გაზის დეფიციტს აღრმავებს და მისი მიღებისთვის შესაბამისი ინფრასტრუქტურის შექმნის აუცილებლობას ქმნის. დეფიციტის შესავსებად, ტრადიციულ მიმწოდებლებთან ერთად, საჭირო ხდება მიწოდების ორგანიზება ახალი წყაროებიდან, მათ შორის,

კასპიის საბადოებიდან, სადაც გაზის უდიდესი მარაგია თავმოყრილი. მიწოდების უზრუნველყოფა ინფრასტრუქტურის შექმნათან ერთად, თავის მხრივ, ახალი ტექნოლოგიების დანერგვასაც მოითხოვს. ზოგიერთ შემთხვევაში, გაზის ტრანსპორტირების შედარებით მაღალი ფასი, განაპირობებს მისი გათხევადების, ტრანსპორტირების და მოხმარების ტექნოლოგიების უპირატესობას, მილსადენებთან შედარებით.

ბოლოს ციტირებულ ნაშრომში განხილულია ევროპის ბაზარზე კასპიის გაზის მთავარი კონკურენტის, რუსეთის ჰეგემონიის საკითხი. აგრეთვე, ის ინფრასტრუქტურული პროექტები, რომლებითაც რუსეთი ცდილობს, ევროპის ბაზარს გაზის დამატებითი მოცულობები მიაწოდოს. კერძოდ:

- მილსადენების სისტემა შტოკმანის საბადოდან;
- მილსადენების სისტემა იამალიდან, მისი შესაძლო დაგრძელებით უკვე ფუნქციონირებად „ცისფერი ნაკადის“ გაზსადენამდე;
- ჩრდილო-ევროპული გაზსადენების სისტემა.

ავტორი მიიჩნევს, რომ რუსეთის პროექტები ხშირად „ამბიციური და რთულად განსახორციელებელია, რადგან მშენებლობა იგეგმება ღრმა წყლოვან, რთულ და ეკოლოგიურად მგრძობიარე პრაქტიკული ტუნდრის პირობებში, ხოლო ბალტიის ზღვის ქსელი მოითხოვს წყალქვეშა და სახლემეთო ტექნოლოგიების რთულ ურთერთშეთავსებას[2].

## 1.2. კასპიის რეგიონი და მისი საექსპორტო პოტენციალი

თ. გოჩიტაშვილი საკუთარ ნაშრომში განიხილავს, აგრეთვე, გაზის მიწოდების პერსპექტივებს კასპიის რეგიონიდან. კასპიის საბადოების გაზის საერთო მარაგი დაახლოებით 20 ტრილიონი მ<sup>3</sup>-ით ფასდება. ეს ნაკლებია რუსეთის გაზის მარაგთან (დაახლოებით 47 ტრილიონი მ<sup>3</sup>) შედარებით, მაგრამ მეტია არაბეთის გაერთიანებული ემირატების (6 ტრილიონი მ<sup>3</sup>), ალჟირის (4,5 ტრილიონი მ<sup>3</sup>), აშშ-ს (4,7 ტრილიონი მ<sup>3</sup>) გაზის მარაგებზე.

განსაკუთრებულად დიდი რესურსები თურქმენეთშია თავმოყრილი, რომელიც გასული საუკუნის 80-იან წლებში მსოფლიოში გაზის ყველაზე მსხვილ მწარმოებელთა ოთხეულში შედიოდა რუსეთთან, აშშ-სა და



კანადასთან ერთად. მას შემდეგ, რაც რუსეთმა თურქმენეთს გაზის დასავლეთით დამოუკიდებლად გაყიდვის შესაძლებლობები ფაქტობრივად მოუსპო, ავტორი გაზის ჩინეთში გაყიდვის პერსპექტივას უფრო რეალურად მიიჩნევს და კასპიის გაზის ჩინეთში მიწოდების შესაძლო ვარიანტებს განიხილავს.

- არსებული სისტემის ბუხარა-ტაშკენტი-ბიშკეკი-ალმა-ატა დაგრძელება ტალდი კურგანამდე და შემდეგ სასაზღვრო ქალაქ დრუჟბამდე;

- ახალი მაგისტრალური მილსადენის მშენებლობა იმიმი(რუსეთი)-პეტროპავლოვსკი-კოკჩეტავი-ასტანა-ყარაგანდა-ბალხაში-დრუჟბა;

- მაგისტრალური გაზსადენის ახალი სეგმენტის: ჩელკარი-კიზილ-ორდა- ჩიმკენტისმშენებლობა და მისი მიერთება არსებულ სისტემასთან: ბუხარა-ტაშკენტი-ბიშკეკი-ალმა-ატა, შემდგომი დაგრძელებით ტალდი კურგანისა და დრუჟბას მიმართულებით.

საქართველოს სატრანზიტო როლთან დაკავშირებით, აღსანიშნავია, აგრეთვე ამერიკის სახელმწიფო დეპარტამენტის დაკვეთით მომზადებული ანგარიში[18], რომელიც წარმოადგენს ანალიზის და სიმულაციის მეთოდზე დამყარებულ კვლევას, სადაც ძირითად პრობლემად განიხილება საერთაშორისო ბაზრებზე კასპიის გაზის მიწოდების საიმედოობის უზრუნველყოფა სატრანზიტო მარშრუტების დივერსიფიკაციით. საქართველოს ენერგოპოლიტიკის მთავარ პრიორიტეტად რეკომენდაციის სახით დასახულია ტრანსკასპიური გაზსადენის მხარდაჭერა, რომელიც საქართველოს მოუტანს მაქსიმალურ ეკონომიკურ და გეოპოლიტიკურ უპირატესობას. ირანისა და რუსეთის საშიში გავლენის თავიდან აცილების მიზნით, ხელი უნდა შეეწყოს საქართველოს ტერიტორიის გავლით ცენტრალური აზიისა და სამხრეთ კავკასიის ქვეყნების დაკავშირებას საერთაშორისო ბაზართან. ავტორი მიიჩნევს, რომ უნდა გაგრძელდეს აზერბაიჯან-საქართველოს და რუსეთ-საქართველოს უკვე არსებული

მაგისტრალური გაზსადენების რეაბილიტაცია, რაც გაზრდის საქართველოს სატრანზიტო შემოსავლებს.

საქართველოს სატრანზიტო როლზე საინტერესო მოსაზრებას გვთავაზობს ნაშრომი, რომელიც „მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის (WEG) მიერ გამოცემულ წიგნშია დაბეჭდილი.[24]. მიუხედავად იმისა, რომ ამჟამად ევროპისა და მთლიანად დასავლეთისათვის კასპის რესურსების ხელმისაწვდომობაში საქართველოს ერთ-ერთი განმსაზღვრელი როლი მიეკუთვნება, ავტორი მიიჩნევს, რომ ჩვენს ქვეყანაზე გამავალი სატრანზიტო მარშრუტები არც ერთადერთია და არც შეუცვლელი.

„ისინი ამ ეტაპზე უდავოდ ყველაზე უფრო მისაღებია დასავლეთისთვის, მაგრამ გლობალური პოლიტიკური და ეკონომიკური პროცესების დინამიური განვითარების პროცესში სავსებით შესაძლებელია, დასავლეთის პრაგმატიზმზე დაფუძნებული ორიენტირის ვექტორი საფუძვლიანად შეიცვალოს, რადგან ირანის მარშრუტები ცენტრალური აზიის რესურსებისათვის ეკონომიკურად უფრო ხელსაყრელია და პოლიტიკური პრობლემების დალაგების მიმდინარე პროცესის დასრულების შემდეგ, სიტუაცია შეიძლება ირანული მარშრუტის სასარგებლოდ გადაწყდეს, აუთვისებელია ისრაელ-კვიპროსის და ერაყის ენერგეტიკული პოტენციალიც, რაც შეიძლება დაჩქარდეს სირიის პრობლემის მოგვარების შემდეგ[24].

ნაშრომში აღნიშნულია, რომ უახლოესი პერიოდში არც მოიაზრება კავკასიაზე გამავალი რაიმე ახალი მილსადენის მშენებლობა, რადგან: ა) აზერბაიჯანს იმ მოცულობის დამატებითი გაზი, რასაც ვერ გაატარებს სამხრეთ კავკასიური მილსადენით, ექნება არაუადრეს 2023-2025 წლებისა (ოპტიმისტური გათვლით); ბ) თურქმენეთის გაზის გადმოსროლა კასპის ზღვაზე შეფერხებულია და საბოლოო პოლიტიკური გადაწყვეტილებაც კი არ არის მიღებული, მაშინ როდესაც მსაგავსი პროექტების გამოცდილება აჩვენებს, რომ ასეთი გადაწყვეტილებიდან საშუალოდ 10 წელია საჭირო მათ ამოქმედებამდე.

საინტერესოა უცხოელ მეცნიერთა ნაშრომები და საერთაშორისო ენერგეტიკული ორგანიზაციების ანგარიშები, რომელებიც კასპიის რესურსებს ევროპის გაზის ბაზრის დივერსიფიკაციისათვის უმნიშვნელოვანეს წყაროდ მიიჩნევენ. ავტორები მიუთითებენ, რომ კასპიის რეგიონში გაზის მოპოვების ზრდა დამოკიდებულია რამდენიმე ფაქტორზე. კერძოდ, საექსპორტო ბაზრების განვითარებაზე, „Gazprom“-ის გადაწყვეტილებაზე, დაუშვას მესამე მხარე მის სატრანზიტო გაზსადენებზე, ახალი მილსადენების მშენებლობაზე და ადგილობრივ მოხმარებაზე. მათი ვარაუდით, გაზის მიწოდების ინფრასტრუქტურა და ტექნოლოგიები უფრო ჩქარა განვითარდება, ვიდრე გაზზე მოთხოვნა, რაც საბოლოო ჯამში, ნორმალური კონკურენციის პირობებში, გაზზე ფასის შემცირების წინაპირობა შეიძლება გახდეს[16].

უცხოელ მკვლევართა მიერ კასპიის გაზის რესურსების საკითხების განხილვისას აქტუალურია კასპიის ზღვის სამართლებრივი სტატუსის საკითხი. კასპიის ზღვას სამართლებრივად ტბის სტატუსი გააჩნია, რაც გაზის მოპოვებისა და ზღვაში გაზის ინფრასტრუქტურის მშენებლობაზე გარკვეულ შეზღუდვებს აწესებს. რუსეთის გვერდის ავლით, თურქმენეთის გაზის დასავლეთით ექსპორტის მთავარ ბარიერად უცხოელი ექსპერტები სწორედ კასპიის ზღვის სამართლებრივ სტატუსს ასახელებენ.[23]

საბჭოთა კავშირის დაშლის შემდეგ დაისვა საკითხი კასპიის ზღვის მოსაზღვრე ხუთ სახელმწიფოს შორის მისი განაწილების შესახებ. ტბის სტატუსის საკითხი რუსეთმა 1994 წელს მას შემდეგ წამოწია, რაც აზერბაიჯანმა ნავთობისა და გაზის მოძიების ბიზნესში ჩართვისთვის უცხოური ინვესტიციების მოძიება დაიწყო. საერთაშორისო სამართლის პირობებით, არც ერთ მოსაზღვე ქვეყანას არ აქვს უფლება ზღვაში მოპოვების ან მშენებლობის საკითხები ინდივიდუალურად გადაწყვიტოს. იგი ვალდებულია, ამისათვის ყველა მხარის თანხმობა მიიღოს. სწორედ ამიტომ, რომ თურქმენეთი ვერ ახერხებს რუსეთის გვერდის ავლით გაზის ევროპაში გატანას. რუსეთი მოკავშირე ირანთან ერთად წინააღმდეგია კასპიის ზღვაში მილსადენის მშენებლობის, რომელიც აზერბაიჯანს თურქმენეთთან

დააკავშირებს. ზღვაში ტრანსკასპიური გაზსადენის მშენებლობა გასული საუკუნის 90-იანი წლებიდან განიხილება, მაგრამ მისი უპერსპექტივობა ამ ბარიერის გამო სულ უფრო იზრდება.

### 1.3. “გაზპრომის” ჰეგემონია

თუქრმენული გაზის ევროპის ბაზარზე გაყიდვისთვის რუსეთის მხრიდან ბარიერის შექმნის მიზეზები, რუსული „Gazprom“-ის მონოპოლიის საკითხები და მისი ჰეგემონიის პერსპექტივები მკვლევარებს შორის აქტიურად განიხილება[7]. მათ შორის, საინტერესოა ჰანნა მაკეინის ნაშრომი, რომელშიც ვრცლად არის განხილული რუსული გაზი, როგორც ევროპის მნიშვნელოვანი ენერგოწყარო.

„ევროპაში გაზის მოხმარების ზრდის პარალელურად მცირდება ადგილობრივი მოპოვება, ხოლო 2030 წლისთვის ევროპის საერთო ენერგომოხმარებაში გაზის წილი 30%-ს მიაღწევს (700 მლრდ მ<sup>3</sup>). რუსეთი ამჟამად ევროპის გაზომომარაგებაში უმნიშვნელოვანეს როლს თამაშობს, მაგრამ რამდენიმე შიდა და გარე ფაქტორის გამო ექვემდებარება 2030 წლისთვის მისი შესაძლებლობა - გაზარდოს გაზის ექსპორტი ევროპაში. სწორედ ამიტომ ევროპა იძულებული იქნება მოახდინოს გაზის იმპორტის დივერსიფიკაცია რუსეთის გვერდის ავლით და მოძებნოს ალტერნატიული წყაროები[7].

ევროპის ინტერესში შედის მიწოდების წყაროების დივერსიფიკაცია, რომელიც უნდა განხორციელდეს მარშრუტების და მოწოდების წყაროების დივერსიფიკაციით, LNG-ის მოხმარების მაქსიმალური გაზრდით, ადგილობრივი არატრადიციული გაზის რესურსების მოპოვებით. მართალია, ეს ვერ შეცვლის რუსულ გაზს, როგორც წყაროს, თუმცა შესაძლებელს გახდის ახალი დივერსიფიცირებული მომარაგების უზრუნველყოფას. ამასთან, ავტორი განიხილავს ფიქალის გაზის პერსპექტივებს ევროპის ბაზარზე და აღნიშნავს, რომ ფიქალის გაზის რევილუციამ შესაძლოა შეცვალოს ქვეყნებს შორის არსებული სტრატეგიული ენერგოურთიერთობები. ახლად აღმოჩენილმა ენერგორესურსმა შესაძლოა, შეცვალოს დამოკიდებულება მწარმოებელ და მომხმარებელ რეგიონებსა და ქვეყნებს

შორის. ავტორის აზრით, ახალმა რესურსმა შესაძლებელია განსაკუთრებული სარგებელი მოუტანოს ევროპას, რადგან მისი მთავარი მიზანი იმპორტზე დამოკიდებულების შემცირებაა. მიუხედავად ამისა, არატრადიციული გაზის მოპოვება ევროპაში ჯერ მხოლოდ ჩანასახის დონეზეა და მისი განვითარების პერსპექტივა ჯერ კიდევ გაურკვეველია.

ნაშრომში განხილულია რუსეთში გაზის მოპოვებისა და მოხმარების მდგომარეობა, ქვეყნის ენერგოპოლიტიკა, „Gazprom“-ის როლი და რუსეთში გაზის მოპოვების მომავალი.

რუსეთი ევროპის უმსხვილესი გაზმომარაგებელია. 1990 წელს მის წილად მოდიოდა ევროპაში გაზის იმპორტის 75%, 2010 წელს ეს მაჩვენებელი 40%-მდე შემცირდა და საბოლოოდ დაახლოებით 25%-ზე დასტაბილურდა.

მსოფლიოში გაზის რესურსების ერთ-ერთი უმსხვილესი მფლობელის (რუსეთი) წილად 2008 წელს მოდიოდა მსოფლიოს გაზის წარმოების 19,6%, თუმცა 2009 წლიდან ლიდერის პოზიციების დაკავება ამერიკამ დაიწყო, ფიქალის გაზის რევოლუციის შედეგად წარმოების ზრდის ხარჯზე.

მწარმოებელთან ერთად რუსეთი გაზის უმსხვილესი მომხმარებელიცაა. ქვეყნის საერთო ენერგომომხმარებაში გაზის წილი 2008 წელს 55% იყო. რუსეთის ენერგობალანსში მომდევნო ადგილზეა ნავთობი და ნახშირი. განახლებად ენერგორესურსებს კი უმნიშვნელო ადგილი უკავია.

2008 წელს რუსეთმა 420,2 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზი მოიხმარა, იგი გაზის მომხმარებელ ქვეყნებს შორის მეორეა ამერიკის შემდეგ. (657,2 მლრდ მ<sup>3</sup>), თუმცა ქვეყნების ეკონომიკის ზომის გათვალისწინებით, რუსეთის მოხმარების მაჩვენებელი მნიშვნელოვნად მაღალია. მოხმარების მაღალ დონეს კი გარკვეულწილად განაპირობებს გაზის დაბალი ფასი შიდა ბაზარზე.

რუსეთში გაზის ძირითადი წარმოება ხდება ძველ, საბჭოთა საბადოებზე დასავლეთ ციმბირში (ურენგიოს და იამბურგის საბადოები). ამ საბადოებმა მოპოვების პიკს უკვე მიაღწიეს და თანდათანობით მათი წარმოება მცირდება. მართალია, იყო არსებული კლების დაბალანსების მცდელობები ციმბირში პატარა საბადოების გახსნით, მაგრამ მნიშვნელოვანი შედეგი ამას არ

მოპყოლია. მხოლოდ ერთი ახალი დიდი საბადო გაიხსნა 2001 წელს - ზაპოლიარნოი. მართალია, ამ საბადოზე გაცილებით დიდი მოცულობის გაზი მოიპოვება, ვიდრე მცირე საბადოებზე, მაგრამ ეს საკმარისი არ არის ძველი "გიგანტი" საბადოების დასაბალანსებლად. ავტორის აზრით, იმისათვის რომ, რუსეთმა თავი აარიდოს წარმოების ვარდნას, აუცილებელია, რაც შეიძლება მალე გახსნას ახალი საბადოები.

ბოლოს ციტირებულ ნაშრომში განხილულია საკითხის ეკონომიკური ასპექტებიც. კერძოდ, ეკონომიკური კრიზისის შედეგები. კრიზისის შედეგად გაზზე მოთხოვნა შემცირდა, როგორც ევროპაში, ისე რუსეთში. 2009 წელს „Gazprom“-ის გაზის წარმოება 16%-ით მკვეთრად დაეცა, ხოლო რუსეთის გაზის ექსპორტი 11%-ით შემცირდა. გაზზე და ნავთობზე არსებულმა დაბალმა ფასებმა სიტუაცია კიდევ უფრო გააუარესა. ავტორი ვარაუდობს, რომ ყოველივე ეს უახლოეს წლებში მნიშვნელოვნად შეამცირებს რუსეთის შემოსავლებს, რაც მნიშვნელოვნად გაართულებს „Gazprom“-ის ამბიციური საინვესტიციო გეგმის განხორციელებას, რომელიც გულისხმობს ჩრდილოეთ და აღმოსავლეთ რუსეთში (არქტიკის ოფშორში) გაზის ახალი საბადოების გახსნას. ინვესტიციების ნაკლებობამ კი, რომელიც გამოწვეულია სუსტი ეკონომიკით, შეიძლება გრძლევადიან პერსპექტივაში რუსეთის გაზის წარმოების გაუარესებაც კი გამოიწვიოს.

იგივე ნაშრომში ყურადღება გამახვილებულია თავად „Gazprom“-ის ჰეგემონიაზე, როგორც ადგილობრივ, ისე ევროპის ბაზარზე. „Gazprom“ აკონტროლებს რუსეთის გაზის რეზერვების 69%-ს და ქვეყანაში გაზის წარმოების 83%-ს. თუმცა ავტორის ინფორმაციით, 2010 წელს ეს უკანასკნელი 75%-მდე შემცირდა. ამასთან, კომპანიის მიერ კონტროლდება რუსეთის გაზსადენების სისტემა, ამიტომ იგი გაზის ექსკლუზიური ექსპორტიორია. მის წილად მოდის ქვეყნის მშპ-ის 10%.

ავტორი ნაშრომში განიხილავს რუსეთის ენერგოსტრატეგიასაც. სტრატეგიის მიხედვით, 2030 წლისთვის იგეგმება, რომ ქვეყნის გაზის ექსპორტის 20% და ნავთობის ექსპორტის 25% აღმოსავლეთ ბაზრებზე გავა.

სხვა ბაზრებზე რუსეთში ამ დროისათვის, 279-დან 293 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაზის გაყიდვას ფიქრობენ, მათ შორის, დასავლეთის (ძირითადად, ევროპა) ბაზრისთვის გათვლილი აქვთ 201 მლრდ მ<sup>3</sup>.

EIA-ს შეფასებით, რუსეთს 2020 წელს 220 მლრდ მ<sup>3</sup>, ხოლო 2030 წელს 260 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზი ექნება საექსპორტოდ (დასავლეთ და აღმოსავლეთ ბაზრებზე). როგორც ვხედავთ, ეს ციფრები მნიშვნელოვნად ჩამორჩება თავად რუსეთის ენერგოსტრატეგიით გათვალისწინებულ მონაცემებს (349-368 მლრდ მ<sup>3</sup> 2030 წელს). ავტორი მიიჩნევს, რომ თუ EIA-ს შეფასება გამართლდა, ევროპის მცდელობა მომავალში უსაფრთხო გახადოს გაზის მიწოდება, გართულდება.

სტრატეგიის მიხედვით, დაგეგმილია გაზის წარმოების გაზრდაც. 2030 წლისთვის გაზის წარმოება 665-940 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს მიაღწევს, რაც 33-42%-ით მეტია 2008 წლის მაჩვენებლებთან შედარებით. 2030 წლისთვის 349-368 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაიზრდება გაზის ექსპორტის მაჩვენებელიც.

ავტორის აზრით, რუსეთში ახალი საბადოების გახსნა მათი მკაცრი გარემო პირობების გათვალისწინებით, სავარაუდოდ, გართულდება. საბადოების განვითარება ტექნოლოგიურად და ფინანსურად „Gazprom“-თვის სერიოზული გამოწვევაა, რადგან საჭიროებს ახალი ტექნოლოგიების დანერგვას და დიდ ინვესტიციებს. ავტორის აზრით, საბადოების გახსნა დათქმულ ვადებში ვერ მოხერხდება.

პერსპექტივას, რომ რუსეთს 2030 წელს არ ექნება ევროპისთვის საკმარისი გაზი, განიხილავენ სხვა მკვლევარებიც [16]. კვლევაში განხილულია ოთხი სცენარი, რომელმაც ევროპის ბაზარზე რუსეთის გავლენა შეიძლება შეამსუბუქოს. 1. ჩინეთი, როგორც არასასურველი პარტნიორი; 2. ენერჯის ახალი წყაროები. 3. ცენტრალური აზიიდან გაზის ევროპაში მოწოდების კონტროლი და 4. რუსეთმა მომავალში ვერ მოიპოვოს საჭირო გაზის მოცულობა. მკვლევარის აზრით, ჩინეთი შეეცდება ნახშირის წარმოება შეამციროს, მაგრამ ისე, რომ არ გახდეს დამოკიდებული ერთ რომელიმე წყაროზე. სწორედ ამიტომ, დიდი ალბათობაა, რომ რუსეთმა ჩინეთის გაზის

ბაზრის დაკავება მოისურვოს და ევროპისთვის არასახარბიელო სიტუაცია შექმნას.

მეორე სცენარში ევროპის რუსეთზე დამოკიდებულებისგან გათავისუფლების ერთ-ერთ გამოსავლად ახალი (ბირთვული) ენერჯის განვითარება მიიჩნევა. კერძოდ, ტექნოლოგიურმა პროგრესმა და ახალი ენერჯის წყაროების განვითარებამ შეიძლება რუსულ ნახშირწყალბადებს ფასეულობა დაუკარგოს[21].

ცენტრალური აზიის გაზის ტრანზიტის კონტროლის საკითხებია განხილული მესამე სცენარში. კერძოდ, თურქმენული გაზის ექსპორტის ასპექტები. ავტორი მიიჩნევს, რომ ვინაიდან „Gazprom“-ს დაბლოკილი აქვს თურქმენული გაზის ევროპაში ტრანზიტი, თურქმენეთს გაზის ჩინეთში და პაკისტანში ექსპორტის შესაძლებლობა გააჩნია. ამ შემთხვევაში, თურქმენეთი რუსეთთან გაზის ფასთან დაკავშირებით გაცილებით მოქნილი პოზიციის დაფიქსირებას შეძლებს, რაც გარკვეულწილად იმოქმედებს ევროპის გაზის ბაზარზე.

მეოთხე სცენარში ავტორი უშვებს შესაძლებლობას, რომ რუსეთმა ვერ აწარმოოს საკმარისი გაზი ევროპის მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად. ამ მოსაზრების გამყარებას მკველავრი ცდილობს რამდენიმე ასპექტით. კერძოდ, გამოლეული გაზის ძველი საბადოები; ახალი საბადოების გახსნის რთული კლიმატური და ტექნოლოგიური პირობები; „Gazprom“-ის არასწორი პრიორიტეტები - ინვესტიციები ჩადოს არა გაზის საბადოების განვითარებაში, არამედ საექსპორტო ინფრასტრუქტურის მშენებლობაში; თავად რუსეთში გაზის მოხმარების მაღალი მაჩვენებლები და გაზის გაუმართლებლად დაბალი ფასი მოსახლეობისთვის. ავტორის გათვლებით, „Gazprom“-ს სამი ახალი დიდი საბადოს შტოკმანის (3,7 ტრილიონი მ<sup>3</sup>), იამალის (10.4 ტრილიონი მ<sup>3</sup>) და სახალინის (2.7 ტრილიონი მ<sup>3</sup>) ასათვისებლად ჯამში 40 მლრდ დოლარი დასჭირდება.<sup>4</sup> იმის გათვალისწინებით, რომ „Gazprom“-ს საექსპორტო ინფრასტრუქტურის გარდა, სარეაბილიტაციო აქვს უკვე არსებული და

---

<sup>4</sup> 2008 წლის მონაცემებით



ამორტიზებული შიდა სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურა და ახალი საბადოების ერთიან ქსელთან მიერთებითვის საჭირო გაზსადენები, ავტორის მონაცემებით, 100 მილიარდი დოლარის ინვესტირება სჭირდება. ამასთან, მკვლევარი მიიჩნევს, რომ თუ რუსეთში მოახერხებენ და ენერგოეფექტურობის მაჩვენებელს 10-15%-ით გაზრდიან, მაშინ ყოველწლიურად 40-60 მლრდ მ³ გაზს გამოათავისუფლებენ საექსპორტოდ.

#### 1.4. „ვირტუალური“ ენერგოპროექტები

საბერძნეთში 2014 წლის ბოლოს ჩატარებული არჩევნების შედეგებმა, პარალელურად, რუსეთის გადაწყვეტილებამ „სამხრეთ ნაკადის“ პროექტის შეწყვეტის შესახებ და უკრაინის კრიზისმა რეგიონის ენერგოპოლიტიკის მიმართულებების მიმართ ბევრი კითხვის ნიშანი გააჩინა. ამ მხრივ საგულისხმოა პოლონელი მკვლევარის იაროსლავ ვიშნიევსკის კვლევა „ვირტუალური მილსადენები“ [24]. 2015 წლის ივლისში ელექტრონულად გამოქვეყნებულ სტატიაში ვიშნიევსკი განმარტავს საკუთარ ხედვას ე.წ. „ვირტუალური მილსადენის“ მიმართ. „ვირტუალური გაზსადენები არსებობს მხოლოდ მსჯელობისთვის. მათი სახელები გვხვდება მემორანდუმებში, ხელშეკრულებებში, ოფიციალურ განცხადებებსა და პრეს-რელიზებში, მაგრამ ისინი არ ხორციელდება. ვირტუალური მილსადენი გამოიყენება, როგორც შიდა და საგარეო პოლიტიკის იარაღი, ასევე შანტაჟისა და გამოძალვისთვის.

ავტორი იხსენებს 2002 და 2007 წელს ინიცირებულ ენერგოპროექტებს, შესაბამისად, „Nabuccoll“-ს და „სამხრეთ ნაკადს, რომელთაც „ვირტუალურს“ უწოდებს და ვარაუდობს, რომ მათი ბედი შესაძლოა გაიზიარონ ტრანსაღრიტიკის მილსადენმა და „თურქულმა ნაკადმა“. „გარკვეულია რა ევროპის ქვეყნების ენერგეტიკულ მოთხოვნებში, კრემლი შეგნებულად ათამაშებს ევროპის ქვეყნებს ერთმანეთის წინააღმდეგ. ეს ქვეყნები კი იმის მაგივრად რომ შექმნან ენერგოპოლიტიკა, მხოლოდ ეწინააღმდეგებიან ამას.

მკვლევარი მიიჩნევს, რომ ევროკავშირს არ შეუძლია კრემლის მსგავსი მეთოდებით მუშაობა, რადგან იგი [ევროკავშირი] არ არის „ერთი აქტიორი“. მას არ გააჩნია ერთიანი ენერგოპოლიტიკა, ენერგომიწოდების უსაფრთხოების

საკითხები ახლო მომავალშიც ცალკეული ევროპული ქვეყნების მთავრობების ინდივიდუალური პასუხისმგებლობის თემებად რჩება. „ენერგოკავშირის“ ჩამოყალიბებამ შესაძლოა შეცვალოს შიდა ენერგეტიკული ბაზარი, მაგრამ მას საგარეო ენერგეტიკულ ურთიერთობებზე ნაკლები გავლენის მოხდენა შეუძლია”, - მიაჩნია ვიშნიევსკის.

ავტორი იხსენებს „Nabucco“-ს პროექტის ისტორიას და აღნიშნავს, რომ პროექტის კონკურენტად რუსეთმა ინიცირება გაუკეთა „სამხრეთ ნაკადს. მას შემდეგ, რაც 2013 წლის ივნისში შაჰ-დენიზის კონსორციუმმა არჩევანი გააკეთა „ტრანსადრიატიკის მილსადენის“ სასარგებლოდ, რუსეთმა 2014 წელს უარი თქვა „სამხრეთ ნაკადის“ პროექტზე. იმის გამო, რომ „Nabucco“ „ტრანსადრიატიკის მილსადენმა“ ჩაანაცვლა, კრემლმა საჭიროდ მიიჩნია ამჯერად უკვე ამ უკანასკნელის კონკურენტი პროექტის ინიცირება მოეხდინა და შესაბამისად, საზოგადოებას შესთავაზა „თურქული ნაკადი“.

ვიშნიევსკი მიიჩნევს, რომ „ტრანსადრიატიკის მილსადენის“ პროექტის განხორციელება კითხვის ნიშნის ქვეშ დგას, ვინაიდან „თურქული ნაკადის“ ინიცირების შემდეგ მოხდა მისი პოლიტიზირება, რაც მას ე.წ. „ვირტუალური მილსადენების“ კატეგორიას მიაკუთვნებს.

რამდენიმე უპასუხო კითხვას შორის ავტორი გაურკვეველად თვლის მილსადენების მარშრუტებს. ვიშნიევსკი ადარებს რა ერთმანეთს „თურქულ ნაკადს“ და „ტრანსადრიატიკის მილსადენს“, აცხადებს, რომ მათი მარშრუტები საწყისი და ბოლო წერტილების გარდა გაურკვეველია. ავტორს ძნელია დაეთანხმოს ამ მოსაზრებაში, რადგან „თურქულ ნაკადთან“ შედარებით „ტრანსადრიატიკის მილსადენის“ სრული მარშრუტი, მათ შორის, საკომპრესორო სადგურების ადგილმდებარეობები, ონკანების რაოდენობა და სხვა ტექნიკური დეტალები, განთავსებულია პროექტის ვებ-გვერდზე და განმახორციელებელი კომპანია უკვე მუშაობს მიწის რეგისტრაციებზე, მაგალითად ალბანეთში.

## 1.5. საქართველოს ენერგოუსაფრთხოება

საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოების მნიშვნელოვანი საკითხებია განხილული „მსოფლიო გამოცდილება საქართველოს“ (WEG) მიერ გამოცემულ წიგნში „საქართველოს ენერგეტიკული სექტორი ევროკავშირთან ასოცირების კონტექსტში“. წიგნში გამოქვეყნებულ სხვადასხვა ავტორის საინტერესო ნაშრომებს შორის საგულისხმოა რამდენიმე მათგანი. პროფესორი თ. გოჩიტაშვილი ენერგეტიკული რესურსების მიწოდების თვალსაზრისით საქართველოს ტიპიურ „კუნძულს“ ადარებს, ამიტომ თვლის, რომ სამხრეთ კავკასიურ მილსადენთან დაკავშირებით საქართველომ უნდა გამოიყენოს ევროკავშირის პრაქტიკაში არსებული ე.წ. დეროგაციის უფლება საერთაშორისო სატრანზიტო კონტრაქტებზე მათი მოქმედების მთელ პერიოდზე და ტრანზიტის საფასურად თანხის მიღების ნაცვლად<sup>5</sup>, ისევე კუთვნილი, გატარებული გაზის 5% მიიღოს. ამასთან, ავტორი მიიჩნევს, რომ საქართველო პირველ ეტაპზე ვერ ისარგებლებს ენერგეტიკულ თანამეგობრობაში გაერთიანებით მისაღები ზოგიერთი პრივილეგიით, რაც განპირობებულია მისი გეოგრაფიული და ტექნიკური იზოლაციით თანამეგობრობის ერთიანი ბაზრისგან. სწორედ ამიტომ, ავტორი თვლის, რომ ევროპის ენერგეტიკულმა თანამეგობრობამ საქართველოს უნდა მისცეს დეროგაციის უფლება. კერძოდ, ქვეყანამ უნდა მიიღოს დროებით გადახვევის (დეროგაციის) უფლება მოქმედ სატრანზიტო ხელშეკრულებებზე[24].

საგულისხმოა, კიდევ ერთი ნაშრომი [26], სადაც ავტორი აღნიშნავს, რომ მართალია, საქართველო მთლიანობაში საკმაოდ მოქნილი ენერგო მიწოდებით სარგებლობს, მაგრამ გაზზე ზრდადი მოთხოვნა, მისი არათანაბარი მოხმარება ზამთარში და აზერბაიჯანიდან დამაკავშირებელ ერთადერთ მილსადენზე დამოკიდებულება წარმოქმნის მცირეალბათურ, მაგრამ დიდი შედეგების მქონე რისკს, რომელზეც საქართველომ უნდა იზრუნოს საშუალოვადიან პერიოდში.

---

<sup>5</sup> ამას მოითხოვს ენერგეტიკული გაერთიანების დირექტივა

ნაშრომში განხილულია ბუნებრივი გაზის მოხმარებასთან დაკავშირებული გამოწვევები. ავტორი მიიჩნევს, რომ ენერგომოხმარების ზრდის ტენდენცია და აზერბაიჯანიდან ხელსაყრელი მოწოდების არსებობა განაპირობებს საქართველოს მეტად დამოკიდებულებას ბუნებრივ გაზზე მომავალში. მისი პროგნოზით, 2030 წლისათვის მოსალოდნელია მოთხოვნის 2-ჯერ და მეტად ზრდა. დამატებითი მოთხოვნის დაკმაყოფილება ადვილად შეიძლება აზერბაიჯანიდან იმპორტის ზრდით, რამეთუ სამხრეთ კავკასიის გაზსადენს<sup>6</sup> შეუძლია გაატაროს 8.8 მლრდ. მ<sup>3</sup>-მდე/წ და დაგეგმილია მისი გაფართოება 25 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე (და მოგვიანებით, შესაძლოა, 60 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე). ამ ყველაფერს შესამჩნევი გავლენა ექნება საქართველოსთვის გაზის მომწოდებელთა მრავალფეროვნებაზე, მარშრუტებსა და საწვავის სახეობებზე. სხვა თანაბარ პირობებში, ეს გაზრდის იმპორტზე დამოკიდებულებას 65%-დან 77%-მდე. აზერბაიჯანიდან იმპორტი ენერჯის მთლიან იმპორტში გაიზრდება 43%-დან 62%-მდე. ასე რომ, უფრო მეტად გამწვანდება ალტერნატიული მომწოდებლების კუთხით საკმაო მხარდაჭერის უზრუნველყოფა, რათა აღმოიფხვრას შეფერხება ერთი ყველაზე მნიშვნელოვანი მომწოდებლისგან[26].

მეორე საკითხია გაზზე დამოკიდებულების უთანასწორო განაწილება წლის განმავლობაში. ზაფხულის განმავლობაში ჰიდრო ენერჯიას მნიშვნელოვანი წვლილი შეაქვს ენერჯო ბალანსში, მაშინ როცა გაზი თითქმის არ მოიხმარება ამ პერიოდში. მეორე მხრივ, გათბობის სეზონზე, განსაკუთრებით მაშინ, როცა ზოგი ჰიდრორეზერვუარი გაყინულია, გაზი ძირითად საწვავად გვევლინება. გათბობის ოთხთვიან პერიოდში გაზზე მომუშავე ელექტროსადგურები საქართველოში ბუნებრივი გაზის თითქმის ნახევარს მოიხმარენ. ასე რომ, ამ პერიოდში აზერბაიჯანიდან გაზის მუდმივი მიწოდების შეწყვეტა, რომელის ლიმიტია 12.5 მლნ. მ<sup>3</sup>/დ, ძნელი ასანაზღაურებელი იქნება. ღარიბი ინფრასტრუქტურის პერსპექტივიდან, არსებულმა 1200 მმ და 700 მმ გაზსადენებმა რუსეთიდან შეიძლება სომხეთსა

---

<sup>6</sup> იგულისხმება სამხრეთ კავკასიური მილსადენი

და საქართველოს მოაწოდონ გაზი მოთხოვნის პიკის დროს, რადგან მათ შეუძლიათ გამოატარონ 50 მლნ. მ<sup>3</sup>/დ გაზი, მაგრამ რა ფასად მიაწვდის გაზს რუსეთი საქართველოს და აქვს თუ არა მას საკმაო ოდენობის გაზი მოთხოვნისთანავე მოსაწოდებლად, ღია შეკითხვად რჩება.

მაშასადამე, საქართველომ მეტად უნდა გამოიძიოს დივერსიფიკაციის შესაძლებლობები. მოკლევადიანი გაზის მიწოდების რისკი შესაძლებელია შერბილდეს, მაგალითად, გაზის სტრატეგიული მარაგებით, მოთხოვნის შემცირების შესაძლებლობით, ალტერნატიული საწვავით თერმული ელექტროსადგურებისთვისა და ასევე, ცენტრალიზებული გათბობის სისტემებით. გაზრდილი მოთხოვნის საპასუხოდ, გრძელვადიანი პერიოდის განმავლობაში გაზის მიწოდების შეფერხება შეიძლება აღმოიფხვრას შესაბამისი ალტერნატიული მარშრუტებით (მაგ. რუსეთი და ირანი)[26]. უფრო მეტიც, ენერგო მოხმარების ეფექტურობის ზრდამ (მაგ. უკეთესი თერმოიზოლაცია) შეიძლება შეასუსტოს ბუნებრივ გაზზე მოთხოვნა[24].

## თავი 2. კასპიის რეგიონის გაზის რესურსები და გაზის საექსპორტო პოტენციალი

### 2.1. გაზის რესურსები

კასპიის რეგიონის<sup>7</sup> დამტკიცებული გაზის რეზერვები დაახლოებით 21 ტრილიონ კუბურ მეტრად არის შეფასებული, რაც მსოფლიოში არსებული გაზის რეზერვის 11%-ია. გაზის ყველაზე დიდი რეზერვი თურქმენეთშია. თურქმენეთი შედის მსოფლიოში გაზის რესურსებით მდიდარი ქვეყნების ხუთეულში (მეოთხე ადგილზე რუსეთის, ირანის და ყატარის შემდეგ)[41]. 2014 წლის მონაცემებით, თურქმენეთის გაზის დამტკიცებული რეზერვები დაახლოებით 17,5 ტრილიონი კუბური მეტრია[34]. თურქმენეთის წილი კასპიის რესურსებში 77%-ია, ხოლო აზერბაიჯანის წილი - 11%-ს შეადგენს. აზერბაიჯანის პრეზიდენტმა ჰეიდარ ალიევმა განაცხადა, რომ აზერბაიჯანში გაზის დამტკიცებული მარაგი 2,6 ტრილიონი კუბური მეტრია[43], თუმცა საერთაშორისო ენერგეტიკული ორგანიზაციების მონაცემებში[30] ეს მაჩვენებელი 0,9 ტრილიონი კუბური მეტრია.

გაზის ძებნა-ძიებისა და მოპოვების საქმიანობას კასპიის რეგიონში საერთაშორისო ენერგეტიკული კომპანიები ახორციელებენ. მაგალითად, აზერბაიჯანში 50-ზე მეტი კომპანია 20 სხვადასხვა ქვეყნიდან გაზის ძებნა-ძიებასა და მოპოვებას 40-ზე მეტ საბადოზე აწარმოებს. მათ შორის, ბრიტანული „Bp”, ნორვეგიული „Statoil”, ამერიკული „Exxonmobil”, ფრანგული „Total”, რუსული „Lukoil”, ფრანგული „Gaz de France” და სხვები. აზერბაიჯანში უმსხვილეს საბადოდ მიჩნეულია ოფშორული შაჰ-დენიზი, რომლის სავარაუდო მარაგი 1,2 ტრლნ მ<sup>3</sup> გაზი და 240 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის კონდენსატია[44]. გაზის 90%-ს მოიპოვებენ კასპიის ზღვის შელფიდან. თანმდევი გაზის მოპოვება ხორციელდება აზერი-ჩირაგ-გიუნეშლის საბადოდანაც. არსებობს სხვა პერსპექტიული საბადოებიც, რომელთა ათვისება 2025 წლამდე პერიოდში იგეგმება. კერძოდ, საბადო „უმიდი” - 200 მლრდ მ<sup>3</sup>

<sup>7</sup> აზერბაიჯანი, თურქმენეთი, ყაზახეთი, უზბეკეთი

გაზის რეზერვით, საბადო „ბაბეკი” - 400 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის რეზერვით და საბადო „აფშერონი” - 340 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის რეზერვით.

ცხრილი N1

ბუნებრივი გაზის მოპოვება რეგიონში (მლრდ.მ<sup>3</sup>)

	2008	2009	2012	2013	2014
აზერბაიჯანი	14,8	14,8	15,6	16,2	16,4
ყაზახეთი	16,9	16,4	18,4	18,5	19,3
თურქმენეთი	66	36,4	62,3	62,3	69,3
უზბეკეთი	62	60	56,9	55,2	57,3

„უმიდიდან” აზერბაიჯანის სახელმწიფო ნავთობკომპანია (SOCAR) გაზის მოპოვება 2012 წელს დაიწყო და 2013 წლის მონაცემებით, საბადოდან 182 მლნ მ<sup>3</sup> გაზი მოიპოვა. 2014 წლის სექტემბერში „SOCAR”-მა ბურღვითი სამუშაოები შეაჩერა და ამის მიზეზად გამოცხადებული ტენდერი დაასახელა. SOCAR აპირებს, შეარჩოს პარტნიორი ინვერსტორი კომპანია, რომელიც „უმიდი-ბაბეკის” საბადოზე ძიებისა და მოპოვების ახალ სტარტეგიას შესთავაზებს.[45] ამჟამად „უმიდზე” „SOCAR” (80%-იანი წილი) კერძო კომპანია „Nobel Oi”-თან (20%-იანი წილი) ერთად მუშაობს. საბადო „აფშერონზე” საქმიანობას ფრანგული კომპანია „Total” (60%-იანი წილი) ახორციელებს „SOCAR”-თან (40%-იანი წილი) ერთად.

განსხვავებული ვითარებაა თურქმენეთში. მართალია, ბოლო წლებში ნავთობისა და გაზის სექტორი თურქმენეთის ხელისუფლებამ უცხოური ინვესტიციებისთვის ნაწილობრივ გახსნა, მაგრამ მსოფლიო ბანკის შეფასებით[46] „თურქმენეთის მთავრობის მონაცემები ეკონომიკურ ინდიკატორებზე, მათ შორის, პირდაპირ უცხოურ ინვესტიციებზე ჯერაც მიუწვდომლად და არასანდოდ რჩება. მართალია, ადგილობრივი ხელისუფლება ირწმუნება, რომ საკანონმდებლო ბაზრის ლიბერალიზება განახორციელა და ენერგეტიკულ სექტორში ინვესტიციების მოზიდვას და

უცხოელ პარტნიორებთან ურთიერთობას მიესალმება, მაგრამ, ჯერჯერობით, თურქმენეთში აზიური კომპანიები მუშაობენ. ფაქტია, რომ ხმელეთზე (ონშორში) გაზის ძებნა-ძიებისა და მოპოვებით საქმიანობას მხოლოდ ერთი უცხოური კომპანია აწარმოებს - ჩინეთის სახელმწიფო ნავთობის კორპორაცია (CNPC)<sup>8</sup>.

რაც შეეხება ზღვაში (ოფშორში) საქმიანობას, ამ მიმართულებით თურქმენეთის კანონმდებლობა შედარებით უფრო ლიბერალურია, თუმცა ამ შემთხვევაში უცხოური კომპანიები ვალდებულები არიან ადგილობრივ სახელმწიფო კომპანიებთან - „თურქმენნეფტთან“ და „თურქმენგაზთან“ პროდუქციის წილობრივი განაწილების ხელშეკრულებები გააფორმონ. ოფშორში ნახშირწყალბადების ძებნა-ძიებისა და მოპოვების უფლებით სარგებლობენ ჩინეთის ნავთობის ეროვნული კორპორაცია, არაბული “Dragon Oil”, მალაიზიური „Petronas”, კვიპროსზე რეგისტრირებული “Buried Hill Energy”, დანიურ-გერმანული კომპანია, გერმანული RWE, რუსული “Itera”.

არსებული რესურსების ადექვატურია რეგიონში გაზის მოპოვების მონაცემებიც. აქაც თურქმენეთი ლიდერობს, 2009 წელთან შედარებით, 2014 წელს გაზის მოპოვება თურქმენეთში თითქმის გაორმაგდა (90%-ით გაიზარდა), აზერბაიჯანში ამ მაჩვენებელმა 10,8% შეადგინა. ასეთი მნიშვნელოვანი ზრდა თურქმენეთში ჩინურ ინვესტიციას უკავშირდება. ჩინეთის ეროვნული ნავთობკომპანია თურქმენეთში გაზის მოპოვების ბიზნესში ერთ-ერთი მსხვილი ინვერსტორია. იგი მონაწილეობს მსოფლიოში სიდიდით მეორე საბადოს “გაკლინიშის” ათვისებაში. ჩინეთის განვითარების ბანკმა საბადოს ათვისების პირველი და მეორე ფაზებისთვის დაახლოებით 8,2 მლრდ დოლარი გამოყო (იხ.სურათი N1).

---

<sup>8</sup> ნავთობის ძებნა-ძიებისა და მოპოვებაზე პროდუქციის წილობრივი განაწილების ხელშეკრულებები გაფორმებული აქვს ბრიტანულ-იტალიურ კომპანია ბარენ ენერჯისტან/Burren Energy (ნებითდაგის საბადო/ Nebitdag Contractual Territory) და თურქმენულ-ავსტრიულ (Turkmennebit state oil concern – Mitro International) ერთობლივ კომპანიასთან ხაზარის პროექტის ოპერირებაზე.

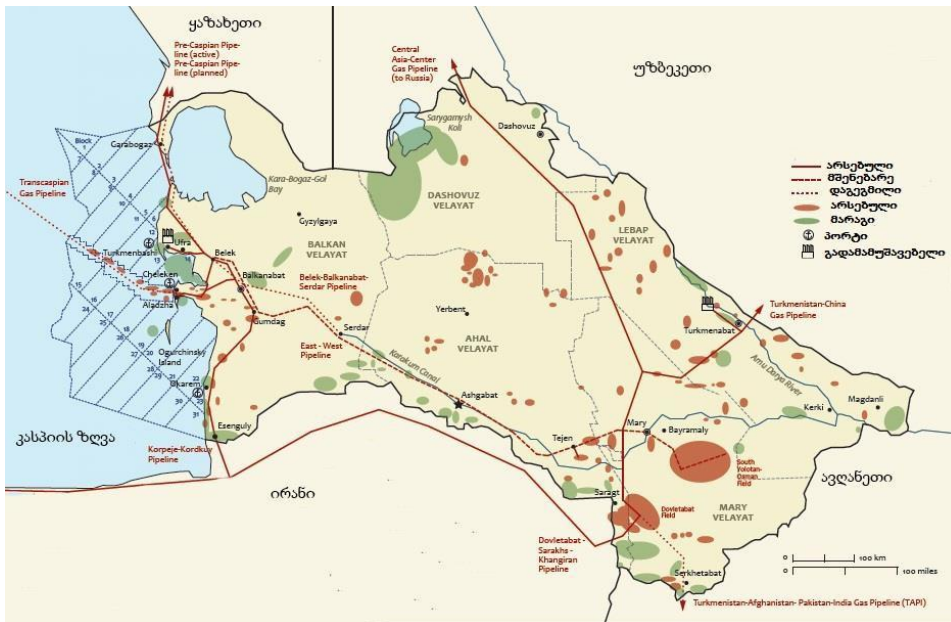
<sup>9</sup> ბრიტანული კომპანია "Gaffney, Cline & Associates"-ის შეფასებით, გააკლინიშის მარაგი 26 tcm-ია.



აზერბაიჯანში ბოლო წლებში გაზის მოპოვების ზრდის ტემპი შაჰ-დენიზის საბადოს ათვისებას უკავშირდება. აქ ძებნა-ძიებისა და მოპოვების სამუშაოებს კონსორციუმი აწარმოებს, რომლის შემადგენლობაში ამჟამად შედიან - კომპანია „Bp” - 28.8%, კომპანია „TPAO”- 19%, „SOCAR”- 16,7%, „Pestronas” - 15.5%, „Lukoil” - 10% და „NIOC”- 10%. აღსანიშნავია, რომ 2014 წლის ივნისში კონსორციუმი დატოვა იტალიურმა კომპანია „Eni”-მ, თავისი 5%-იანი წილი მან „Lukoil”-ს მიჰყიდა. კომპანიაში წილები გაყიდეს ნორვეგიულმა „Statoil”-მა და თურქულმა „Total”-მაც. პირველმა საკუთარი წილი „Bp”-ს, „SOCAR”-ს და „Petronas”-ს მიჰყიდა, მეორემ კი თურქულ კომპანია „TPAO”-ს.

კასპიის რეგიონში მოპოვებული გაზის ექსპორტი ძირითადად, რუსეთში (უზბეკეთიდან და თურქმენეთიდან), ჩინეთში (თურქმენეთიდან), ირანში (თურქმენეთიდან, აზერბაიჯანიდან), საქართველოში (აზერბაიჯანიდან) და თურქეთში (აზერბაიჯანიდან) ხორციელდება. ჩინეთში გაზზე მოთხოვნის სწრაფი მატების პარალელურად იზრდება თურქმენეთიდან ჩინეთში ექსპორტირებული გაზის მოცულობა (საშუალოდ 25,5 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ). 2009 წელს თურქმენეთსა და რუსეთს შორის არსებული გაზის კონფლიქტის შემდეგ, თურქმენეთმა ექსპორტის დივერსიფიკაციაზე წარმატებით იზრუნა და უკვე 2009 წელს დაფიქსირებული ვარდნა, 2014 წელს 156%-ით გაზრდა, ძირითადად, ჩინეთში ექსპორტირებული გაზის ხარჯზე. 28%-ით არის გაზრდილი აზერბაიჯანიდან ექსპორტირებული გაზის მოცულობა - ძირითადად, სამხრეთ კავკასიური მილსადენით თურქეთში ტრანსპორტირებული გაზის ხარჯზე[45]. კასპიიდან გაზის ექსპორტის მაჩვენებლების ზრდის მიუხედავად, შემცირებულია რუსეთში ექსპორტირებული გაზის მოცულობები. თუ 2007 წელს “Gazprom”-მა კასპიის ქვეყნებიდან 60 მლრდ. მ<sup>3</sup>. გაზი იყიდა, 2010 წელს - 37,8 მლრდ. მ<sup>3</sup> შეიძინა, 2014 წელს კი მხოლოდ - 24,2 მლრდ. მ<sup>3</sup>. ევროპაში არსებული ეკონომიკური კრიზისის პირობებში, თურქმენულმა გაზმა რუსეთისთვის მიმზიდველობა დაკარგა, ამიტომ “Gazprom”-მა უარი თქვა გაზის ძველი მოცულობით

შესყიდვის ვალდებულებაზე და მაგალითად, 2015 წელს მხოლოდ 4 მლრდ. მ<sup>3</sup> შესყიდვას დათანხმდა და 2010 წელთან შედარებით, გაზის მოცულობა თითქმის 10-ჯერ შეამცირა. უფრო მეტიც, 2015 წლის ზაფხულში თურქმენეთმა „Gazprom“ თითქმის ბანკროტად გამოაცხადა, როცა განაცხადა, რომ რუსული ენერგოგიგანტი მას მიწოდებული გაზის ფასს არ უხდოდა. რუსეთში „Gazprom“-ის წარმომადგენელმა ალექსანდრე მედვედევმა ამის პასუხად განმარტა, რომ შუა აზიის ქვეყნებიდან გაზის შესყიდვას კომპანია ამცირებს იმიტომ, რომ შიდა და საექსპორტი მოთხოვნა გაზზე საკუთარი რესურსებით დააკმაყოფილოს.



სურათი N1 თურქმენეთის ნავთობ-გაზ ინფრასტრუქტურის რუკა

## 2.2. კასპიის რეგიონში არსებული საექსპორტო გაზსადენები

### 2.2.1. აზერბაიჯანი

#### ა) სამხრეთ კავკასიური მილსადენი (SCP)

სამხრეთ კავკასიური მილსადენი ძირითადი საექსპორტო მილსადენია, რომელიც, აგრეთვე, ცნობილია ბაქო-თბილისი-ერზრუმის სახელით. გაზსადენი რომლის სიძგრე 692კმ-ია, ბაქო-თბილისი-ჯეიჰანის ნავთობსადენის პარალელურად გადის. მისი მშენებლობა 2007 წელს დასრულდა. გაზსადენის გამტარუნარიანობა 8,8 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-ია, გაფართოების

შესაძლებლობით. გაზსადენით შაკ-დენიზის საბადოზე მოპოვებული გაზის ექსპორტი ხდება თურქეთში. როგორც ტერიტორიის მფლობელი ქვეყანა, მილსადენიდან გაზს იღებს საქართველოც.

### *ბ) გაზი-მაგომედ-მოზდოკის მილსადენი*

ირანის რევოლუციამდე (1979 წელი) სამხრეთ კავკასიის რესპუბლიკები გაზს ირანიდან იღებდნენ, თუმცა რევოლუციის შემდეგ გაზმომარაგება შეწყდა და დღის წესრიგში დადგა ჩრდილოეთ კავკასიიდან ახალი მილსადენის მშენებლობის საკითხი. დაიგეგმა 680 კმ-იანი გაზი-მაგომედ-მოზდოკის მილსადენის მშენებლობა, რომელიც 1983 წელს დასრულდა. მილსადენის საპროექტო სიმძლავრეა 13 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, თუმცა მოქმედი სიმძლავრე 5 მლრდ მ<sup>3</sup>-ია. მას შემდეგ, რაც აზერბაიჯანი გაზის ექსპორტიორი გახდა (2007 წელი), მილსადენით რუსეთიდან გაზის იმპორტი შეწყდა. 2010 წლიდან აზერბაიჯანი მილსადენის მეშვეობით რუსეთში გაზის ექსპორტს ახორციელებს.

### *გ) ირან-აზერბაიჯანის გაზსადენი*

აზერბაიჯანთან ირანს 1474კმ-იანი მილსადენი აკვშირებს. ირანის რევოლუციამდე მილსადენით ხორციელდებოდა სამხრეთ კავკასიის რესპუბლიკების გაზმომარაგება. 2006 წლიდან მილსადენი გამოიყენება ირან-აზერბაიჯანს შორის სვოპ-კონტრაქტის პირობების შესასრულებლად, კერძოდ, აზერბაიჯანი წელიწადში 500 მლნ მ<sup>3</sup> გაზის ექსპორტს ირანში ახორციელებს, ხოლო ირანი, თავის მხრივ, გაზს ნახჩევანის ავტონომიურ რესპუბლიკას აწვდის, 15%-იან საკომისიოს იღებს. 1020 მმ-იანი მილსადენის[63] საპროექტო სიმძლავრე 10 მლრდ მ<sup>3</sup>-ია წელიწადში. მილსადენი საჭიროებს რეკონსტრუქცია-რეაბილიტაციას, რადგან საპროექტო სიმძლავრით მილსადენს 35 წელია არ უმუშავია. ამისთვის მინიმუმ 18 მლნ დოლარია საჭირო[64].

## 2.2.2 თურქმენეთი

### *დ)ცენტრალური აზია ცენტრი (CAC)*

CAC-ს, რომელიც თურქმენეთში იწყება და უზბეკეთისა და ყაზახეთის გავლით რუსეთში ჩადის, კომპანია „Gazprom“ აკონტროლებს. მილსადენით ხორციელდება თურქმენული და უზბეკური გაზის ექსპორტი რუსეთში. სისტემის მშენებლობა, რომელშიც ორი - აღმოსავლეთ და დასავლეთის განშტოება და რამდენიმე მილსადენი შედის, 1960-1988 წლებში განხორციელდა. მისი საპროექტო სიმძლავრე - 90 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-ია, თუმცა რთული ტექნიკური მდგომარეობის გამო, მხოლოდ ნახევარი სიმძლავრით მუშაობა შეუძლია.

### *ე)თურქმენეთ-ირანის გაზსადენი I*

200კმ სიგრძის გაზსადენი თურქმენეთს ირანთან აკავშირებს. მისი მშენებლობა 1997 წელს დასრულდა და მიზნად ისახავდა ირანის ჩრდილოეთ ნაწილის გაზომარაგებას. მშენებლობის ღირებულების (190 მლნ დოლარი) 90% ირანმა დააფინანსა, თუმცა პროექტში თანამონაწილეობა თურქმენეთმა გაზის მიწოდებით დააბალანსა. მილსადენის სიმძლავრე 8 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ია. გაზსადენის მნიშვნელობა განსაკუთრებულია, რადგან მისი მშენებლობა იყო თურქმენეთის მხრიდან ექსპორტის დივერსიფიკაციის და რუსეთზე, როგორც ერთადერთ საექსპორტო ბაზარზე, დამოკიდებულების შემცირების პირველი მცდელობა.

### *ვ)თურქმენეთ-ირანის გაზსადენი II*

182 კმ სიგრძის მილსადენი მეორე გაზსადენია, რომელიც ერთმანეთთან აკავშირებს თურქმენეთსა და ირანს. მისი მშენებლობა 2010 წელს დასრულდა. გაზსადენის თავდაპირველი სიმძლავრე 6 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-ია, თუმცა გამტარუნარიანობის 12 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაზრდაა შესაძლებელი. მილსადენის მშენებლობა 180 მლნ დოლარი დაჯდა. ირანთან დამაკავშირებელი ორი გაზსადენით თურქმენეთს შესაძლებლობა აქვს 20 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაზის ექსპორტი განახორციელოს ირანში.

### **ზ)ცენტრალური აზია-ჩინეთის გაზსადენი**

1830 კმ სიგრძის გაზსადენი[46] თურქმენეთს უზბეკეთისა და ყაზახეთის გავლით ჩინეთთან აკავშირებს. ცენტრალური აზია-ჩინეთის გაზსადენი მსოფლიოს ყველაზე გრძელი მილსადენების სიაში მეორეა[55].

ამჟამად დასრულებულია სამი პარალელური მილსადენის მშენებლობა, რომელთა საერთო სიმძლავრე 55 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-ია. პირველი სექციის მშენებლობა 2009 წელს დასრულდა, მეორე სექცია ექსპლუატაციაში 2010 წელს შევიდა, მესამე პარალელური ხაზი კი - 2015 წელს.

2014 წელს დაიწყო მეოთხე პარალელური მილსადენის მშენებლობა, რომლის მარშრუტი წინა სამისგან განსხვავებულია. 1000 კმ-იანი მეოთხე სექცია ერთმანეთთან დააკავშირებს უზბეკეთს ჩინეთთან ტაჯიკეთისა და ყირგიზეთის გავლით. მისი სიმძლავრე 25 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-ია. საერთო ჯამში, ოთხივე სექციით შესაძლებელი იქნება ჩინეთში ცენტრალური აზიის ქვეყნებიდან წელიწადში 85 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის ექსპორტი. ჩინეთს თურქმენეთთან გრძელვადიანი კონტრაქტი წლიურად 65 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის მიწოდებაზე 2020 წლამდე აქვს გაფორმებული[56].

### **თ)ბუხარა-ურალის გაზსადენი**

4500 კმ სიგრძის გაზსადენი თურქმენეთს უზბეკეთისა და ყაზახეთის გავლით რუსეთთან აკავშირებს. უზბეკეთი დაინტერესებული იყო, რომ ცენტრალური აზია-ცენტრის გაზსადენის გარდა გაზის მიღების სხვა წყაროც ჰქონოდა, ამიტომ 2001 წელს განაახლა 1964 წელს აშენებული გაზსადენი და თურქმენეთის გაზსადენების სისტემას დაუკავშირდა. გაზსადენის სიმძლავრე 20 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-ია, თუმცა მხოლოდ მეოთხედი დატვირთვით მუშაობს და სჭირდება მოდერნიზება.

### **ი)აღმოსავლეთ-დასავლეთის მილსადენი**

მილსადენის მშენებლობის ინიციატივა თურქმენეთმა 2010 წელს გამოთქვა. გაზსადენმა ქვეყნის სამხრეთ-აღმოსავლეთით მდებარე გაზის საბადოები კასპიის ზღვასთან დააკავშირა. მარშრუტი განიხილება, როგორც

ევროპაში გაზის ტრანზიტისთვის ხელსაყრელი. მილსადენის საპროექტო გამტარუნარიანობა 30 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-ია. მილსადენი 2015 წელს ამოქმედდა.

## 2.3. პერსპექტიული საექსპორტო მარშრუტები

### 2.3.1. აზერბაიჯანი

#### ა) ტრანსანატოლიის გაზსადენი (TANAP)

TANAP-ის პროექტთან დაკავშირებით აზერბაიჯანმა და თურქეთმა ურთიერთგაგების მემორანდუმს ხელი 2011 წლის ბოლოს მოაწერეს. პროექტი ითვალისწინებს გაზსადენის მშენებლობას თურქეთის ტერიტორიაზე. მილსადენი საქართველო-თურქეთის საზღვართან დაიწყება და შაჰ-დენიზის საბადოდან მეორე ფაზის ფარგლებში მოპოვებულ გაზს თურქეთ-საბერძნეთის საზღვართან ჩაიტანს. პროექტის ღირებულება 10-11 მლრდ დოლარია. გაზსადენის გამტარუნარიანობა 2018-2023 წლებში იქნება 6 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, ხოლო 2023 წლიდან წლიურად 23 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაიზრდება. მშენებლობა 2018 წელს, შაჰ-დენიზის მეორე ფაზის ამოქმედებისთვის უნდა დასრულდეს.

#### ბ) ტრანსადრიატიკის გაზსადენი (TAP)

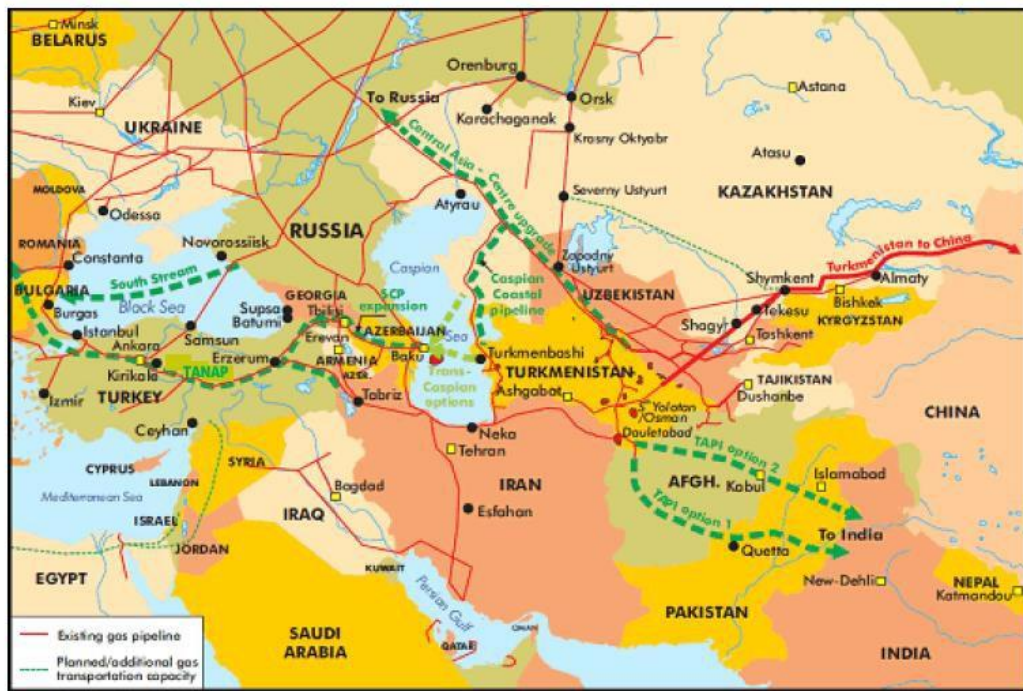
TAP-ის იდეა შვეიცარულ კომპანია Axpo-ს ეკუთვნის, რომელმაც პროექტის განხორციელების მიზნით, 2008 წელს, ნორვეგიულ „Statoil“-თან ერთად კონსორციუმი დააფუძნა. 2012 წლიდან პროექტს შეუერთდა გერმანული „E.ON“<sup>10</sup>. პროექტი ითვალისწინებს კასპიის გაზის ევროპის ბაზარზე გატანას. გაზსადენი საბერძნეთი-თურქეთის საზღვარზე დაიწყება, გადაკვეთს ალბანეთსა და ადრიატიკის ზღვას და გაზს იტალიის სამხრეთით, მელენდუგოს გაზის მიმღებ ტერმინალში ჩაიტანს. მილსადენის თავდაპირველი გამტარუნარიანობა იქნება 10 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, მისი გაფართოება 20 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე დამატებითი საკომპრესორო სადგურების მშენებლობით იგეგმება. გაზსადენის მშენებლობა 2015 წელს დაიწყება და 2019 წელს, შაჰ-დენიზის მეორე ფაზის ამოქმედებისთვის დასრულდება. მშენებლობის ღირებულება, სავარაუდოდ, 1,5 მლრდ ევრო იქნება.(იხ.ცხრილიN2)

<sup>10</sup> ამჟამად აქციონერები შეიცვალნენ

### 2.3.2. თურქმენეთი

#### გ) თურქმენეთ-ავღანეთ-პაკისტან-ინდოეთის მილსადენი (TAPI)

პროექტის ინიცირება 1995 წელს მოხდა, როცა თურქმენეთსა და პაკისტანს შორის პირველი მემორანდუმი გაფორმდა, თუმცა პაკისტანში და ავღანეთში დაძაბულმა ვითარებამ მისი ფაქტობრივი ჩაშლა გამოიწვია. მოგვიანებით, 2010 წელს მთავრობათაშორისო შეთანხმება თურქმენეთის, პაკისტანის, ავღანეთისა და ინდოეთის მთავრობებს შორის აშხაბადში გაფორმდა. პროექტს მხარს უჭერს აშშ-ს მთავრობაც, რადგან მარშრუტი ახდენს ცენტრალური აზიის ქვეყნების გაზის რესურსების ექსპორტის დივერსიფიკაციას, რუსეთის გვერდის ავლით. მიუხედავად იმისა, რომ პროექტს მხარს უჭერს აზიის განვითარების ბანკი, მაგრამ იმის გამო, რომ არ არსებობს მილსადენის ექსპლუატაციის უსაფრთხოების გარანტიები ავღანეთისა და პაკისტანის ტერიტორიაზე,



#### სურათი N2 პერსპექტიული საექსპორტო მარშრუტები კასპიის რეგიონში

ინვესტორები თავს იკავებენ პროექტში მონაწილეობისაგან. 1734 კმ-იანი მილსადენის გამტარუნარიანობა დაგეგმილია 27 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, თუმცა მეორე ეტაპზე მისი 33 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაზრდა იგეგმება[51].

მილსადენი	ექსპორტი/ ქვეყანაში	საპროექტო სიმძლავრე (მლრდ.მ <sup>3</sup> /წ)	რეალური სიმძლავრე (მლრდ.მ <sup>3</sup> /წ)	პერსპ. სიმძლავრე (მლრდ.მ <sup>3</sup> /წ)
<b>არსებული ინფრასტრუქტურა</b>				
ცენტრალური აზია ცენტრი (CAC)	რუსეთი	90	45	45
თურქმენეთ-ირანის გაზსადენი I	ირანი	8	8	8
თურქმენეთ-ირანის გაზსადენი II	ირანი	12	12	12
ცენტრალური აზია- ჩინეთის გაზსადენი	ჩინეთი	55	55	85
ზუხარა-ურალის გაზსადენი	რუსეთი უზბეკეთი	20	5	5
სამხრეთ კავკასიური მილსადენი (SCP)	საქართველო თურქეთი	8,8	8,8	24
გაზი-მაგომედ- მოზდოკის მილსადენი	რუსეთი	13	5	5
ბაქო- ასტარა	ირანი	10	0,5	0,5
<b>დაგეგმილი პროექტები</b>				
თურქმენეთ-ავღანეთ- პაკისტან-ინდოეთის მილსადენი (TAPI)	ავღანეთი პაკისტანი ინდოეთი	-	-	27
ტრანსკასპიური მილსადენი (TCP)	თურქეთი EU	-	-	30
სანგაჩალ-აზადკენდ- ასტარა[49]	ირანი	-	-	6,5
ტრანსანატოლიის გაზსადენი (TANAP)	EU	-	-	16
ტრანსადრიატიკის გაზსადენი (TAP)	EU	-	-	10

<sup>11</sup> კასპიის ზღვას გააჩნია ტბის სტატუსი. საერთაშორისო სამართლის პრინციპებიდან გამომდინარე, ტბაზე რესურსების ძებნა-ძიებისა და მოპოვების სამუშაოზე უნდა არსებობდეს ყველა მოსაზღვრე ქვეყნის თანხმობა.



### თავი 3. ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის კონცეფცია

#### 3.1. ძირითადი პროექტები

ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის კონცეფცია მოიაზრებს ევროპაში გაზის იმპორტს ძირითადად, ახლო აღმოსავლეთიდან (ირანი, ერაყი, ისრაელი) და კასპიიდან (აზერბაიჯანი და თურქმენეთი). კასპიის მიმართულება ახლო აღმოსავლურთან შედარებით უფრო რეალურად გამოიყურება, თუმცა ირანზე სანქციოების მოხსნამ გააჩინა შესაძლებლობა ევროპის ბაზარზე კასპიის გაზს კონკურენცია ირანულმა გაუწიოს.

ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის მეშვეობით, ევროპა პირდაპირ უნდა დაუკავშირდეს გაზის ერთ-ერთ ყველაზე დიდ რესურსებს (კასპიას და ახლო აღმოსავლეთის რეგიონს), რომლის მარაგებიც შეფასებულია 90 ტრილიონ კუბურ მეტრად. პროექტის მთავარი ამოცანაა დააკმაყოფილოს ევროპის გაზზე მოთხოვნის 10-20%.

ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის კონცეფციის განხორციელება ევროპას შესაძლებლას მისცემს კასპიის გაზის რესურსებზე პირდაპირი წვდომა ჰქონდეს. კონცეფციის ყველა პროექტი, საბერძნეთ-ბულგარეთის ინტერკონექტორის (IBG) მშენებლობასთან ერთად, შექმნის ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანს.

ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის კონცეფციის მთავარ ღერძს, შეიძლება ითქვას, სამხრეთ კავკასიური მისლადენი (SCP) წარმოადენს, რომლის გაფართოების შესაძლებლობამ ბიძგი მისცა სხვა ახალი მარშრუტებისა და პროექტების განვითარებას. კერძოდ, SCP-ის გაფართოების შემთხვევაში თურქეთამდე მიტანილი გაზის ევროპაში ჩატანის აუცილებლობამ წარმოშვა თურქეთის ტერიტორიაზე ტრანსანატოლიის გაზსადენის (TANAP) მშენებლობის იდეა. თურქეთი-ევროკავშირის საზღვარზე კასპიის გაზის გამოჩენის პერსპექტივამ კი წახალისა ტრანსადრიატიკის გაზსადენის (TAP) პროექტის ინიციატორები. (სურათი N3)



სურათი N3 ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის ძირითადი მილსადენები

### 3.2. სამხრეთ კავკასიური მილსადენი (SCP) და მისი გაფართოება (SCPX)

SCP აზერბაიჯანს საქართველოს გავლით აკავშირებს თურქეთთან. მისი მეშვეობით ხორციელდება კასპიის ზღვის ოფშორულ შაჰ-დენიზის საბადოზე მოპოვებული გაზის ექსპორტი თურქეთში. როგორც ტერიტორიის მფლობელი ქვეყანა, მილსადენიდან გაზს იღებს საქართველოც.

გაზსადენი ექსლუატაციაში შევიდა 2006 წელს. მისი საპროექტო გამტარუნარიანობა 24 მლრდ.მ<sup>3</sup>-ია წელიწადში, 30 მლრდ. მ<sup>3</sup>-მდე გაზრდის პერსპექტივით. მილსადენს მართავს კონსორციუმი, რომლის შემადგენლობაში შედიან - კომპანია „Bp”(28.8%), კომპანია „TPAO” (19%), „SOCAR” (16,7%), „Petronas” (15.5%), „Lukoil” (10%) და „NIOC” (10%). კონსორციუმმა სამივე ქვეყანაში (აზერბაიჯანი, საქართველო, თურქეთი) 25 მლრდ დოლარის ინვესტიცია უკვე განახორციელა.

სამხრეთ კავკასიური გაზსადენით შაჰ-დენიზის საბადოს ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირება საქართველოს გავლით ხორციელდება თურქეთის ქალაქ ერზრუმამდე. მილსადენის საქართველოს სექციის სიგრძე 248 კმ-ია, მილის დიამეტრი – 1067 მმ, საპროექტო გამტარუნარიანობა დაახლოებით - 8 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, რეალური დატვირთვა კი - 6 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ (5,85 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ 2014 წელს). “SCP სისტემა”, ზოგადად, მოიცავს სამხრეთ კავკასიურ მილსადენს და მასთან დაკავშირებულ მოწყობილობებსა და ნაგებობებს.

სამხრეთ კავკასიური მილსადენით შაკ-დენიზის ბუნებრივი გაზის ტრანზიტის პირობები განსაზღვრულია საქართველოს მთავრობის მიერ დადებული სამთავრობათაშორისო და მასპინძელ ქვეყანასთან შეთანხმებებით (IGA და HGA, შესაბამისად, აზერბაიჯანთან და მმართველ კონსორციუმთან) და ოფციური და დამატებითი გაზის ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულებებით, რომლებიც არეგულირებს გაზის მოწოდების პირობებს ადგილობრივ ბაზარზე.

სატრანზიტო გადასახადის სახით საქართველოს აქვს ოფცია აზერბაიჯანიდან თურქეთში ტრანსპორტირებული გაზის 5% მიიღოს შეღავათიან ფასად. გარდა ამისა, პროექტის ფუნქციონირების დაწყებიდან პირველი 20 წლის განმავლობაში საქართველოს შეუძლია სპეციალურ, შეღავათიან ფასში შეისყიდოს წელიწადში ნახევარ მილიარდ კუბურ მეტრამდე ბუნებრივი გაზის დამატებითი მოცულობა.

დაწყებულია სისტემის გაფართოების სამუშაოები აზერბაიჯანისა და საქართველოს ტერიტორიებზე პარალელური მილსადენებისა და დამატებითი საკომპრესორო სადგურების მშენებლობის სახით, რითაც უზრუნველყოფილი იქნება წლიური გამტარუნარიანობის დაახლოებით 24 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაზრდა. 2018 წელს, შაკ-დენიზის საბადოს მეორე ფაზის ათვისების დასრულების მომენტისათვის, SCPX პროექტი მზად იქნება გაზრდილი გაზის ნაკადის შეუფერხებელი ტრანსპორტირებისთვის. გაფართოების გეგმით საქართველოს ტერიტორიაზე გათვალისწინებულია 63,8 (56+5,3+2,5) კმ სიგრძის 1220 მმ-იანი პარალელური მილსადენის, 2 მძლავრი საკომპრესორო სადგურისა და ახალი გამზომი კვანძის მშენებლობა. 2030 წლისთვის განიხილება, აგრეთვე, საბადოს განვითარების მე-3 ფაზის შესაძლებლობა პიკური წარმოების გაზრდით 30 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-მდე.

შაკ-დენიზის პროექტი მოიცავს რამდენიმე სფეროს: ოფშორში 26 წყალქვეშა ახალი ჭაბურღილის გაბურღვას და ორი დამაკავშირებელი პლატფორმის მშენებლობას. აგრეთვე, ონშორში, კერძოდ, სანგაჩალში ახალი საკომპრესორო სადგურის მშენებლობას.

შაჰ-დენიზის საბადოს დამუშავების მეორე ფაზის და სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოების სამუშაოების საერთო ღირებულება დაახლოებით 28 მლრდ აშშ დოლარია. კომპანია „SOCAR“ და შაჰ-დენიზის კონსორციუმის სხვა პარტნიორები შეთანხმდნენ, რომ შაჰ-დენიზის პროდუქციის წილობრივი განაწილების ხელშეკრულების ვადა გაგრძელდეს 2048 წლამდე.

საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა სამხრეთ კავკასიურ მილსადენს 12-კმ-იანი შემაერთებელი გაზსადენით უერთდება. მილსადენით პირველი გაზი საქართველომ გარდაბნის გაზგამანაწილებელ სადგურში მიიღო. სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოების დროს, კომპანია „Bp“-ის მონაცემებით, საქართველოში ჩასატარებელი სამუშაოების კაპიტალური დანახარჯები 2 მლრდ აშშ დოლარს მიაღწევს, რომლის 20%, დაახლოებით 400 მლნ აშშ დოლარი, ადგილობრივ მიმწოდებლებზე დაიხარჯება. მშენებლობის დროს შეიქმნება დამატებით 2000 სამუშაო ადგილი. საქართველოს პორტებითა და რკინიგზით მოხდება დაახლოებით 350 000 ტონა ტვირთის ტრანზიტი.

### **3.3. ტრანსნატოლის გაზსადენი (TANAP)**

სამხრეთ კავკასიური მილსადენის (SCP) დაგეგმილი გაფართოება, რომელიც ჯერ კიდევ მილსადენის დაპროექტების დროს დაიგეგმა, მოითხოვდა დამატებით საექსპორტო მარშრუტების მოძიებას. ამ შემთხვევაში უზრუნველყოფილი იქნებოდა შაჰ-დენიზის საბადოზე გაზის გაზრდილი მოპოვების კომერციალიზაცია. მილსადენის დაპროექტების პერიოდში უკვე აქტიურად განიხილებოდა „Nabucco“ პროექტი, რომელიც მიზნად ისახავდა რუსეთის გვერდის ავლით ევროპის გაზმომარაგებას. 2002 წელს ინიცირებულ „Nabucco“-ს ერაყის, აზერბაიჯანის, ეგვიპტის და თურქმენეთის გაზი ევროპის გაზის ბაზრის გულში - ავსტრიულ ბაუმგარტენში უნდა ჩაეტანა. იმ დროისათვის პროექტის ღირებულება 15 მლრდ ევროს შეადგენდა, რამაც, შეიძლება ითქვას, განსაზღვრა კიდევ მისი ბედი.

პროექტი ინიციატივის დონეზე რჩებოდა, ამიტომ მასშტაბური „Nabucco“-ს მოლოდინით იმედგაცრუებულმა აზერბაიჯანმა თურქეთთან ერთად გადაწყვიტა მოქმედებაზე გადასულიყო და ევროკავშირის საზღვართან გაზის მიწოდება თავის თავზე აეღო. 2011 წლის 26 დეკემბერს აზერბაიჯანმა და თურქეთმა ხელი მოაწერეს ურთიერთგაგების მემორანდუმს, რომელიც ითვალისწინებს ერთობლივი კომპანიის დაფუძნებას და ტრანსანატოლიის (TANAP) გაზსადენის მშენებლობას თურქეთის ტერიტორიაზე, საქართველო-თურქეთის საზღვარიდან თურქეთ-საბერძნეთის საზღვრამდე. 2015 წლის 17 მარტს აზერბაიჯანის პრეზიდენტმა ილჰამ ალიევმა, თურქეთის პრეზიდენტმა რეჯეპ ტეპ ერდოღანმა და საქართველოს პრეზიდენტმა გიორგი მარგველაშვილმა ყარსში გაზსადენის მშენებლობის დაწყება ოფიციალურად აღნიშნეს.

პროექტის ღირებულება დაახლოებით 10-11 მლრდ დოლარი იქნება. მილსადენის მშენებლობის დასრულება 2018 წლისთვის იგეგმება. 1400მმ-იანი TANAP-ის საპროექტო გამტარუნარიანობა პირველ ეტაპზე წელიწადში 16 მლრდ მ<sup>3</sup> იქნება, 2023 წლისთვის იგეგმება მისი გაფართოება წელიწადში 23 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე, 2030 წელს - 31 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე, ფინალურ ეტაპზე - 60 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე<sup>12</sup>. გაზსადენის გაფართოება შესაძლებელი იქნება პარალელური სისტემის და საკომპრესორო სადგურების დამონტაჟებით.

TANAP-ის აქციონერები არიან აზერბაიჯანი<sup>13</sup>, რომელიც ფლობს აქციათა 58%-ს, თურქეთის სახელმწიფო კომპანია „BOTAS“, აქციათა 30%-იანი წილით და ბრიტანული კომპანია „Bp“-12%. თავდაპირველად, პროექტის ინიცირების დროს, TANAP-ის აქციონერები იყვნენ SOCAR” (80%), „BOTAS” (5%) და თურქული სახელმწიფო კომპანია „TPAO” (15%). 2013 წელის დეკემბერში TANAP-ის აქციონერებმა შაჰ-დენიზის კონსორციუმის აქციონერებს<sup>14</sup> შესთავაზეს, ტრანსანატოლიის გაზსადენის

<sup>12</sup> გაფართოების გეგმა სხვადასხვა წყაროში სხვადასხვაგვარია. ოფიციალურად, ბოლო ეტაპი 2023 წელს განხორციელდება.

<sup>13</sup> სახელმწიფო ნავთობკომპანია „SOCAR“-ის ეკონომიკის სამინისტროს წილობრივი მოაწილეობით შექმნილი კომპანია

<sup>14</sup> იმ დროისათვის BP, Statoil, Total

განმახორციელებელი კომპანიის 29%-იანი წილი. შეთავაზებას გამოეხმაურა კომპანია „Bp”, რის შემდეგაც აქციონერთა სტრუქტურა და წილები შეიცვალა. აქციონერთა შეთანხმებით, TANAP-ის ოპერატორი აზერბაიჯანული „SOCAR” იქნება.

### **3.4. ტრანსადრიატიკის გაზსადენი (TAP)**

ტრანსადრიატიკის გაზსადენის (TAP) მშენებლობის იდეა შვეიცარულ კომპანია „Axpo<sup>15</sup>”-ს ეკუთვნის, რომელმაც ამის შესახებ 2003 წელს განაცხადა. 2006 წელს მომზადდა პროექტის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთება. პროექტის განხორციელების მიზნით, 2008 წელს, „Axpo”-მ ნორვეგიულ „StatOil”-თან ერთად კონსორციუმი დააფუძნა. 2010 წელს კონსორციუმის აქციონერი გახდა გერმანული E.ON.

TANAP-ის პროექტმა და ევროკავშირის საზღვართან გაზის გამოჩენის პერსპექტივამ TAP-ის იდეა უფრო რეალური გახადა. TAP-ის განმახორციელებელმა კომპანიამ მოლაპარაკებები დაიწყო შაჰ-დენიზის კონსორციუმთან მეორე ფაზაზე მოპოვებული გაზის მისი მილსადენით გატარების თაობაზე.

TAP-ის რეალურ კონკურენტად 2013 წლამდე მოიაზრებოდა “Nabucco West”, რომელიც „Nabucco”-ს პირვანდელი ვარიანტის შემცირებულ ვერსიას წარმოადგენს. „შაჰ-დენიზის კონსორციუმი” არჩევანის წინაშე აღმოჩნდა - TAP-ის არჩევის შემთხვევაში აზერბაიჯანული გაზი იტალიის ბაზარზე მოხვდებოდა, “Nabucco West”-ის არჩევის შემთხვევაში კი გაზს მიიღებდა ევროპის რამდენიმე ქვეყანა (“Nabucco”-ს კონსორციუმში აცხადებდნენ, რომ 16 ქვეყანა)[54]. მათ შორის, ბულგარეთი, რუმინეთი, ავსტრია, უნგრეთი, სლოვაკეთი, სერბეთი, ჩეხეთი, პოლონეთი - ანუ ქვეყნები, სადაც ძირითადი გაზმომარაგებელი რუსული „Gazprom”-ია.

„შაჰ-დენიზის კონსორციუმმა” 2013 წლის 28 ივნისს არჩევანი TAP-ის სასარგებლოდ გააკეთა. კონსორციუმის ტექნიკურმა ოპერატორმა, კომპანია Bp-მ გამოაცხადა, რომ გაზის ფასისა და მისი მიწოდების თვალსაზრისით TAP-

---

<sup>15</sup> იმდროს საქმიანობდა „EGL Group”—ის სახელით

სა და „Nabucco West“-ს შორის სერიოზული სხვაობა იყო. არჩევანის გაკეთებამდე ევროპაში გაზის ტრანსპორტირებისთვის ათზე მეტი ალტერნატივა განიხილებოდა, გადაწყვეტილება კი რვა კრიტერიუმის საფუძველზე იქნა მიღებული. TAP-მა „Nabucco-West“-ის პროექტი 8-დან 7 კრიტერიუმის მიხედვით დაამარცხა. კრიტერიუმებს შორის ვადები, გაფართოების შესაძლებლობები, პროექტის ხარისხი, გამჭვირვალობა, დაფინანსებისა და ბაზრის შესაძლებლობები დასახელდა. მიუხედავად ამისა, Nabucco-West-ის პროექტის ერთ-ერთი მთავარი აქციონერის ავსტრიული კომპანია OMV-ის ხელმძღვანელმა TAP-ის არჩევის მიზეზად იტალიაში გაზზე არსებული მაღალი ფასი მიიჩნია[59].

სავარაუდოდ, გადამწყვეტი იყო პოლიტიკური ფაქტორიც, „Nabucco-West“-ის არჩევის შემთხვევაში, აზერბაიჯანი რუსეთს დაუპირისპირდებოდა, რადგან „Nabucco-West“ გაზს „Gazprom“-ის მონოპოლიზებულ ბაზრებს მიაწვდიდა. გამარჯვებულის დასახელებამდე რუსეთში აცხადებდნენ, რომ აზერბაიჯანის ეს გადაწყვეტილება რუსეთისათვის „შეფურთხების“ ტოლფასი იქნებოდა, რაც შეიძლება სამხედრო კონფლიქტის მიზეზიც გამხდარიყო[56]. პარალელურად, რუსულმა „Gazprom“-მა უარი თქვა მონაწილეობა მიეღო ბერძნული გაზის სატრანსპორტო კომპანიის DESFA-ს პრივატიზაციაში და მისი შესყიდვის უფლება აზერბაიჯანულ SOCAR-ს დაუთმო. ამით აზერბაიჯანი, რომელიც შაჰ-დენიზის კონსორციუმთან ერთად, TANAP-ის აქციონერიცაა, საბერძნეთის გაზგანამაწილებელი სისტემის შექმნის შემდეგ, საკუთარი გაზის მიწოდებას ევროპაში უშუალოდ თვითონ განახორციელებს.

გამარჯვების შემდეგ TAP-ის კონსორციუმში წილებიც გადანაწილდა. მანამდე გაფორმებული შეთანხმების თანახმად, გამარჯვებულ TAP-ის პროექტში შაჰ-დენიზის კონსორციუმის აქციონერებს წილები უნდა მიეღოთ, შესაბამისად, SOCAR და BP TAP-ის განმახორციელებელი კომპანიის აქციონერები გახდნენ 20-20-პროცენტის წილებით. TAP-ის აქციებზე მოგვიანებით უარი თქვა გერმანულმა E.ON-მა, რამაც აქციონერთა სტრუქტურა კიდევ ერთხელ შეცვალა. TAP-ის განმახორციელებელ კომპანიას

19%-იანი წილით შეუერთდა ბელგიური Fluxys, რომელსაც ერთ-ერთი ყველაზე კარგად დაკავშირებული გაზსადენების სისტემა აქვს ევროპაში. ესპანური „Enagas” აქციათა 16%-იანი წილის მფლობელი გახდა, პროექტის იდეის ავტორი შვეიცარულ „Axpo” კი აქციათა 5%-იან წილს განკარგავს.

ტრანსადრიატიკის გაზსადენი საბერძნეთი-თურქეთის საზღვარზე დაიწყება, საბერძნეთს, ალბანეთსა და ადრიატიკის ზღვას გადაკვეთს და გაზს იტალიის სამხრეთით, მელენდუგოს გაზის მიმღებ ტერმინალში ჩაიტანს. პროექტის საერთო ღირებულება დაახლოებით 5,3 მლრდ აშშ დოლარია[61]. მილსადენის თავდაპირველი გამტარუნარიანობა წელიწადში 10 მლრდ მ<sup>3</sup> იქნება. იგეგმება მისი გაფართოება 20 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე დამატებითი საკომპრესორო სადგურების მშენებლობით. გაზსადენს ექნება აგრეთვე, ე.წ. ფიზიკური რევერსი, რაც გაზმომარაგების შეწყვეტის და დამატებით სიმძლავრეზე მოთხოვნის არსებობის შემთხვევაში, TAP-ს შესაძლებლობას მისცემს იტალიიდან გაზი მიაწოდოს სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპის ქვეყნებს. გაზსადენის მშენებლობა 2016 წელს დაიწყება და 2019 წელს დასრულდება. კასპიის გაზს იტალია 2020 წლიდან მიიღებს.

1220მმ-იანი 870 კმ სიგრძის ტრანსადრიატიკის გაზსადენის 550 კმ-იანი მონაკვეთი აშენდება საბერძნეთის ტერიტორიაზე, 211 კმ - ალბანეთის ტერიტორიაზე, 104 კმ - ადრიატიკის ზღვის ოფშორში, ხოლო 5 კმ - იტალიის ტერიტორიაზე.

პროექტის ფარგლებში აგრეთვე, იგეგმება ალბანეთის ტერიტორიაზე გაზსაცავის მოწყობა და 8,5 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაზის რევერსის შესაძლებლობის უზრუნველყოფა.

### **3.5. ტრანსკასპიური მილსადენი (TCP)**

ტრანსკასპიური მილსადენი (TCP) ევროპის რუსულ ენერგორესურსებზე დამოკიდებულების შემცირების მიზნით შექმნილი ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის ფარგლებში დაგეგმილი პროექტებიდან ერთ-ერთ მნიშვნელოვან ინიციატივას წარმოადგენს. მისი მიზანია თურქმენული გაზის მიწოდების უზრუნველყოფა კასპიის ზღვის აღმოსავლეთ სანაპიროდან ოფშორული



მონაკვეთით დასავლეთ სანაპირომდე, შემდეგ კი აზერბაიჯან-საქართველო-თურქეთის ტერიტორიების გავლით საერთაშორისო ბაზრებზე. 2014 წლის მონაცემებით, თურქმენეთის ბუნებრივი გაზის მოპოვებამ 69,3 მლრდ მ<sup>3</sup> შეადგინა. ქვეყნის ნავთობისა და გაზის სექტორის განვითარების პროგრამის თანახმად, 2020 წლისათვის გაზის მოპოვება 120-125 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე, საექსპორტო პოტენციალი კი 70-90 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაიზრდება. 2030 წლისათვის მოპოვება 200-250 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს, ექსპორტი კი 125-150 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს მიაღწევს, რომლის დაახლოებით 20% (25-30 მლრდ მ<sup>3</sup>) ევროპული ბაზრისთვისაა გათვალისწინებული.

TCP პროექტის რეალიზაციის მნიშვნელოვან დამაბრკოლებელ ფაქტორებს წარმოადგენს კასპიის ზღვის სამართლებრივი სტატუსის არარსებობა და რუსეთის პოზიცია აღნიშნულ პროექტთან დაკავშირებით. კერძოდ, მოსკოვის აქტიური წინააღმდეგობა ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის და, აქედან გამომდინარე, ტრანსკასპიური მილსადენის პროექტის მიმართ, რასაც ირანის მხარდაჭერასაც ამაგრებს. ყურადსაღებია, აგრეთვე, აზერბაიჯანსა და თურქმენეთს შორის დაპირისპირება კასპიის ზღვის იმ საზღვრების პოტენციური რესურსების გამო, რომლებზეც ორივე სახელმწიფო აცხადებს პრეტენზიას.

თურქმენული გაზის საექსპორტო ალტერნატიული მარშრუტები გარკვეულწილად ტრანსკასპიური მილსადენის პროექტს უწევენ კონკურენციას. თუმცა, საერთო შეფასებით, თურქმენეთისათვის მიზანშეწონილია გაზის ტრანსპორტირებისთვის აზერბაიჯან-საქართველო-თურქეთზე გამავალი მარშრუტი შეირჩეს, სტაბილური და გადახდისუნარიანი ევროპული ბაზრის მოსამარაგებლად. საკითხის პოზიტიურად გადასაწყვეტად, რაც, უპირველესად, ტრანსკასპიური მილსადენის მშენებლობას გულისხმობს, საჭიროა ყველა ჩართული მხარის, მათ შორის საქართველოს მაქსიმალური ძალისხმევა, რომლის პოლიტიკურ მხარდაჭერასა და რეალურ მონაწილეობას პროექტის რეალიზაციის სხვადასხვა ასპექტში,

მნიშვნელოვანი წვლილის შეტანა შეუძლია ევროპის გაზის სამხრეთის დერეფნის პოტენციალის ეფექტურ ათვისებაში.

### **3.6. ირანული გაზი და ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანი**

როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის კონცეფცია კასპიის გაზის რესურსების გარდა გაზის იმპორტს მოიაზრებს ახლო აღმოსავლეთიდან. მათ შორის ირანიდან, რომელსაც 2015 წლიდან სანქციები მოეხსნა. სანქციების მოხსნის შემდეგ ირანს გაუჩნდა შესაძლებლობა მსოფლიო ბაზარზე ენერგეტიკული რუქა შეცვალოს და ნავთობისა და გაზის მომხმარებლებს ალტერნატიული რესურსი შესთავაზოს.

ირანი მსოფლიოში გაზის ყველაზე დიდ მარაგს ფლობს, იმის გამო რომ ქვეყანას განუვითარებელი და აუთვისებელი რეზერვები ჯერ კიდევ ბევრი აქვს, ირანი ძებნა-ძიებისა და ახალი რეზერვების აღმოჩენის სამუშაოებს ფაქტობრივად აღარ აწარმოებს. უკვე აღმოჩენილი და ჯერაც აუთვისებელი რეზერვების მიხედვითაც თუ ვიმსჯელებთ, ირანს გაზის ექსპორტის გაზრდის დიდი პარსპექტივა გააჩნია. ეს იმ დროს, როცა სხვა ნახშირწყალბადებთან შედარებით გაზი ყველაზე მოთხოვნადი ენერგორესურსია და მასზე დეფიციტი ისეთი დიდი მოხმარებლებისათვის, როგორც ევროპაა, ყოველწლიურად იზრდება[35].

Bp-ის ექსპერტთა შეფასებით, ირანის ბუნებრივი გაზის რეზერვი 34 ტრლნ მ<sup>3</sup>-ს შეადგენს, რაც მსოფლიო გაზის რეზერვის 18,2%-ია. რუსეთს 32,6 ტრლნ მ<sup>3</sup> მარაგით და 17,5%-იანი წილით მეორე პოზიცია უკავია, თუმცა იგი ბუნებრივი გაზის ყველაზე მსხვილი იმპორტიორია. ირანი რუსეთის ყველაზე სერიოზული კონკურენტია, თუმცა „Gazprom“-ს მსოფლიო გაზის ბაზარზე უკვე გაფორმებული გრძლევადიანი კონტრაქტებით მყარი პოზიცია უკავია, რასაც ვერ ვიტყვით იზოლაციაში მყოფ ირანზე. ამის გარდა, რუსულ გაზს ირანულთან შედარებით სხვა უპირატესობაც აქვს - უკვე არსებული საექსპორტო ინფრასტრუქტურა, რაც ირანის შემთხვევაში შესაქმნელია. ასევე, ირანს აუთვისებელი საბადოების დამუშავებისთვის დიდი ოდენობით

ინვესტიციების მოძიება სჭირდება, „Gazprom” კი გაზს უკვე დამუშავებული საბადოებიდან ჰყიდის.

ინვესტიციების მოზიდვასთან ერთად, ირანს მოუწევს გადაწყვიტოს გაზის ექსპორტს თხევადი სახით განახორციელებს თუ მილსადნებს ააშენებს. ორივე შემთხვევაში საჭირო და აუციელებელია ინვესტიციების მოზიდვა და დრო, ამიტომ სანქციების მოხსნის მიუხედავად, მსოფლიო გაზის ბაზარზე ირანული ენერგორესურსი, სავარაუდოდ, 2020 წელზე ადრე ვერ გამოჩნდება[58].

პრიორიტეტი რომ გათხევადებულ გაზს მიენიჭება ამის შესახებ უკვე განაცხადა ირანის გაზის ეროვნული კომპანიის (NIGC) მმართველმა დირექტორმა ჰამიდ-რეზა არაქმა[63]. ირანელებს გაზის გამათხევადებელი ქარხნების მშენებლობაზე კონტრაქტები აქვთ გაფორმებული ენერგოგიგანტებთან - ჰოლანდიურ „Royal Dutch Shell”-თან, ესპანურ „Repsol”-თან და ფრანგულ „Total”-თან. მაგრამ მას შემდეგ რაც 2010 წელს ირანის წინააღმდეგ სანქციები აამოქმედა ევროკავშირმა, მათ ირანში საქმიანობა შეაჩერეს.

ბუნებრივია, სანქციების მოხსნის შემდეგ, ირანი უპირველესად დროებით შეჩერებული პროექტების რეალიზაციას განახლებს, ამიტომ ქვეყანა წელიწადში 40 მლნ ტონა გათხევადებული გაზის ექსპორტს გეგმავს, მათ შორის 16,2 მლნ ტონის ექსპორტი უნდა განხორციელდეს “Shell” და “Repsol”-ის მიერ სპარსეთის ყურეში ერთობლივად აშენებული ტერმინალიდან, 10 მლნ ტონის წარმოება იგეგმება “Total”-ის მიერ აშენებულ ტერმინალში, რომელიც აგრეთვე სპარსეთის ყურეში განთავსდება, თავად ირანი კი ჩინელ პარტნიორებთან ერთად აპირებს ააშენოს 10,5 მლნ ტონის წარმადობის ტერმინალი.

მსოფლიოს ყველაზე დიდი საბადო „სამხრეთი ფარსი” ყატარ-ირანის ერთობლივ მფლობელობაშია. საბადო ქვეყნის სამხრეთით, სპარსეთის ყურეში მდებარეობს და გაზის გამათხევადებელი ტერმინალების მშენებლობისა და ტანკერებით ექსპორტის საუკეთესო პოტენციალი გააჩნია.

ზოგადად, არა-ასოცირებული გაზის საბადოების დიდი ნაწილი ირანის სამხრეთით მდებარეობს, მათ შორის „სამხრეთ ფარსი—, „ჩრდილოეთ ფარსი“, „კიში“, „გოლშანი“, „კარგანი“, „ნარი“, „ხანგირანი“ და სხვა. (იხ.სურათი N4). მილსადენებით მათი ექსპორტი შესაბამისი ინფრასტრუქტურის აშენების შემთხვევაში, ირანს ერთდროულად რამდენიმე მოსაზღვრე ქვეყანაში (სახმელეთო ან საზღვაო გამყოფი საზღვრის გავლით) შეუძლია, მათ შორის თურქეთში, ერაყში, არაბთა გაერთიანებულ საამიროებში, სირიაში, ომანში, პაკისტანში, ინდოეთში, სომხეთში, აზერბაიჯანში, საქართველოში (სომხეთის ან აზერბაიჯანის გავლით). თუმცა გათხევადებული გაზის ექსპორტი უფრო პერსპექტიულად გამოიყურება ვიდრე მილსადენებით, რისთვისაც ირანმა ათასობით კილომეტრი სიგრძის ახალი ინფრასტრუქტურა უნდა ააშენოს.

ირანს უკვე გააჩნია დამაკავშირებელი მილსადენები თურქმენეთთან, თურქეთთან, სომხეთთან და აზერბაიჯანთან. აღსანიშნავია, რომ ბოლო ორ მილსადენს მცირე გამტარუნარიანობა გააჩნია და ძირითადად ბარტერისთვის გამოიყენება. სომხეთთან დამაკავშირებელი გაზსადენის წლიური გამტარუნარიანობა 1,1 მლრდ მ<sup>3</sup>-ია, 2,3 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაზრდის პერსპექტივით. სომხეთში ექსპორტირებული გაზი თბოელექტროსადგურს მიეწოდება, რომელიც ირანს გამომუშავებულ ელექტროენერგიას უბრუნებს.



სურათი N4 ირანის გაზის საბადოები

ირანის გაზგამანაწილებელი სისტემა თურქეთს 2 557 კმ სიგრძის გაზსადენით უკავშირდება, რომელიც თავრიზიდან გაზს აწვდის ანკარას. ირანიდან თურქეთში წლიურად საშუალოდ 8 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის ექსპორტი ხორციელდება. გაზსადენი 2001 წლიდან მუშაობს. მისი გამტარუნარიანობა 14 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ შეადგენს. ირანული გაზი თურქეთში იყიდება საკმაოდ მაღალ ფასად, 1000 მ<sup>3</sup> - 487 აშშ დოლარად, რაც თურქეთსა და ირანს შორის მუდმივი უკმაყოფილების მიზეზია. (ცხრილიN3)

საგულისხმოა, რომ გაზის საკუთარი დიდი მარაგის მიუხედავად, ირანი გაზის იმპორტს ახორციელებს თურქმენეთიდან. იმპორტირებული გაზი ირანის ჩრდილოეთ ნაწილში მცხოვრებ მომხმარებლებს მიეწოდება. თურქმენეთთან ირანს ორი მილსადენი აკავშირებს, რომელთა საერთო გამტარუნარიანობა წელიწადში 20 მლრდ. მ<sup>3</sup>-ია, თუმცა წლიურად მხოლოდ 4-8 მლრდ მ<sup>3</sup> დატვირთვით მუშაობს.

ცხრილიN3

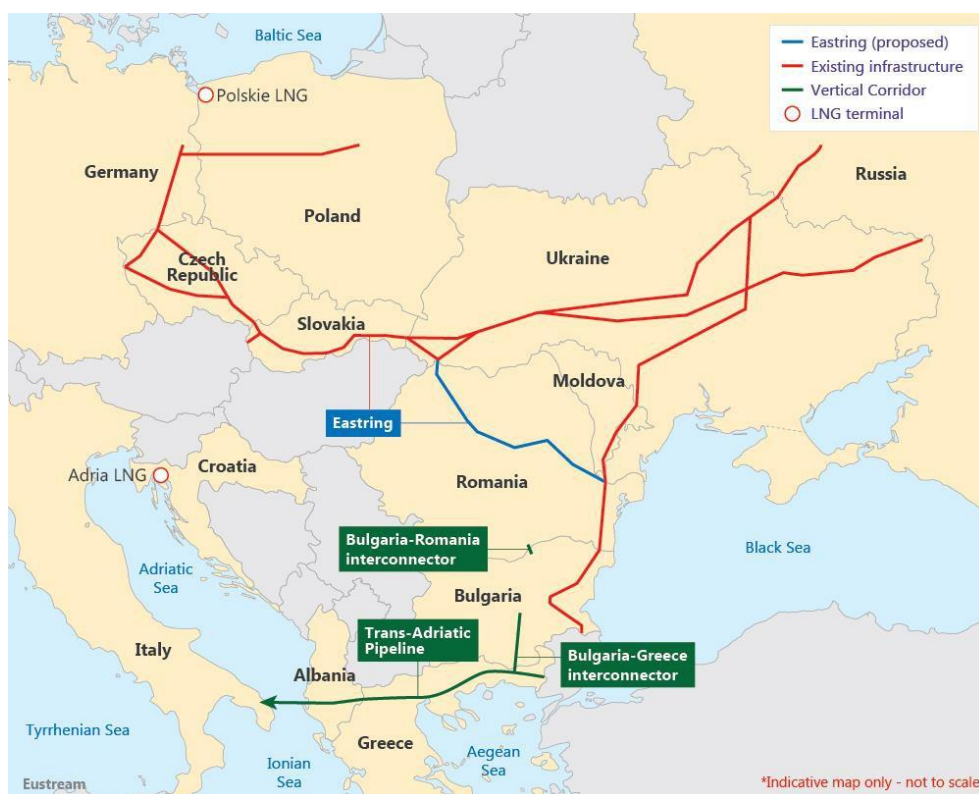
ირანული გაზის საექსპორტო გაზსადენები

მილსადენი	დიამეტრი (მმ)	სიგრძე (კმ)	საპროექტო სიმძლავრე (მლრდ/წ)	დატვირთვა (მლრდ/წ)
ირან-სომხეთის	700	140	1.1	0,4
ირან- აზერბაიჯანის	1020	1474	10	0,5
ირან-თურქეთის	1062	2557	14	8
თურქმენეთ-ირანის (დოვლეთაბად-ხანგირანი)	1120	182	12	6,5
თურქმენეთ-ირანის (კორფეჟე-კორდკური)	1000	200	8	

შესაბამისად, ევროპაში ირანული გაზის მილსადენით მოხვედრის ყველაზე ოპტიმალური და კომერციულადაც გამართლებული გზა - თურქეთია. უკვე არსებობს 2557კმ-იანი თავრიზ-ანკარის გაზსადენი, რომელიც 2001 წლიდან მოქმედებს და ბოლომდე დაუტვირთავია. იგეგმება 1850კმ-იანი გაზსადენის მშენებლობა „სამხრეთ ფარსის“ საბადოდან ირან-თურქეთის საზღვრამდე.

### 3.7. ინტერკონექტორები (შემკრავი)

ინტერკონექტორი ეს არის მილსადენი, რომელიც ორი ქვეყნის, უკვე არსებულ გაზსადენების სისტემას ერთმანეთთან აკავშირებს. ევროპის გაზომომარაგების უსაფრთხოების გაძლიერებისათვის განიხილება რამდენიმე ინტერკონექტორის პროექტი, რომლებიც ტრანსადრიატიკის მილსადენიდან მიღებული გაზით განახორციელებენ ევროპის ქვეყნების გაზომომარაგებას და უზრუნველყოფენ მათი მიწოდების წყაროების დივერსიფიკაციას. (სურათი N5)



სურათი N5 ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანთან დაკავშირებული ინტერკონექტორები

იონიან-ადრიატიკის გაზსადენი (IAP) - IAP-ის შესახებ ურთიერთგაგების მემორანდუმი ხორვატიას, მონტენეგროსა და ალბანეთს შორის 2007 წელს გაფორმდა. პროექტი ითვალისწინებს TAP-ის დაკავშირებას ბალკანეთის ქვეყნებთან. გაზსადენი, რომელიც რევერსული იქნება, გადაკვეთს ალბანეთის, ხორვატიის, ბოსნია-ჰერცეგოვინას, მონტენეგროს და სლოვენის ტერიტორიებს. დაგეგმილია 516 კმ-იანი მილსადენის მშენებლობა, რომლის გამტარუნარიანობა წელიწადში 5 მლრდ მ<sup>3</sup> იქნება. პროექტის ღირებულება დაახლოებით 230 მლნ ევროა[65].

IAP-ის განხორციელების შემთხვევაში კასპიური გაზის მიღების შესაძლებლობა გაუჩნდებათ ალბანეთს, ხორვატიას, ბოსნია-ჰერცეგოვინას, მონტენეგროს და სლოვენას. პროექტი ბალკანეთის ამ ქვეყნებისთვის განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია, თუ გავითვალისწინებთ მათ დამოკიდებულებას რუსული გაზის იმპორტზე - ბოსნია და მაკედონია - 100%, სერბეთი - 88%, ხორვატია - 39%[62]. წინასწარი შეფასებით, IAP-ის გაზსადენმა შესაძლებელია (გამტარუნარიანობის მიხედვით) ხორვატიას წელიწადში 2,7 მლრდ, ალბანეთსა და ბოსნია-ჰერცეგოვინას - 1-1 მლრდ, მონტენეგროს კი - 0,5 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზი მიაწოდოს[47].

**საბერძნეთ-ბულგარეთის ინტერკონექტორი (IGB)** - IGB პროექტი ითვალისწინებს საბერძნეთისა და ბულგარეთის გაზსადენების სისტემების ერთმანეთთან დაკავშირებას. ინტერკონექტორის მშენებლობის იდეა 2009 წლიდან არსებობს, როცა საბერძნეთისა და ბულგარეთის მთავრობებმა ურთიერთგაგების მემორანდუმს მოაწერეს ხელი. პროექტის განსაკუთრებული მნიშვნელობა და წარმატებულად განხორციელების აუცილებლობა 2010 წელს ევროკავშირმაც აღიარა, როცა EEPR-დან[69] პროექტისათვის 45 მილიონი ევროს გამოყოფის შესახებ გადაწყვეტილება მიიღო. IGB პროექტმა 2012 წელს კრედიტორთა ინტერესიც გამოიწვია. ევროპის რეკონსტრუქციისა და განვითარების ბანკმა (EBRD) პროექტის გრძლევადიანი სესხის გამოყოფასთან დაკავშირებით მოლაპარაკებების დაწყების მზადყოფნა გამოთქვა.

პროექტს ახორციელებს ერთობლივი კომპანია - ICGB, რომლის დამფუძნებლებიც არიან ბულგარული —Bulgarian Energy Holding| EAD და ბერძნულ-იტალიური IGI Poseidon ( 50% Edison და 50% DEPA). 810 მმ-იანი დიამეტრის ინტერკონექტორის საერთო სიგრძე 168,5 კმ-ს შეადგენს, აქედან, 140 კმ-ის მილსადენი ბულგარეთის ტერიტორიაზე აშენდება, 28,5 კმ კი - საბერძნეთის ტერიტორიაზე. მილსადენის გატარუნარიანობა წელიწადში 3-დან 5 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე იქნება. პროექტის საერთო ღირებულება 128,2 მლნ ევროა. სახელდება გაზსადენის ექსპლუატაციაში გაშვების სხვადასხვა თარიღიც. თავდაპირველად, მისი ამოქმედება 2014 წელს იგეგმებოდა. პროექტის

განმახორციელებელი კომპანიის ბოლო ინფორმაციით კი, ინტერკონექტორის მშენებლობა 2016-2018 წლებში განხორციელდება, ოპერირებას კი 2018 წელს დაიწყებს.

ინტერკონექტორით ბულგარეთს საშუალება მიეცემა დაუკავშირდეს საბერძნეთის გაზსადენების სისტემას, რომელიც მეტად დივერსიფიცირებულია. კერძოდ, მიიღოს სპოტ-ფასად ნაყიდი LNG ყატარიდან და ბუნებრივი გაზი ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნიდან, გრძელვადიანი კონტრაქტის საფუძველზე. აღსანიშნავია, რომ საბერძნეთ-ბულგარეთის ინტერკონექტორი შედის ევროკავშირის მიერ დამტკიცებულ პრიორიტეტულ ენერგეტიკულ პროექტთა ნუსხაში (სულ 195 პროექტი).

**ბულგარეთი-რუმინეთის ინტერკონექტორი (IBR).** IGB პროექტთან ერთად, 2014 წლის ბოლოდან, განსაკუთრებული მნიშვნელობა შეიძინა ბულგარეთი-რუმინეთის ინტერკონექტორის (IBR)<sup>16</sup> პროექტმა, რომელმაც IGB-თან ერთად ე.წ. „ვერტიკალური დერეფანი“ უნდა შექმნას.

2014 წელს 1 დეკემბერს რუსეთმა უარი თქვა ამბიციური „სამხრეთ ნაკადის“ პროექტის განხორციელებაზე, რომლითაც რუსეთს სურდა უკრაინის გვერდის ავლით, ევროპასთან კიდევ ერთი პირდაპირი წვდომა ჰქონოდა. „სამხრეთ ნაკადს“ შავი ზღვის გავლით ერთმანეთთან უნდა დაეკავშირებინა რუსეთი და ბულგარეთი, საიდანაც გაზს მიიღებდნენ სამხრეთ და ცენტრალური ევროპის ქვეყნები. 930 კმ-იანი გაზსადენის გამტარუნარიანობა წელიწადში 63 მლრდ მ<sup>3</sup> უნდა ყოფილიყო და ექსპლუატაციაში 2015 წელს უნდა შესულიყო, მაგრამ პროექტის რეალიზაციას სერიოზული პრობლემები შეუქმნა ევროკომისიამ.

რუსეთის პრეზიდენტის ვლადიმერ პუტინის თქმით, პროექტის შეწყვეტის მიზეზი, „სამხრეთ ნაკადისადმი“ ევროკომისიის არაკონსტრუქციული პოზიცია გახდა. აგრეთვე, „Gazprom“-მა ბულგარეთისგან ვერ მიიღო მის ტერიტორიაზე არსებულ განსაკუთრებულ ეკონომიკურ ზონაში მილსადენის მშენებლობის უფლება.

---

<sup>16</sup> იხ. ბულგარეთი-რუმინეთის ინტერკონექტორი.



"არ შეგვიძლია ამ პროექტის დაწყება ახლა, როდესაც ჯერაც არ მიგვიღია ბულგარეთისგან უფლება ამ პროექტის ბულგარეთის ტერიტორიაზე განსაკუთრებულ ეკონომიკურ ზონაში შესვლის შესახებ. აბსურდულია, რომ ასობით მილიონი დოლარი ჩავდეთ პროექტში, გავიართო მთელი შავი ზღვა და ბულგარეთის საზღვართან გავჩერდეთ. როგორ წარმოუდგენიათ ეს ჩვენს კოლეგებს? სწორედ ამიტომ, თუ ევროპას არ უნდა განხორციელება, ჩვენ არ განვახორციელებთ," - აღნიშნა პუტინმა.

რუსეთის ამ გადაწყვეტილების შემდეგ სამხრეთ-აღმოსავლეთის და ცენტრალური ევროპის ქვეყნების წარმომადგენლებს ბევრი არ უფიქრიათ და ალტერნატიული მარშრუტის, ე.წ. „ვერტიკალური დერაფნის“ იდეა გააჟღერეს. 2014 წლის 9 დეკემბერს ბულგარეთის, საბერძნეთისა და რუმინეთის წარმომადგენლებმა და ევროკომისარმა ენერგეტიკის საკითხებში მარომ შეფჩოვიჩმა ხელი მოაწერეს ერთობლივ განცხადებას მათ ტერიტორიებზე „ვერტიკალური დერაფნის“ კონცეფციის განხორციელების შესახებ. პროექტის ღირებულება წინაწარი შეფასებით, 560 მილიონ ევროს შედაგენს, რომლის 50% ევროკავშირის ფონდიდან დაიფარება. „ვერტიკალური დერაფნის“ გამტარუნარიანობა წელიწადში 3-დან 5 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე იქნება და მისი ექსპლუატაცია 2019 წლისთვის დაიწება. მილსადენით სამხრეთ-აღმოსავლეთის და ცენტრალური ევროპის ქვეყნები (ანუ ისინი, რომლებსაც გაზი „სამხრეთ ნაკადით“ რუსეთიდან უნდა მიეღოს) ბუნებრივ გაზს მიიღებენ საბერძნეთის რევითოლუხას LNG ტერმინალიდან და ტრანსადრიატიკის გაზსადენიდან.

### **3.8. ევროპის გაზის სამხრეთ დერაფნის საბოლოო საინვესტიციო გადაწყვეტილება (FID)**

ევროპის გაზის სამხრეთ დერაფნის ძირითადი გაზსადენების პროექტების განხორციელება დიდწილად იყო დამოკიდებული მიწოდებული გაზის გარანტირებულ რეალიზაციაზე. 45 მლრდ დოლარის ინვერსტიციის უზრუნველყოფა მოითხოვდა გრძელვადიან კონტრაქტებს გაზის შესყიდვაზე. სწორედ ამ მიზნით გამოცხადებული ინტერესთა გამოხატვის შემდეგ დასახელდა 9 კომპანია(იხ.ცხრილიN4), რომლებმაც მზადყოფნა გამოთქვეს

ევროპისთვის განკუთვნილი 10 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზი იყოფენ. ესენი არიან: Axpo Trading AG, Bulgargaz EAD, DEPA Public Gas Corporation of Greece S.A., Enel Trade SpA, E.ON Global Commodities SE, Gas Natural Aproveisionamientos SDG SA, GDF SUEZ S.A., Hera Trading srl and Shell Energy Europe Limited. 2013 წლის 19 სექტემბერს გაფორმებული 25-წლიანი კონტრაქტის დეტალები, ძირითადად, ინფორმაცია შესასყიდი მოცულობების შესახებ, მხოლოდ რამდენიმე კომპანიამ გაასაჯაროვა.

ცხრილი N4

შპს-დენიზის გაზის კონტრაქტორები ევროპაში

კომპანია	ქვეყანა	მოცულობა (მლრდ.მ <sup>3</sup> /წ)
Axpo Trading AG	შვეიცარია	*
Bulgargaz EAD	ბულგარეთი	1
DEPA Public Gas Corporation of Greece S.A.	საბერძნეთი	*
Enel Trade SpA	იტალია	*
E.ON Global Commodities SE	გერმანია	1,6
Gas Natural Aproveisionamientos SDG SA	ესპანეთი	1
GDF SUEZ S.A	საფრანგეთი	2,6
Hera Trading srl	იტალია	0.3
Shell Energy Europe Limited	ჰოლანდია/დიდი ბრიტანეთი	*

\*ინფორმაცია არ გაუსაჯაროვებია

შპს-დენიზის კონსორციუმმა დაამტკიცა საბოლოო საინვესტიციო გადაწყვეტილება (FID), რომელსაც ხელი მხარეებმა 2013 წლის 17 დეკემბერს მოაწერეს.

საბოლოო საინვესტიციო გადაწყვეტილების (FID) ხელმოწერის ცერემონიაზე „SOCAR“-ის პრეზიდენტმა როვნაგ აბდულაევმა განაცხადა: ეს არის პირველი შემთხვევა, როცა აზერბაიჯანი და მთლიანად რეგიონი ერთვება ასეთ ამბიციურ გაზის პროექტში. ეს პროექტი გზას უკაფავს აზერბაიჯანს და მთლიანად რეგიონს. უპირველესად, ის შესაძლებლობას მოგვცემს ხელმისაწვდომი გავხადოთ აზერბაიჯანის უდიდესი გაზის

მარაგები, აზერბაიჯანი ჩამოყალიბდეს ევროპისთვის მნიშვნელოვან ენერჯო მიწოდებლად და ბოლოს, ის მოუტნას სარგებელს ყველა ქვეყანას კასპიის ზღვიდან ევროპის გულამდე, რადგან შექმნის პირდაპირ დამაკავშირებელ სისტემას კასპიიდან ევროპის გაზის ბაზრამდე.

ბობ დადლი, კომპანია „Bp“-ის აღმასრულებელი დირექტორი: ძალიან ცოტა პროექტს გააჩნია შესაძლებლობა შეცვალოს რეგიონის ენერგეტიკული რუკა. მხოლოდ შაჰ-დენიზის საბადოს დამუშავების მეორე ფაზას და სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოებას არ შეუძლია შეცვალოს ენერგეტიკული რუკა, მაგრამ შეუძლია ევროპელი მომხმარებლისთვის, პირველ ეტაპზე, პირდაპირ ხელმისაწვდომი გახადოს აზერბაიჯანის გაზის რესურსები.

საბოლოო საინვესტიციო გადაწყვეტილების (FID) ხელმოწერას გამოეხმაურა ევროკომისიაც. მის მიერ გავრცელებულ პრეს-რელიზში აღნიშნულია, რომ ევროკომისია მიესალმება გადაწყვეტილებას, რომელსაც ევროპა დიდი ხნის განმავლობაში ელოდა. „ამ გადაწყვეტილებით ევროპის ენერჯოუსაფრთხოების გაძლიერებას კარი გაეხსნა.. ეს მნიშვნელოვანი ნაბიჯი ევროკავშირისთვის უშუალოდ ხელმისაწვდომს გახდის კასპიის რეგიონის გაზს. ეს წარმოადგენს ენერჯომოწოდების დივერსიფიკაციის მთავარ საფეხურს“ - ჟოზე მანუელ ბაროზო, ევროკომისიის პრეზიდენტი (2004-2014).

## თავი 4. ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანში ჩართული სატრანზიტო ქვეყნების გაზის სექტორების მიმოხილვა

### 4.1. თურქეთი

თურქეთი, რომელიც ანატოლიის ნახევარკუნძულზე მდებარეობს, წარმოადგენს ტრანსკონტინენტურ ქვეყანას. მისი გეოგრაფიული მდებარეობა განსაზღვრავს თურქეთის გეოპოლიტიკურ მნიშვნელობას და წარმოადგენს ხიდს ევროპასა და აზიას, ევროპასა და ახლო აღმოსავლეთს შორის.

თურქეთის მოსახლეობა 2014 წლის მონაცემებით 75,9 მლნ-ია, ქვეყნის მთლიანი შიდა პროდუქტი, იმავე წლის მონაცემებით, 798 მლრდ აშშ დოლარი იყო, ერთ სულ მოსახლეზე კი მშპ 10 515 აშშ დოლარს შეადგენდა.

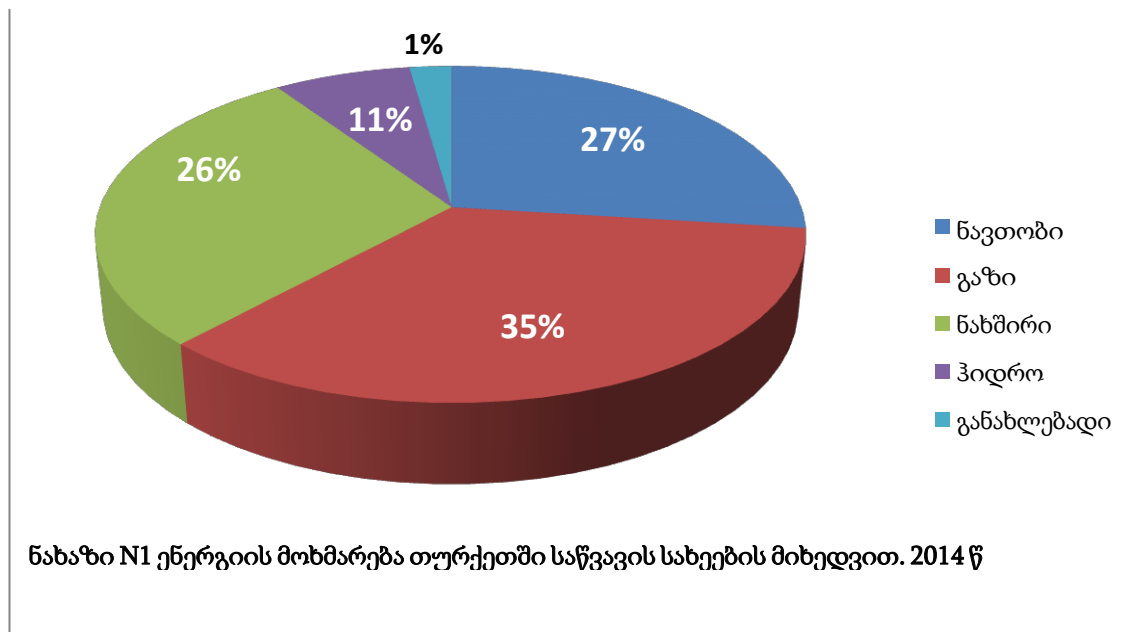
მზარდი მოსახლეობის პირობებში აღინიშნება ქვეყნის ეკონომიკის ზრდაც. 2010 წელს თურქეთის ეკონომიკა 9,2%-ით გაიზარდა, თუმცა 2012 წელს ეს მაჩვენებელი მხოლოდ 2% იყო. მსოფლიო ეკონომიკური კრიზისის პირობებში თურქეთი ახერხებდა ეკონომიკის სტაბილურ ზრდას და 2014 წელს მისმა ეკონომიკამ, წინა წელთან შედარებით, თითქმის 3% -ით მოიმატა.

ეკონომიკის ზრდა განაპირობებს ენერგეტიკის, როგორც ეკონომიკის უმნიშვნელოვანესი დარგის, განვითარებასაც. თურქეთი მსოფლიოში ენერჯის ყველაზე მსხვილ მომხმარებელ ქვეყნებს შორის 24-ეა. თურქეთის ენერგოდამოკიდებულების მაჩვენებელი 80%-ზე მაღალია, ქვეყანა ახორციელებს ნავთობპროდუქტების 90%-ის, გაზის - 98%-ის, ხოლო ნახშირის 90%-ის იმპორტს.

ნახშირწყალბადების იმპორტზე მაღალი დამოკიდებულების მიუხედავად, თურქეთმა შეძლო იმპორტის წყაროების დივერსიფიკაცია, რაც მის ენერგოუსაფრთხოებას გარკვეულწილად უზრუნველყოფს. ამას ხელი შეუწყო ქვეყნის გეოგრაფიულმა მდებარეობამ, რადგან თურქეთის დასავლეთით მდებარე ევროპა გაზისა და ნავთობის ერთ-ერთი ყველაზე დიდი მომხმარებელია მსოფლიოში. თურქეთის აღმოსავლეთით მდებარე ახლო აღმოსავლეთისა და კასპიის რეგიონები კი გაზისა და ნავთობის

ყველაზე დიდი რეზერვის მფლობელები არიან მსოფლიოში. მათ წილად მოდის მსოფლიოს ნავთობის რეზერვის 78% და გაზის რეზერვის 72%.

თურქეთის ენერგობალანსში ყველაზე დიდი წილი (35%, 2014 წლის მონაცემებით) გაზს უკავია, ბუნებრივ გაზზე მუშაობს ენერგოგენერაცია, რაც ენერგომომარებაში გაზის წილის ყოველწლიურ ზრდას იწვევს, ვინაიდან ქვეყანაში ელექტროენერჯის მოხმარების ყოველწლიურად მნიშვნელოვანი ზრდა ფიქსირდება. (იხ.ნახაზი N1)



წყარო: BP Statistical Review of World Energy. 2015

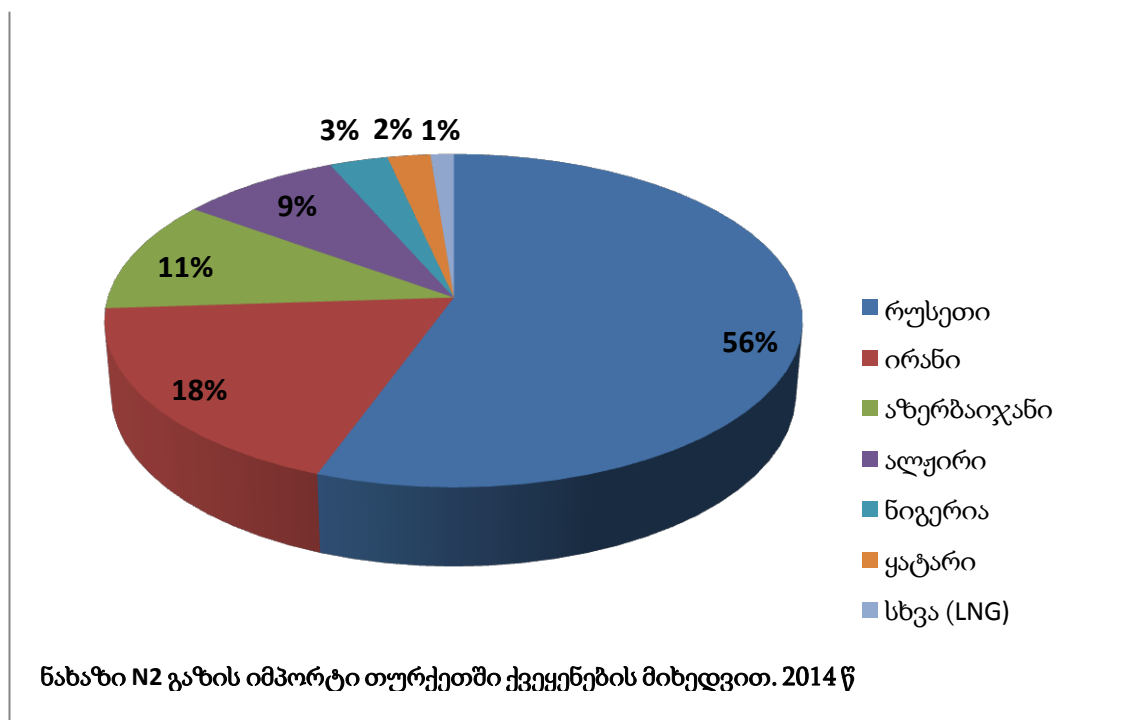
მიუხედავად იმისა, რომ გაზის იმპორტი თურქეთში დივერსიფიცირებულია, ქვეყნის გაზის ბაზრის 56% რუსეთიდან იმპორტირებულ ბუნებრივ გაზს უკავია (იხ.ნახაზი N2). იმპორტი ხორციელდება ირანიდან, აზერბაიჯანიდან, ალჟირიდან, ეგვიპტიდან, ნიგერიიდან, ყატარიდან, ტრინიდადო და ტობაკოდან. (იხ.ცხრილიN5)

გაზის მოხმარება თურქეთში 1970 წელს დაიწყო. გაზის იმპორტი პირველად 1986 წელს რუსეთიდან განხორციელდა. გაზმომარაგება ძირითადად გრძელვადინი კონტრაქტების საფუძველზე ხორციელდება(ცხრილიN6). თურქეთს მსგავსი კონტრაქტი გაფორმებული აქვს დაახლოებით 67,8 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ. LNG-ის შესყიდვა თურქეთმა ალჟირიდან 1988 წელს გაფორმებული კონტრაქტის საფუძველზე, 1994 წელს, დაიწყო.

ცხრილი N5 თურქეთის გაზის მიწოდება ქვეყნების მიხედვით

მლრდ. მ<sup>3</sup>

	რუსეთი	ირანი	ზერბაიჯანი	ალჟირი	ნიგერია	სხვა (LNG)	სულ
<b>2005</b>	17.524	4.248	0	3.786	1.013	0	<b>26.571</b>
<b>2006</b>	19.316	5.594	0	4.132	1.100	79	<b>30.221</b>
<b>2007</b>	22.762	6.054	1.258	4.205	1.396	167	<b>35.842</b>
<b>2008</b>	23.159	4.113	4.580	4.148	1.017	333	<b>37.350</b>
<b>2009</b>	19.473	5.252	4.960	4.487	903	781	<b>35.856</b>
<b>2010</b>	17.576	7.765	4.521	3.906	1.189	3.079	<b>38.036</b>
<b>2011</b>	25.406	8.190	3.806	4.156	1.248	1.069	<b>43.874</b>
<b>2012</b>	26.491	8.215	3.354	4.076	1.322	2.464	<b>45.922</b>
<b>2013</b>	26.212	8.730	4.245	3.917	1.274	892	<b>45.269</b>
<b>2014</b>	26.975	8.932	6.074	4.179	1.414	1.689	<b>49.262</b>



წყარო: BP Statistical Review of World Energy. 2015

ალჟირის გარდა გათხევადებული გაზის შემენაზე თურქეთს კონტრაქტი აქვს გაფორმებული ნიგერიასთან. გაზით ვაჭრობა ხორციელდება სპოტ-ბაზარზეც. LNG-ის წილი გაზის საერთო მოხმარებაში 14,7%-ია.(იხ.ცხრილიN7).

## თურქეთის გაზის კონტრაქტები

კონტრაქტი	მოცულობა (მლრდ. მ <sup>3</sup> )	გაფორმების თარიღი	ამოქმედების თარიღი	ამოქმედების ვადა (წელი)	ამოწურვის თარიღი
რუსეთი (Blue Stream)	16	1997	2003	25	2028
რუსეთი (ბულგარეთი)	8	1998	1998	23	2021
აზერბაიჯანი I	6,6	2001	2007	15	2022
აზერბაიჯანი II	6	2011	2018	15	2033
ირანი	10	1996	2001	25	2026
თურქმენეთი	16	1999	-	30	
ნიგერია (LNG)	1,2	1995	1999	22	2021
ალჟირი (LNG)	4	2014	2014	10	2024

წყარო: Energy Market Regulatory Authority of Turkey. Natural Gas Market. Report 2015

## გაზის ძირითადი სტატისტიკა თურქეთში

მლრდ.მ<sup>3</sup>

	მოხმარება	მოპოვება	იმპორტი (გაზსადენით)	იმპორტი (თხევადი გაზი)
2013	45,6	0,8	38,2	6,1
2014	48,6	0,6	41,1	7,3

წყარო: BP Statistical Review of World Energy. 2015

თურქეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა მაღალი წნევის გაზსადენების, სატრანზიტო გაზსადენების, სადისტრიბუციო ლოკალური ქსელებისა და დამხმარე ტექნიკური საშუალებებისაგან შედგება. მაღალი წნევის გაზსადენების საერთო სიგრძე საშუალოდ 11 555 კმ-ია, მათ შორის, სატრანზიტო მაგისტრალური გაზსადენების საერთო სიგრძე 9 555 კმ-ს შეადგენს, საერთო სიმძლავრით 46,6 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ. სისტემა მოიცავს 350MW სიმძლავრის 9 საკომპერესორო სადგურს, 3 გაზის გამზომ სადგურს და 200-მდე წნევის რეგულირების სადგურს. (იხ.სურათი N6).



**სურათი N6 თურქეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა**

თურქეთში გაზის ბაზრის ლიბერალიზაციას ითვალისწინებს კანონი, რომელიც 2001 წელს მიიღეს. კანონის მიხედვით, სახელმწიფო საკუთრებაში არსებული, მონოპოლიტი ენერგეტიკული კომპანია „BOTAŞ“ ვალდებულია, გაზის იმპორტში, დისტრიბუციასა და საბითუმო გაყიდვებში საკუთარი წილი შეამციროს. კანონის ამ მოთხოვნის მიუხედავად, „BOTAŞ“ კვლავ რჩება მონოპოლისტად. თურქეთის მთავრობაში ირწმუნებიან, რომ ფინანსურ ნაწილში „BOTAŞ“-ის დაცალკეება უკვე განხორციელებულია, თუმცა, ჯერჯერობით, სამართლებრივ-სტრუქტურულ დონეზე „BOTAŞ“ სექტორის მონოპოლისტია.

გაზის იმპორტის ნაწილში, „BOTAŞ“ ვალდებულია გაზის კონტრაქტები გადასცეს კერძო კომპანიებს, ისე რომ ბაზარზე საკუთარი წილი 20%-მდე შეამციროს. თუმცა, 2014 წლის მონაცემებით, გაზის იმპორტში მისი წილი 79%-ია[67]. 2014 წლის მონაცემებით, რუსეთიდან ყოველწლიურად 10 მლრდ.მ<sup>3</sup> გაზის იმპორტს ახორციელებს 9 კერძო კომპანია. რაც შეეხება LNG-ით ვაჭრობას. ამ ბიზნესის თითქმის 90%-ს მთლიანად „BOTAŞ“ აკონტროლებს.



თურქეთში არსებობს 40-ზე მეტი კომპანია, რომელიც გაზის საბითუმო ვაჭრობას ახორცილებს და არ აქვს უფლება ტრანსპორტირებისა და დისტრიბუციის სექტორში იმუშაოს. მათი გაყიდვების წილიც, მოქმედი კანონმდებლობით, ლიმიტირებულია და უნდა იყოს ქვეყნის შიგნით მოხმარებული გაზის მოცულობის 20%-ზე ნაკლები. ამ კომპანიებს უფლება აქვთ ფლობდნენ გაზსაცავებს, რათა მათი მომხმარებლების პიკზე არსებული მოთხოვნა დააკმაყოფილონ.

რაც შეეხება საცალო ბაზარს. 2014 წლის მონაცემებით, გაზის დისტრიბუციის ლიცენზია ჰქონდა 69 კომპანიას. მოქმედი კანონმდებლობით, ისინი ვალდებული არიან გაზის შესყიდვა სულ ცოტა ორი წყაროდან აწარმოონ.

ცხრილი N8

თურქეთში არსებული გაზის სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურა

მილსადენი	მომწოდებელი	ტრანზიტი (ქვეყნიდან)	სიმძლავრე (მლრდ მ <sup>3</sup> /წ)	მიწოდება 2014 წელს (მლრდ მ <sup>3</sup> /წ)	სიგრძე
Trans Balkan natural gas pipeline	რუსეთი	ბულგარეთი	14	12,2	965
Blue Stream	რუსეთი	შავი ზღვა	16	14	750
Iran-Turkey Pipeline	ირანი	ირანი	14	8,9	2574
SCP	აზერბაიჯანი	საქართველო	8	5,3	692
Arab Gas Pipeline (AGP)	ეგვიპტე	იორდანია ლიბია სირია	11	სირიის კონფლიქტის გამო არ მოქმედებს	1012
Interconnector Turkey-Greece-Italy	აზერბაიჯანი რუსეთი ირანი	საბერძნეთი	11	0,6	296
LNG ტერმინალი – Marmara Ereğlisi	სხვადასხვა				
LNG ტერმინალი- Aligra	სხვადასხვა				

#### **4.1.1. არსებული ინფრასტრუქტურა**

**ბულგარეთ-თურქეთის ინტერკონექტორი (მალკოვლარი)** - მილსადენით ბულგარეთის გავლით რუსული გაზი მიეწოდება თურქეთს. ძირითადად, ენერგოგენერაციის ობიექტებს, ინდუსტრიას და ქალაქებს - სტამბულს, იზმიტს, ბურსას, ანკარას. მილსადენი 1996 წლიდან მოქმედებს, თუმცა მას შემდეგ ორჯერ გააფართოვეს ბურსის და კანაკალეს მიმართულებით. მილსადენის სიმძლავრეა 14 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ.

**ირან-თურქეთის გაზსადენი** – 2 547 კმ სიგრძის გაზსადენი, რომელიც თაბრიზიდან გაზს აწვდის ანკარას. გაზსადენი 2001 წლიდან მუშაობს. მისი გამტარუნარიანობა 14 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ. ერზრუმში ირან-თურქეთის გაზსადენი დაკავშირებულია სამხრეთ კავკასიურ გაზსადენთან. თურქეთის ტერიტორიაზე მილსადენის ოპერატორია „BOTAS“-ი.(იხ.ცხრილიN8)

**სამხრეთ კავკასიური გაზსადენი (SCP)**- იხ. გვერდი 50.

**ცისფერი ნაკადი (Blue Stream)**- ცისფერი ნაკადი შავი ზღვის გავლით ერთმანეთთან აკავშირებს რუსეთსა და თურქეთს. გაზსადენის სიგრძე 750 კმ-ია. გამტარუნარიანობა 16 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ. ექსპლუატაციაში 2005 წელს შევიდა. მისი განმახორციელებელი კომპანია რუსულმა „Gazprom“-მა და იტალიურმა „Eni“-მ ერთობლივად დააფუძნეს. პროექტის ღირებულებამ 3,2 მლრდ დოლარი შედაგინა[74].

**მარმარა ერეგლისის ტერმინალი** - ტერმინალი მდებარეობს სტამბულთან 90კმ-ში, მარმარილოს ზღვის სანაპიროზე, პატარა საპორტო ქალაქ ერეგლისში. მისი მშენებლობა თურქეთმა 1994 წელს დაასრულა. ტერმინალი კომპანია „BOTAS“-ის საკუთრებაა. მისი სიმძლავრე 1,1 მლნ ტონაა წელიწადში. შეუძლია სამი ტანკერის მიღება (თითოეული 85 000 მ<sup>3</sup>). ტერმინალში თხევადი გაზის იმპორტი ხორციელდება ალჟირიდან და ნიგერიიდან.

**ალიაგრას ტერმინალი** - ტერმინალი მდებარეობს ეგეოსის ზღვის სანაპიროზე, ქალაქ იზმირთან. ტერმინალის სიმძლავრე 1 მლნ ტონაა წელიწადში. გაცემის სიმძლავრე 6 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ. შეუძლია ორი ტანკერის მიღება (თითოეული 140 000 მ<sup>3</sup>). ტერმინალი ეკუთვნის თურქულ კომპანია „EgeGaz“-ს.

ფუნქციონირებს 2002 წლიდან. ხორციელდება ძირითადად სპოტ-ბაზარზე გასაყიდი გაზის იმპორტი, მათ შორის, ყატარიდან.

**თურქეთ-საბერძნეთის გაზსადენი** - იწყება ყარასაბეიში (თურქეთი) და მთვარდება კომოტინიში (საბერძნეთი). საერთო სიგრძე - 296 კმ. მისი მშენებლობა 2007 წელს დასრულდა. გამრატუნარიანობა - 11 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ. გაზსადენის მეშვეობით გაზის ექსპორტი ხორციელდება საბერძნეთში.

**გაზსაცავები - სილივრის გაზსაცავი** მდებარეობს სტამბულთან ახლოს, 65კმ-ში. თურქული კომპანია „TPAO“-ს საკუთრებაა. ფუნქციონირებს 2007 წლიდან. გააჩნია ორი რეზერვუარი. ერთი მარმარილოს ზღვაში, მეორე დევირმეკოს საბადოზე. გაზსაცავის საერთო სიმძავრეა 2,6 მლრდ მ<sup>3</sup>. 2017 წლამდე იგეგმება რეზერვუარების ეტაპობრივი გაფართოება 5 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-მდე.

მეორე გაზსაცავი, **სულთანჰანი**, რომელიც ასკარაიში მდებარეობს, კომპანია „BOTAŞ“-ის საკუთრებაა. გაზსაცავის მოცულობა 1,5 მლრდ მ<sup>3</sup>-ია.

#### **4.1.2. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები**

**ტრანსანატოლიის გაზსადენი (TANAP)** - ითვალისწინებს აზერბაიჯანული გაზის იმპორტს თურქეთში. პროექტის ღირებულება 7 მლრდ დოლარია. გამტარუნარიანობა - 16 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, 23 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-მდე გაზრდის პერსპექტივით. მილსადენმა ფუნქციონირება 2018 წელს უნდა დაიწყოს. პროექტის აქციონერები არიან აზერბაიჯანის ეკონომიკის სამინისტროს და SOCAR-ის მიერ დაფუძნებული ერთობლივი კომპანია, „BOTAŞ“ და ბრიტანული „Bp“. (დეტალები იხილეთ გვ. 61)

**ტრანსადრიატიკის გაზსადენი (TAP)** - ითვალისწინებს თურქეთის გავლით აზერბაიჯანული გაზის ტრანზიტს საბერძნეთში და იტალიაში. სიმძლავრე 10 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, 20 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-მდე გაზრდის პერსპექტივით. გაზსადენის ფუნქციონირება 2019 წელს უნდა დაიწყოს. პროექტს ახორციელებს კონსორციუმი, რომლის აქციონერები არიან SOCAR, BP, Fluxys, Statoil, Enagas, Axpo. პროექტის ღირებულება 1,5 მლრდ ევროა. (დეტალები იხილეთ გვ. 62)

**ბულგარეთი-თურქეთის ინტერკონექტორი (ITB)** – პროექტი ითვალისწინებს 77კმ-იანი გაზსადენის მშენებლობას. გაზსადენის სიმძლავრე 3-5 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ იქნება. იგეგმება პროექტის რამდენიმე ეტაპად განხორციელება. პირველი ეტაპის ღირებულება, რომელიც 2017 წელს უნდა დასრულდეს, 100 მლნ ევროს შედაგენს.

**ტრანსკასპიური გაზსადენი** - ითვალისწინებს თურქმენეთიდან გაზის ტრანზიტს კასპიის ზღვის გავლით თურქეთში და შემდეგ ევროპაში. ხელშეკრულება თურქეთისა და თურქმენეთის პრეზიდენტებს შორის 1998 წელს გაფორმდა. გაზსადენის დაგეგმილი სიმძლავრე - 31 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, საიდანაც 16 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ თურქეთმა უნდა მოიხმაროს, გაზის დანარჩენი მოცულობა კი ევროპამ უნდა მიიღოს. თურქეთს თურქმენეთთან 30-წლიანი გაზის კონტრაქტიც აქვს გაფორმებული 1999 წელს.

**ერაყ-თურქეთის გაზსადენი** - პროექტთან დაკავშირებით მოლაპარაკებები „BOTAŞ“-მა, „Shell“-მა და „TPAO“-მ 2003 წელს დაიწყო. 2008 წელს ხელი მოაწერეს ურთიერთგაგების მემორანდუმს. პროექტი ითვალისწინებს ამჟამად უკვე არსებული ნავთობსადენის პარალელურად გაზსადენის მშენებლობას და ერაყის გაზის თურქეთში იმპორტს და ევროპაში ექსპორტს.

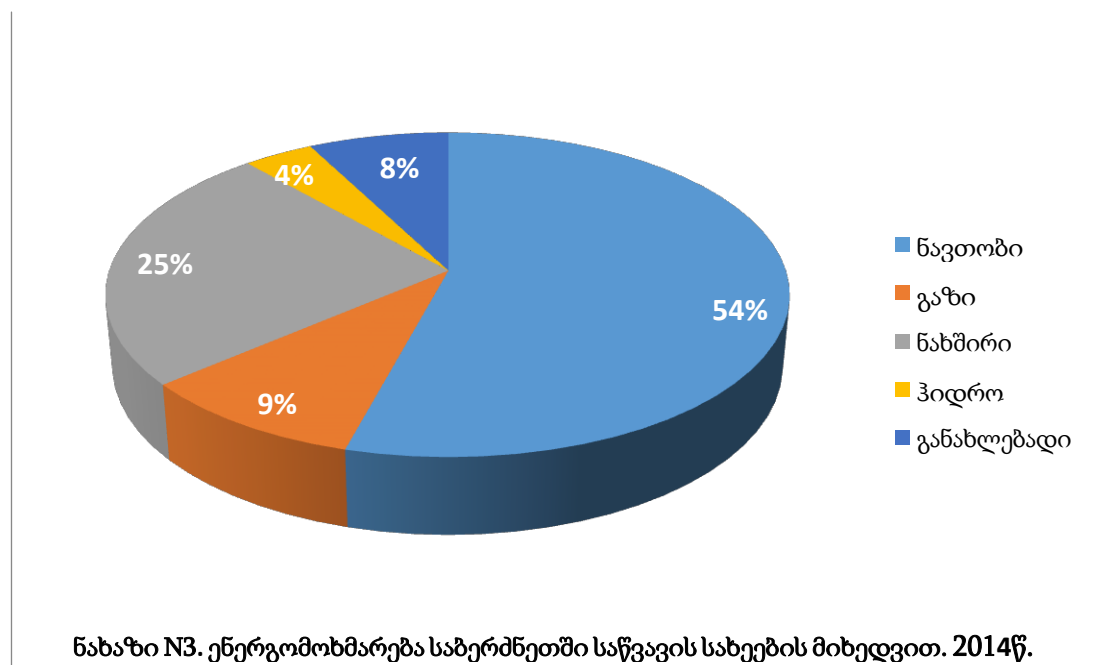
#### **4.2.საბერძნეთი**

საბერძნეთი მდებარეობს ბალკანეთის ნახევარკუნძულზე. მოსახლეობის რაოდენობა - 11 მილიონი. 2014 წლის მონაცემებით, საბერძნეთის მშპ 234,6 მლრდ აშშ დოლარი იყო. ქვეყანა უკანასკნელი ათწლეულის განმავლობაში სერიოზულ ეკონომიკურ კრიზისს განიცდიდა, ვალების გამო საბერძნეთი დეფოლტად გამოცხადებას და ევროკავშირიდან გარიცხვასაც გადაურჩა. მსოფლიო ბანკის მონაცემებით, 2009 წლის შემდეგ, 2014 წლამდე, ქვეყანაში მშპ-ს ყოველწლიური, მნიშვნელოვანი კლება ფიქსირდებოდა, თუმცა 2014 წელს საბერძნეთმა მოახერხა მძიმე ეკონომიკური კოლაფსიდან გამოსვლა და მისი ეკონომიკა უმნიშვნელოდ, მაგრამ 0,8%-ით მაინც გაიზარდა. ეკონომიკური კრიზისის გამო საბერძნეთში ყოველწლიურად მცირდებოდა ენერგომოხმარება. კრიზისის დაწყებიდან 2010 წლამდე, ენერგომოხმარება

ქვეყანაში დაახლოებით 24%-ით შემცირდა, მაგალითად, გაზის მოხმარება საბერძნეთში დღემდე მცირდება. 2014 წელს, წინა წელთან შედარებით, გაზის მოხმარება 23%-ით შემცირდა.

საბერძნეთის ენერგოსექტორი დიდწილად დამოკიდებულია იმპორტირებულ საწვავზე[82]. საჭირო ენერგორესურსების 70%-ზე მეტი იმპორტირებულია, ძირითადად, ნავთობპროდუქტები, რომელსაც ქვეყნის ენერგობალანსში, 2014 წელს 54%-იანი წილი ეკავა და გაზი, რომლის წილი ენერგობალანსში 9%-ია. (იხ.ნახაზი N3)

საბერძნეთის გაზის ბაზარი მთლიან იმპორტზეა დამოკიდებული. ქვეყანას გაზის მიღების რამდენიმე წყარო გააჩნია, ამიტომ, შეიძლება ითქვას, რომ მისი ბაზარი გარკვეულწილად დივერსიფიცირებულია. (იხ.ნახაზი N4). საბერძნეთში გაზის იმპორტი ხორციელდება რუსეთიდან, აზერბაიჯანიდან (რეექსპორტი თურქეთიდან), ალჟირიდან, ეგვიპტიდან, ყატარიდან, ტრინიდადო და ტობაკოდან. ძირითადი მომწოდებელი რუსეთია. რუსული „Gazprom“-ის გაზს საბერძნეთის გაზის ბაზრის 61%-იანი წილი უკავია.

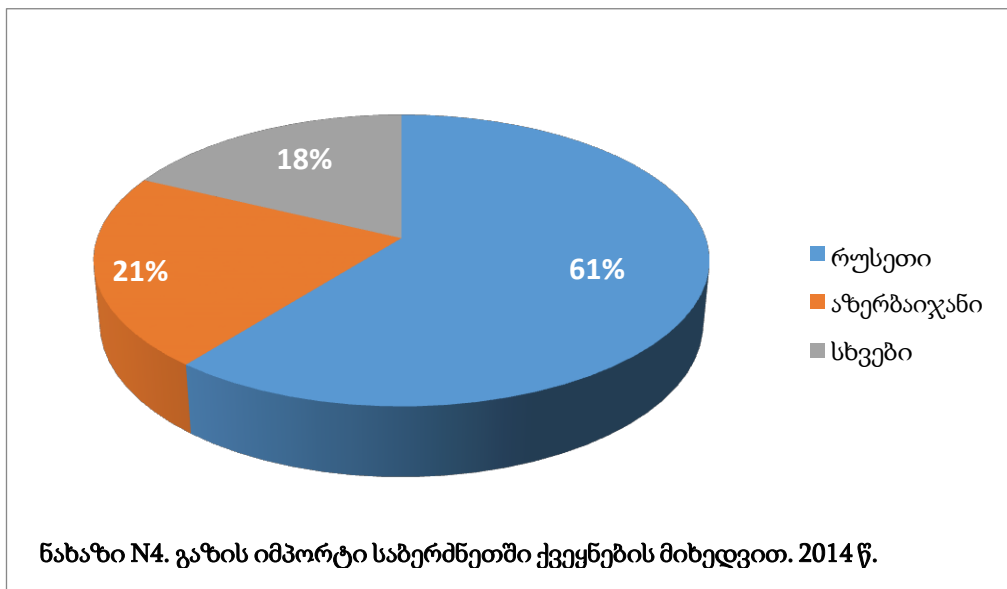


წყარო: BP Statistical Review of World Energy.2015

საბერძნეთში გაზს მოიპოვებენ 1981 წლიდან, შესაბამისად, მისი მოხმარებაც მაშინ დაიწყო. 1997 წელს დაიწყო გაზის იმპორტი რუსეთიდან, რამაც ქვეყანაში გაზგამანაწილებელი ქსელის განვითარებას შეუწყო ხელი.

ქვეყნის გაზომომარაგება ძირითადად გრძელვადიან კონტრაქტებზეა დაფუძნებული. (იხ.ცხრილიN9)

საბერძნეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის მფლობელია სახელმწიფო საკუთრებაში არსებული კომპანია „DEPA“, რომელიც პასუხისმგებელია გაზის შექმნაზე, ტრანსპორტირებაზე, დისტრიბუციასა და მიწოდებაზე. ქვეყნის გაზომომარაგებაზე გაფორმებულ გრძელვადიან კონტრაქტში მხარეს, საბერძნეთის მხრიდან, სწორედ „DEPA“ წარმოადგენს. იგი აწვდის გაზს ადგილობრივ სადისტრიბუციო კომპანიებსა და მსხვილ ინდუსტრიულ მომხმარებლებს.



წყარო: BP Statistical Review of World Energy.2015

ცხრილიN9

**საბერძნეთის გაზის კონტრაქტები**

კონტრაქტი	კომპანია	მოცულობა (bcm/y)	გაფორმების თარიღი	ამოწურვის თარიღი
რუსეთი (ბულგარეთი)	Gazprom	2,8	1988	2026
თურქეთი	BOTAŞ	0,71	2003	2021
ალჟირი	Sonatrach (LNG)	0,68	2000	2021

წყარო: <http://www.depa.gr/content/article/002003006/160.html>

<http://www.gazpromexport.ru/en/partners/greece/>

საბერძნეთის გაზის ძირითადი სტატისტიკა მლრდ მ<sup>3</sup>

	მოხმარება	მოპოვება	იმპორტი (გაზსადენით )	იმპორტი (თხევადი გაზი)
2013	3,6	0	3,0	0,6
2014	2,7	0	2,3	0,5

მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის ოპერირებას ახორციელებს „DEPA“-ს შვილობილი კომპანია DESFA. იგი პასუხისმგებელია სისტემისა და LNG რეგაზიფიკაციის ტერმინალის მართვაზე, აგრეთვე, გაზსადენების ქსელის განვითარებაზე. საბერძნეთის მაღალი წნევის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა ერთ-ერთი ყველაზე ახალია ევროპაში. (იხ.ცხრილი N11). სისტემა შედგება 512კმ სიგრძის მაგისტრალური გაზსადენისა და 707 კმ სიგრძის სადისტრიბუციო ქსელისგან (განშტოებები).

საბერძნეთის არსებული მაგისტრალური ინფრასტრუქტურის ტექნიკური პარამეტრები

მილსადენი	მომწოდებელი	ტრანზიტი (ქვეყნიდან)	სიმძლავრე (მლრდ მ <sup>3</sup> /წ)	მიწოდება 2014 წელს (მლრდ მ <sup>3</sup> /წ)	სიგრძე
Trans Balkan natural gas pipeline	რუსეთი	ბულგარეთი	14	2,3	965
Interconnector Turkey-Greece-Italy	აზერბაიჯანი	თურქეთი	11	0,6	296
LNG ტერმინალი-რევითოლუზა		ალჟირი		4,6	

#### 4.2.1. არსებული მაგისტრალური ინფრასტრუქტურა

თურქეთ-საბერძნეთის გაზსადენი - 296 კმ-იანი გაზსადენი 2007 წლის ნოემბერში გაიხსნა. (იხ.ცხრილი N11). მისი აშენების შესახებ შეთანხმებას თურქეთმა და საბერძნეთმა 2002 წელს მოაწერეს ხელი. გაზსადენის პროექტში განხორციელებულმა ინვესტიციამ 283 მლნ ევრო შეადგინა. ევროკავშირმა

დააფინანსა ტექნიკური შესწავლის ღირებულების 50% და მშენებლობის - 29%. გაზსადენი იწყება ყარაჩაბეიში (თურქეთი) და ალექსანდროპოლის გავლით მთავრდება კიპიში (საბერძნეთი). გაზსადენის საპროექტო სიმძლავრეა 11 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, თუმცა ამჟამად დაბალი დატვირთვით მუშაობს და წლიურად მხოლოდ 600 მლნ მ<sup>3</sup> გაზის ტრანსპორტირებას ახდენს.

**კულა-სიდიროკასტროს ინტერკონექტორი** - გაზსადენით საბერძნეთს მიეწოდება გაზი რუსეთიდან. ინტერკონექტორის მაქსიმალური გამტარუნარიანობა 5.8 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-ია, თუმცა წლიურად საშუალოდ 1-2 მლრდ მ<sup>3</sup> სიმძლავრის დატვირთვით მუშაობს. ამჟამად, ინტერკონექტორით საბერძნეთს, ბულგარეთის გავლით, რუსული გაზი მიეწოდება და ქვეყანაში გაზზე არსებული მოთხოვნის 61%-ს (2014 წელი) ფარავს.

**LNG ტერმინალი (რევითოუზა)** - ტერმინალი მდებარეობს ათენთან ახლოს, მეგარას ყურეში. (იხ.სურათი N7). მისი მშენებლობა 1999 წელს დასრულდა. ტერმინალის მფლობელია და ოპერირებას ახორციელებს კომპანია DESFA. ტერმინალს თხევადი გაზი მიეწოდება ალჟირიდან. იგი ერთ-ერთია ევროპაში არსებული 19 ტერმინალიდან. მას გაჩნია ორი მიწისქვეშა საცავი. ტერმინალის მაქსიმალური სიმძლავრე 2,7 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ -ია. იგეგმება მისი სიმძლავრის გაზრდა 73%-ით, რის შემდეგაც შეძლებს დიდი მოცულობის გემების მიღებას. ევროპის საინვესტიციო ბანკმა ტერმინალის გაფართოებისთვის და სამხრეთიდან ევროპაში გაზის იმპორტის მარშრუტის განვითარებისთვის 80 მლნ ევროს გრანტი გამოყო[83].

#### 4.2.2. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები

**ბულგარეთი-საბერძნეთის ინტერკონექტორი(IGB)** - IGB პროექტი ითვალისწინებს საბერძნეთისა და ბულგარეთის გაზსადენების სისტემების ერთმანეთთან დაკავშირებას. პროექტს, რომლის ღირებულება 160 მლნ ევროა ნაწილობრივ (45 მლნ ევრო) ევროკომისია აფინანსებს. 2016 წლის ოქტომბრიდან დაიწყება 182 კმ-იანი (აქედან 151კმ - ბულგარეთის და 31კმ-საბერძნეთის ტერიტორია) მილსადენის მშენებლობა. გაზსადენის გამტარუნარიანობა წელიწადში 3-5 მლრდ მ<sup>3</sup> იქნება. პროექტს ახორციელებს



ერთობლივი კომპანია - ICGB, რომლის დამფუძნებლებიც არიან ბულგარული "Bulgarian Energy Holding" EAD და ბერძნულ-იტალიური IGI Poseidon (50% EDISON და 50% DEPA). ინტერკონექტორით ბულგარეთს საშუალება მიეცემა დაუკავშირდეს საბერძნეთის გაზსადენების სისტემას, რომელიც მეტად დივერსიფიცირებულია. კერძოდ, მიიღოს სპოტ-ფასად ნაყიდი LNG ყატარიდან.



**სურათი N7 საბერძნეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა**

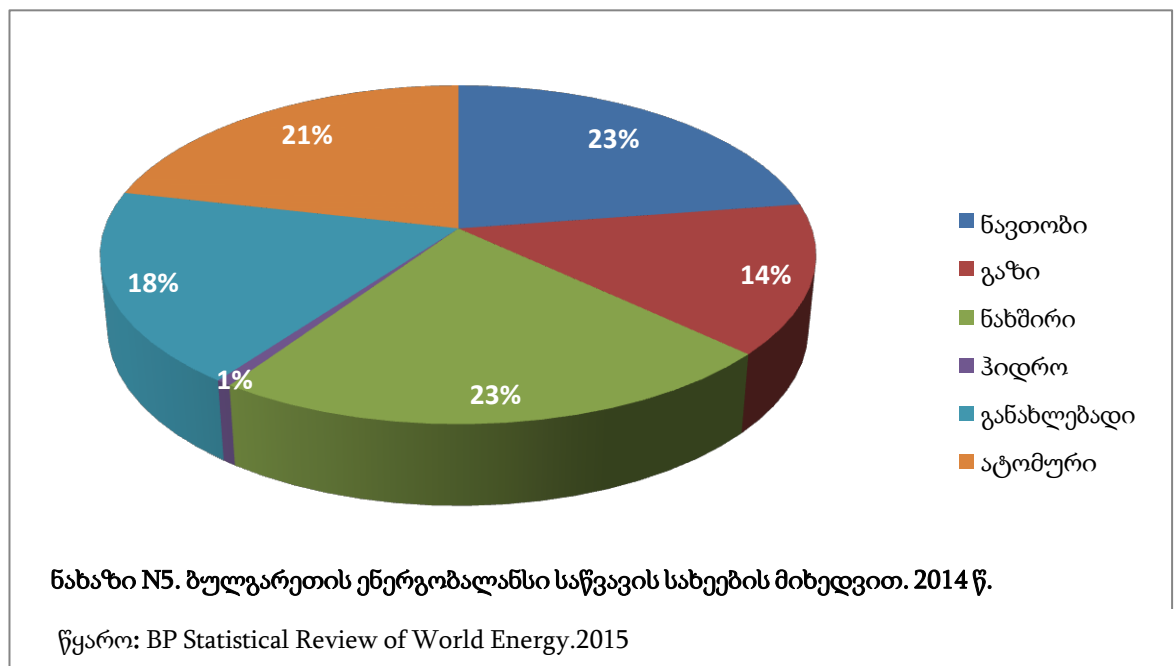
**ტრანსადრიატიკის გაზსადენი (TAP)** - ითვალისწინებს თურქეთის გავლით აზერბაიჯანული გაზის ტრანზიტს საბერძნეთში და იტალიაში. სიმძლავრე - 10 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ, 20 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ -მდე გაზრდის პერსპექტივით. გაზსადენის ფუნქციონირება 2019 წელს უნდა დაიწყოს. პროექტს ახორციელებს კონსორციუმი, რომლის აქციონერები არიან SOCAR, BP, Statoil, Fluxys, Axpo, Enagas. პროექტის ღირებულებაა 1,5 მლრდ ევრო.

**4.3. ბულგარეთი**

ბულგარეთი ქვეყანაა სამხრეთ-აღმოსავლეთ ევროპაში, რომლის მოსახლეობა 7,2 მილიონია. 2014 წელს ქვეყნის შშპ-მა 56,7 მლრდ დოლარი შეადგინა, რაც ერთ სულ მოსახლეზე თითქმის 7 800 დოლარია. ქვეყნის ეკონომიკის მნიშვნელოვან სექტორებს წარმოადგენენ ინდუსტრია, საბითუმო და საცალო ვაჭრობა, მომსახურება. იმპორტის ნაწილში რუსეთის მთავარ

პარტნიორობას განაპირობებს ბულგარეთის სრული ენერგოდამოკიდებულება რუსეთზე. ნახშირწყალბადების იმპორტი თითქმის მთლიანად რუსეთიდან ხორციელდება.

2014 წლის მონაცემებით, ქვეყნის ენერგობალანსში ნახშირსა და ნავთობპროდუქტებს თანაბარი - 23%-იანი წილი უკავია. (ნახაზი N5). აღსანიშნავია, რომ ბულგარეთი ნახშირს თავად მოიპოვებს, თუმცა ნაწილის იმპორტსაც ახორციელებს. ნახშირის წარმოება, ისევე როგორც იმპორტი, ბულგარეთში ბოლო რამდენიმე წელია მცირდება[96], რაც გარკვეულწილად ევროკავშირის გარემოსდაცვით პოლიტიკას უკავშირდება. 2014 წელს გაიზარდა ატომური ენერჯის მოხმარება და 2008 წლის მაჩვენებელს დაუბრუნდა, ბულგარეთში მნიშვნელოვნად იზრდება ჰიდრო და განახლებადი ენერჯის მოხმარება. მაგალითად, 2014 წელს, წინა წელთან შედარებით, განახლებადი ენერჯის მოხმარება ქვეყანაში 10%-ით, ხოლო ჰიდრო ენერჯის - 8%-ით გაიზარდა[34].



ბულგარეთში გაზის მოხმარება 1963 წელს დაიწყო, მცირე გაზის მოხმარება ბულგარეთში 1963 წელს დაიწყო ადგილობრივი მოპოვების ხარჯზე. გაზსადენების სისტემის განვითარება კი - 1974 წელს, როცა რუსეთიდან გაზის პირველი იმპორტი განხორციელდა. გაზის მოხმარების მონაცემები ბულგარეთში თითქმის სტაბილურია და წელიწადში 2,6-2,8

მლრდ მ<sup>3</sup> ფარგლებში მერყეობს. საჭირო ბუნებრივი გაზის იმპორტი მთლიანად რუსეთიდან ხორციელდება. სახელმწიფო საკუთრებაში არსებულ კომპანია „Bulgargaz“-ს რუსულ „Gazprom“-თან გრძელვადიანი კონტრაქტი აქვს გაფორმებული. ბოლო ხელშეკრულება, რომელიც მხარეებმა 2012 წელს გააფორმეს, ითვალისწინებს 2022 წლის ბოლომდე ბულგარეთისთვის წელიწადში 2,9 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის მიწოდებას. ამასთან, ბულგარეთს რუსულ კომპანიასთან გაფორმებული აქვს სატრანზიტო ხელშეკრულებაც და ვალდებულია 2030 წლამდე 17,3 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ რუსული გაზის ტრანზიტი განახორციელოს.

ბულგარეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა მაღალი წნევის გაზსადენების, სატრანზიტო გაზსადენების, გაზსაცავის, სადისტრიბუციო ლოკალური ქსელებისა და დამხმარე ტექნიკური საშუალებებისაგანა შედგება. (სურათი N9). მაღალი წნევის გაზსადენების საერთო სიგრძე საშუალოდ 2600 კმ-ია, მათ შორის, სატრანზიტო მაგისტრალური გაზსადენების საერთო სიგრძე 945 კმ-ს შეადგენს, საერთო სიმძლავრით 18,7 მლრდ მ<sup>3</sup> წელიწადში. სისტემა მოიცავს 260MW სიმძლავრის 9 საკომპერესორო სადგურს, 8 გაზის გამზომ სადგურს და 68 წნევის რეგულირების სადგურს.

ბულგარეთის სატრანზიტო გაზსადენების სისტემის მეშვეობით ხორციელდება რუსული გაზის ტრანზიტი თურქეთში, რომლითაც იფარება თურქეთში გაზზე არსებული მოთხოვნის 25%, საბერძნეთში, რომელიც აკმაყოფილებს საბერძნეთში გაზზე არსებული მოთხოვნის 61%-ს, მაკედონია მთლიანად დამოკიდებულია ბულგარეთის ტრანზიტზე.

სახელმწიფო საკუთრებაში არსებული კომპანია „Bulgargaz“ გაზის ერთადერთი იმპორტიორია ქვეყანაში. მისი ძირითადი აქციონერია სახელმწიფოს მიერ დაფუძნებული ენერგოჰოლდინგი. „Bulgargaz“-ს გააჩნია ქვეყანაში დამოუკიდებლად მოქმედი ენერგეტიკისა და წყლის მარეგულირებელი კომისიის მიერ 2006 წელს გაცემული 35-წლიანი ლიცენზია. იგი ვალდებულია უზრუნველყოს კონტრაქტების გაფორმება საჭირო გაზის მოცულობებზე, გააფორმოს კონტრაქტები გაზის გაყიდვაზე



შემდეგ ორჯერ გააფართოვეს ბურსის და კანაკალეს (Canakkale) მიმართულებით. მილსადენის სიმძლავრეა 14 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ.

**ბულგარეთი-რუმინეთის ინტერკონექტორი (IBR)** – ბულგარეთს რუსული გაზი რუმინეთის გავლით მიეწოდება. ტრანსბალკანეთის მილსადენს, რომელიც უკრაინის გავლით გაზს აწვდის რუმინეთს, ბულგარეთს, მაკედონიას, საბერძნეთსა და თურქეთს ოთხი პარალელური ხაზი გააჩნია. რუმინეთში შემავალი მილსადენის ორი ხაზი, პირდაპირ მიემართება ბულგარეთში და არ უკავშირდება რუმინეთის გაზგამანაწილებელ სისტემას. შესაბამისად, 2015 წლამდე ბულგარეთს გააჩნდა რუსეთიდან გაზის მიღების ერთადერთი ტექნიკური საშუალება, რაც მის ისედაც მაღალ ენერგოდამოკიდებულებას კიდევ უფრო დიდი რისკის ქვეშ აყენებდა. 2015 წელს რუმინეთმა და ბულგარეთმა მოახერხეს ახალი ინტერკონექტორის ექსპლუატაციაში გაშვება, რომელიც ბულგარეთის გაზგამანაწილებელ ქსელს რუმინეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემასთან მეორე წერტილში აკავშირებს. ამის შემდეგ ბულგარეთს გააჩნია გაზის მიღების (თუნდაც იგივე რუსული გაზის) ალტერნატიული მარშრუტი.

25კმ-იანი ბულგარეთი-რუმინეთის ინტერკონექტორის სიმძლავრეა 1,5 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ. მშენებლობის პროექტი, რომლის ღირებულება 27,6 მლნ ევროა „Bulgartransgaz“-მა რუმინულ „Transgaz“-თან განახორციელა. ევროკომისიამ პროექტისათვის 8,9 მლნ ევრო გამოყო.

**ბულგარეთ-მაკედონიის ინტერკონექტორი** - მილსადენი ერთადერთი ინტერკონექტორია მაკედონიისთვის, რომლის სიმძლავრე 1 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ. გაზსადენით ბულგარეთის გავლით მაკედონიას რუსული გაზი მიეწოდება. მილსადენი მხოლოდ 15% დატვირთვით მუშაობს, რადგან მაკედონიაში გაზის მოხმარება 2011 წელს 137 მლნ მ<sup>3</sup> იყო. მაკედონიაში გაზს მოიხმარს ძირითადად წარმოება და გათბობის სისტემა. გაზის სადისტრიბუციო სისტემა არ არსებობს[97].

**კულა-სიდროკასტროს ინტერკონექტორი** - წლიურად საშუალოდ 1-2 მლრდ მ<sup>3</sup> სიმძლავრით მუშაობს. ინტერკონექტორის რევერსულ რეჟიმში

მუშაობას ევროკომისიაც ითხოვს. ამჟამად, ინტერკონექტორით საბერძნეთს, ბულგარეთის გავლით, რუსული გაზი მიეწოდება და ქვეყანაში გაზზე არსებული მოთხოვნის 61%-ს (2014 წელი) ფარავს.

**ჩირენის გაზსაცავი** - მდებარეობს ქალაქ ვრაცასთან ახლოს. ერთი საკომპრესორო სადგურით და 22 ჭაბურღილით. სიმძლავრე - 10MW. მოცულობა - 550 მლნ მ<sup>3</sup>. გაზსაცავი ფარავს მოსახლეობის მოხმარების სეზონურ დისბალანსს. 2017 წლამდე იგეგმება ახალი ჭაბურღილებით გაზსაცავის მოცულობის გაზრდა. პირველ ეტაპზე - 720 მლნ მ<sup>3</sup>-მდე, ხოლო მეორე ეტაპზე - 1 მლრდ მლნ მ<sup>3</sup>-მდე.

#### **4.3.2. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები**

**ბულგარეთი-საბერძნეთის ინტერკონექტორი(IGB)** - IGB პროექტი ითვალისწინებს საბერძნეთისა და ბულგარეთის გაზსადენების სისტემების ერთმანეთთან დაკავშირებას. ინტერკონექტორით ბულგარეთს საშუალება მიეცემა დაუკავშირდეს საბერძნეთის გაზსადენების სისტემას, რომელიც მეტად დივერსიფიცირებულია. კერძოდ, მიიღოს სპოტ-ფასად ნაყიდი LNG ყატარიდან.

**ბულგარეთი-სერბეთის ინტერკონექტორი (IBS)** - პროექტი ითვალისწინებს 150კმ-იანი გაზსადენის მშენებლობას. (50კმ - ბულგარეთის და 100კმ - სერბეთის ტერიტორიაზე). გაზსადენის სიმძლავრე 1,8–3,1 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ იქნება, შემდგომ 4 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-მდე გაზრდის პერსპექტივით. ბულგარეთის ტერიტორიაზე მილსადენის მშენებლობის ღირებულება 50 მლნ ევროა. გაზსადენი შესაძლებლობას მისცემს სერბეთს ბულგარეთის გაზსადენების სისტემის მეშვეობით დაუკავშირდეს საბერძნეთს და თურქეთს.

**ბულგარეთი-თურქეთის ინტერკონექტორი (ITB)** - პროექტი ითვალისწინებს 77კმ-იანი გაზსადენის მშენებლობას. (75 კმ - ბულგარეთის და 2კმ - თურქეთის ტერიტორიაზე). გაზსადენის სიმძლავრე 3-5 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ იქნება. მისი ღირებულება, დაახლოებით, 100 მლნ ევროა[107].

#### 4.4. იტალია

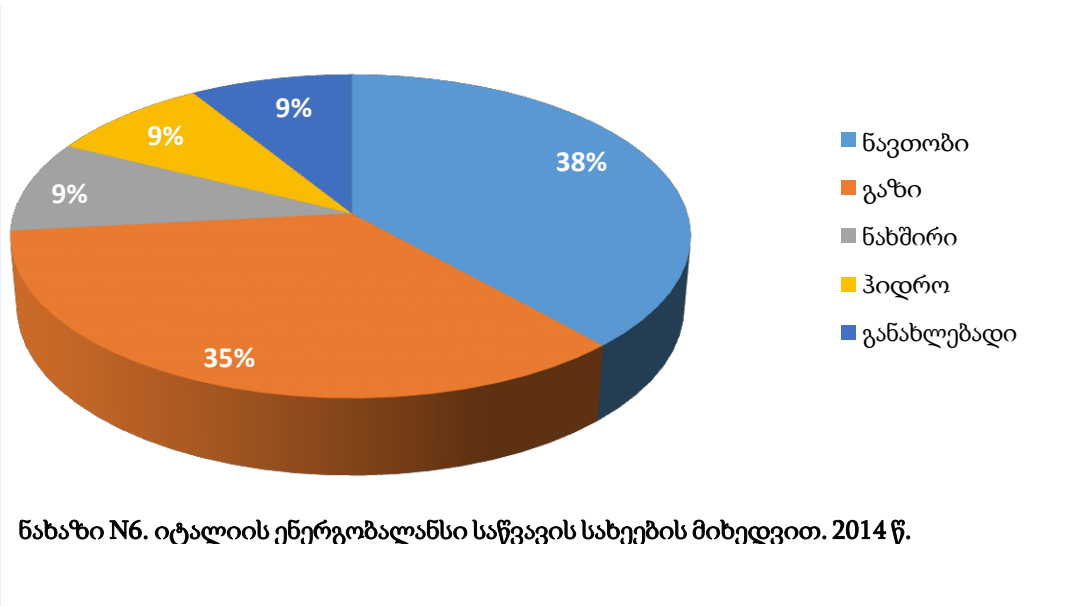
ქვეყანა სამხრეთ-დასავლეთ ევროპაში. 61,3 მლნ მცხოვრებით იტალია ევროპაში მე-5 სახელმწიფოა მოსახლეობის რაოდენობის მხრივ და მსოფლიოში 23-ე.

იტალიის ეკონომიკას თავისი მასშტაბით წამყვანი ადგილი (მესამე) უკავია ევროზონაში. იგი მაღალგანვითარებული ქვეყნების რიგს მიეკუთვნება, რადგან ცხოვრების მაღალი დონით მსოფლიოს ათეულში შედის. ამ მაჩვენებლების მიუხედავად, იტალიის ეკონომიკას 2008 წლის მსოფლიო კრიზისი მნიშვნელოვნად შეეხო. მსოფლიო ბანკის მონაცემებით, იტალიის ეკონომიკა 2009-2010 წლებში მცირდებოდა, მიუხედავად იმისა, რომ 2011 წელს ქვეყანამ მოახერხა მთლიანი შიდა პროდუქტის გაზრდა, 2012 წლის შემდეგ ის ყოველწლიურად კიდევ მცირდება. მსოფლიო ბანკის მონაცემებით, 2014 წელს მშპ-მ 2,1 ტრილიონი აშშ დოლარი შედაგინა.

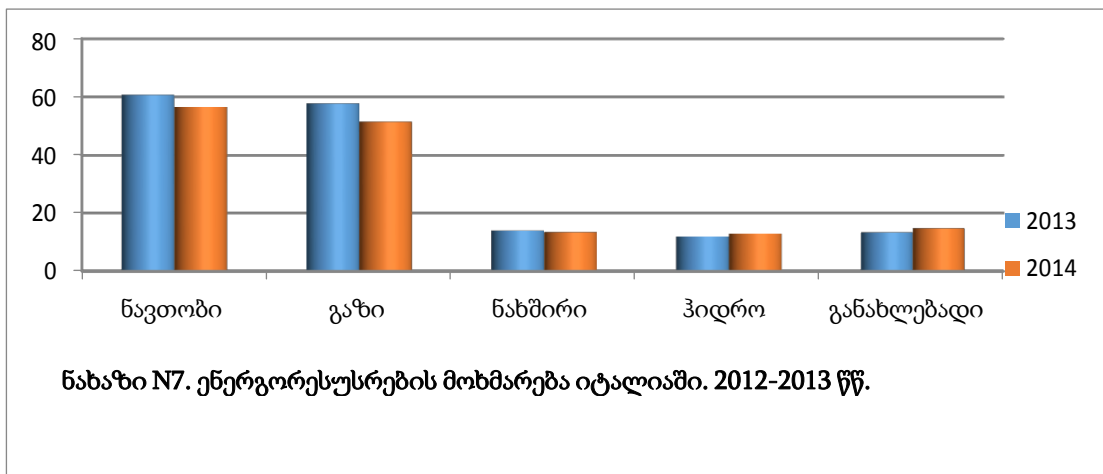
იტალიის ენერგობალანსში ძირითადი ადგილი უკავია ნავთობსა და გაზს, რომლებიც, თავის მხრივ, იმპორტირებულია. (იხ.ნახაზი N6). 2013 წელთან შედარებით, 2014 წელს იტალიაში შემცირდა გაზის, ნავთობისა და ნახშირის მოხმარება, განახლებადი და ჰიდრო ენერჯის მოხმარება კი გაიზარდა, შესაბამისად 10%-ით და 8%-ით. ამავე პერიოდში ენერგორესურსების მოიხმარება ქვეყანაში თითქმის 5,7%-ით შემცირდა, რამაც ენერგობალანსში გაზისა და ნახშირის წილის შემცირება გამოიწვია, თითქმის 7%-ით შემცირდა ნავთობის მოხმარებაც. (იხ. ნახაზი N7)

გაზის მოხმარება ადგილობრივად მოპოვებული გაზით იტალიაში 1948 წელს დაიწყო, გაზის პირველი იმპორტი კი 1970 წელს განხორციელდა, როცა LNG-ის სახით ევროპაში უძველესი Panigaglia-ს ტერმინალში ალჟირიდან პირველი ტანკერი შევიდა. მილსადენებით იმპორტის ისტორია კი იტალიაში 1974 წლიდან იწყება, როცა გაზი ქვეყანამ რუსეთიდან და ჰოლანდიიდან მიიღო.





წყარო: Bp statistical review. 2015

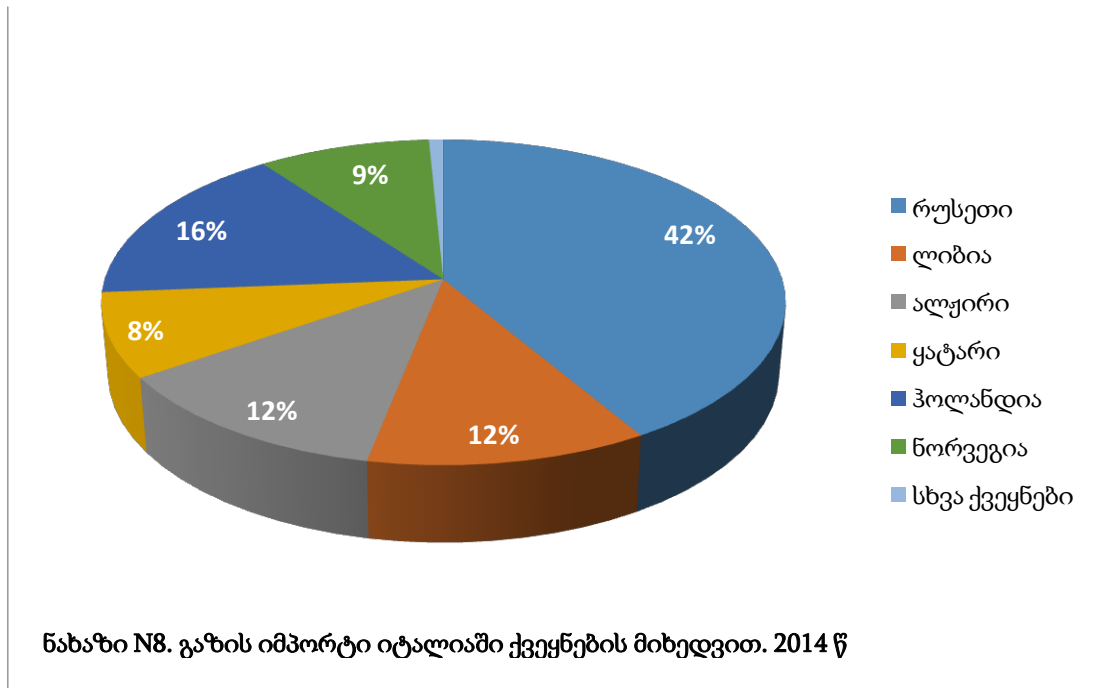


გაზს იტალიის ენერგობალანსში 35%-იანი წილი უკავია. 2014 წლის მონაცემებით, ქვეყანაში მოხმარებული გაზის 90% იმპორტირებულია, LNG-ის სახით ან მილსადენით(იხ.ცხრილიN13). იმპორტი ხორციელდება რუსეთიდან, ჰოლანდიიდან, ნორვეგიიდან, ალჟირიდან, ლიბიიდან, ყატარიდან და ეგვიპტიდან (იხ.ნახაზი N8). ევროკავშირში იტალია ლიდერია იმ ქვეყნებს შორის, სადაც ენერგობალანსში გაზს ყველაზე დიდი წილი 35% უკავია, ქვეყნის გენერაციის ნახევარი კი მთლიანად გაზზე მუშაობს<sup>17</sup>. ქვეყანა ძირითადად მარაგდება გრძელვადიანი კონტრაქტების საფუძველზე. იტალიას

<sup>17</sup> მას შემდეგ რაც ქვეყანამ უარი თქვა ატომური ენერჯის წარმოებაზე.



გაფორმებული აქვს კონტრაქტი 110 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ზე, რაც ორჯერ მეტია ქვეყანაში გაზზე ამჟამად არსებულ მოთხოვნაზე.



Source: Bp statistical review. 2015

ცხრილი N12  
მლრდ. მ<sup>3</sup>

გაზის იმპორტი იტალიაში ქვეყნების მიხედვით 2009-2014წწ

წელი	აღჭირი	რუსეთი	ლიბია	ყატარი	ჩრ.ევროპა	სხვა	სულ
2009	22,6	20	9,1	1,5	11,6	4,2	69
2010	27,6	14,9	9,4	6,1	11,3	6	75,3
2011	23	19,6	2,3	6,2	13,6	5,6	70,3
2012	21,6	13,6	6,5	5,8	19	-	66,8
2013	11,4	24,9	5,2	5,2	10	-	57,1
2014	6,3	21,3	6,0	4,3	13,5	0,1	51,5

ცხრილი N13  
მლრდ.მ<sup>3</sup>/%

გაზის იმპორტი იტალიაში ტრანსპორტირების სახეების მიხედვით

ტრანსპორტის სახე	2012	წილი (იმპორტში)	2013	წილი (იმპორტში)	2014	წილი (იმპორტში)
მილსადენი	59,7	89%	51,6	90%	46,9	91%
LNG	7,1	11%	5,5	10%	4,5	9%
სულ	68,8		57,1		51,4	

იტალიის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა მაღალი წნევის გაზსადენების, სატრანზიტო გაზსადენების, LNG ტერმინალების, გაზსაცავების, სადისტრიბუციო ლოკალური ქსელებისა და დამხმარე ტექნიკური საშუალებებისაგან შედგება. მაღალი წნევის გაზსადენების საერთო სიგრძე საშუალოდ 34 000 კმ-ია, მათ შორის, სატრანზიტო მაგისტრალური გაზსადენების საერთო სიგრძე 31 500 კმ-ს შეადგენს, საერთო სიმძლავრით 18,7 მლრდ მ<sup>3</sup> წელიწადში. სისტემა მოიცავს 260MW სიმძლავრის 9 საკომპერესორო სადგურს, 8 გაზის გამზომ სადგურს და 68 წნევის რეგულირების სადგურს. (იხ.სურათი N9).

მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის მართვასა და ოპერირებას ახორციელებს კომპანია Snam Rete Gas-ი. 2001 წლიდან გადაცემის საქმიანობა იტალიაში დაფუძნებულია Entry-Exit მოდელზე, ამიტომ ტრანსპორტირების ტარიფს განსაზღვრავს მარეგულირებელი სააგენტო. გაზის ტრანსპორტირება იმართება მარეგულირებელის მიერ ქსელისთვის მინიჭებული კოდების მიხედვით, მინიჭების პრინციპად გამოყენებულია მილსადენის, საცავის ან ტერმინალის ადგილმდებარეობა. მარეგულირებელი ამტკიცებს ასევე ქსელზე მესამე მხარის დაშვების შესახებ აუცილებელ ნორმატიულ ბაზასაც. Entry-Exit სისტემა ეს არის გაზის ქსელზე დაშვების მოდელი, რომელიც ქსელის მომხმარებლებს უფლებას აძლევს დამოუკიდებლად დაჯავშნონ სიმძლავრეზე უფლება ქსელის შემავალ და გამავალ პუნქტებში. ამასთან, ამ მოდელის პირობებში გაზის ტრანსპორტირება ხდება ზონების გავლით, ნაცვლად შეთანხმებული (კონტრაქტით) მარშრუტისა. შემავალი და გამავალი სიმძლავრეების დამოუკიდებლობას უზრუნველყოფს ვიტრუალური სავაჭრო პუნქტი, სადაც ქსელის მომხმარებლებს, რომლებმაც დაჯავშნეს შემავალი ან გამავალი სიმძლავრე, შეუძლიათ გაყიდონ ან იყიდონ გაზი.



**სურათი N9 იტალიის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა**

ამ გაზმა შეიძლება მარტივად შეიცვალოს მფლობელი, გაზის ბაზრის დახმარებით. განსხვავებით მანამდე არსებული point-to-point ურთიერთობისა, ეს ახალი მოდელი გაუმჯობესებული ვარიანტია, რომელიც გაცილებით უფრო მოქნილია ქსელის მომხმარებლებისათვის, გამორიცხავს ქსელზე დისკრიმინაციულ დაშვებას, უზრუნველყოფს ბაზრის კონკურენტუნარიანობას და აკმაყოფილებს ევროკავშირის მოთხოვნას გაზის ერთიანი შიდა ბაზრის შექმნის შესახებ.

**4.4.1. გაზის არსებული ინფრასტრუქტურა იტალიაში**

**ტრანსევროპული გაზსადენი (TENP) – 500 კმ სიგრძის გაზსადენი,** რომლის მეშვეობითაც ჩრდილოეთის ზღვაში მოპოვებული ბუნებრივი გაზი მიეწოდება იტალიას. ამისთვის TENP-ის გაზსადენთან ერთად გამოიყენება

მილსადენი „Transitgas“, რომელსაც იგი (TENP) გერმანია-შვეიცარიის საზღვართან უერთდება.

ცხრილი N14

იტალიის გაზის არსებული ინფრასტრუქტურის ტექნიკური პარამეტრები

მილსადენი	მოწოდება	ტრანზიტი/საზღვარი	შემოსვლის პუნქტი	სიმძლავრე (მლრდ.მ <sup>3</sup> )	სიგრძე
pipeline (Trans-European TENP)+ Transitgas	ჰოლანდია/ნორვეგია	შვეიცარია	Passo Gries	21,5	500
TAG pipeline	რუსეთი	ავსტრია	Tarvisio	36,5	380
		სლოვენია	Gorizia	0,7	36
Transmed/Enrico Mattei	ალჟირი	ტუნისი	Mazara del Vallo (სიცილია)	33,5	2475
Greenstream	ლიბია		Gela (სიცილია)	11	520
LNG terminal - Panigaglia	სხვადასხვა		Panigaglia – ლიგურიის ზღვა	3,3	
LNG terminal- Rovigo	სხვადასხვა		Rovigo – ადრიატიკის ზღვა	8,4	
LNG terminal - Livorno	სხვადასხვა		Livorno - ლიგურიის ზღვა	3,75	

TENP-ის მშენებლობა 1974 წელს დასრულდა, მისი რეაბილიტაცია განხორციელდა ორჯერ - 1978 და 2009 წლებში. გაზსადენი ორი პარალელური მილსადენისგან შედგება, რომელთა საერთო სიმძლავრეა 20 მლრდ. მ<sup>3</sup>/წ-ში. მილსადენი მუშაობს ოთხი საკომპრესორო სადგურით. გაზსადენს მართავს ერთობლივი კომპანია, რომლის აქციათა 3%-ს ფლობს გერმანული „E.ON“, ბელგიური „Fluxys“ აქციათა 46%-ის მფლობელია, ხოლო შვეიცარიული „Swissgas“ 51%-ის მფლობელი.

ტრანსავსტრიის გაზი (TAG) – 380 კმ სიგრძის გაზსადენი იწყება სლოვაკეთ-ავსტრიის საზღვარზე და მთავრდება ავსტრია-იტალიის საზღვარზე. უკრაინის და სლოვაკეთის გაზსადენების სისტემების მეშვეობით TAG-ით ხორციელდება რუსული გაზის იმპორტი იტალიაში. TAG, რომელიც

1960 წელს აშენდა, ორი პარალელური მილსადენისგან შედგებოდა, მოგვიანებით, 2006 წელს TAG-ს დაემატა კიდევ ერთი პარალელური ხაზი და მოხდა მისი გაფართოება. მისი წლიური გამტარუნარიანობა 36,5 მლრდ.მ<sup>3</sup>-ია.

გაზსადენს მართავს იტალიურ-ავსტრიული ერთობლივი კომპანია, რომლის აქციათა 84,5%-ს ფლობს იტალიური „Snam“, ხოლო 15,5%-ს ავსტრიული „ Gas Connect Austria“ (2012 წლამდე OMV-ის სახელით არსებული კომპანია).

**ტრანსმედი (Transmed)** – 2 475 კმ სიგრძის გაზსადენით ტუნისის გავლით ალჟირიდან ბუნებრივი გაზის იმპორტი ხორციელდება იტალიაში. იტალიის გავლით ალჟირიდან გაზი მიეწოდება სლოვენიასაც. მილსადენის მშენებლობის პროექტის განხილვა 1960 წელს დაიწყო, თუმცა პროექტის პირველი ფაზის განხორციელება 1983 წელს დასრულდა, მეორე ფაზა კი 1994 წელს. მილსადენის წლიური გამტარუნარიანობა 33,5 მლრდ. მ<sup>3</sup>-ია.

გაზსადენის ოპერატორი ალჟირის სექციაზე კომპანია „Sonatrach“-ია, ტუნისის ტერიტორიაზე კომპანია „Sotugat“-ი, სიცილიის სექციაზე მილსადენის ოპერირებას „Eni-Sonatrach“-ის ერთობლივი კომპანია ახორციელებს, იტალიის ტერიტორიაზე კი - კომპანია „Snam Rete Gas“.

გაზსადენი მუშაობს 9 საკომპრესორო სადურით, ორი 1220მმ-იანი პარალელური მილსადენით ალჟირისა და ტუნისის ტერიტორიაზე, მილსადენი ოფშორში ხუთი (სამი, 510 მმ-იანი და ორი 660 მმ-იანი) პარალელური მილსადენით გადის. იტალიის ტერიტორიაზე კი ისევ ორი პარალელური (1 070მმ და 1220 მმ) მილსადენია.

**მწვანე ნაკადი (Greenstream)** – 520 კმ-იანი გაზსადენით ლიბიიდან ბუნებრივი გაზი მიეწოდება იტალიას. მისი მშენებლობის პროექტის განხორციელება 1970 წელს დაიწყო, თუმცა წინა მოსამზადებელი სამუშაოების დასრულება მხოლოდ 1990 წელს მოხერხდა. მშენებლობა კი 2004 წელს დასრულდა. გაზსადენის წლიური გამტარუნარიანობა 11 მლრდ. მ<sup>3</sup>-ია. 810მმ-იანი დიამეტრის გაზსადენი მუშაობს ერთი საკომპრესორო სადგურით. მილსადენის მფლობელია ერთობლივი კომპანია, სადაც იტალიური „Eni“ 75%-

იან წილს ფლობს, ხოლო ლიბიის ნავთობის ეროვნულ კორპორაცია 25%-იან წილს.

#### **LNG ტერმინალი - Panigaglia**

მდებარეობს ლიგურიის ზღვის სანაპიროზე. ფუნქციონირებს 1970 წლიდან. მისი რეკონსტრუქცია-განახლება მოხდა 1990 წელს, თუმცა სრული დატვირთვით მუშაობს 2001 წლიდან. ტერმინალი, რომლის გაცემის სიმძლავრე 3,3 მლრდ. მ<sup>3</sup>-ია, ძირითადად ახორციელებს ალჟირიდან მიღებული თხევადი გაზის რეგაზიფიკაციას. მისი მფლობელია კომპანია GNL Italia, რომელიც, თავის მხრივ, სახელმწიფო კომპანია Snam-ის შვილობილია.

#### **LNG ტერმინალი - Rovigo**

მდებარეობს ადრიატიკის ზღვის სანაპიროს ჩრდილოეთ ნაწილში. ტერმინალი, რომლის გაცემის სიმძლავრე 8,4 მლრდ. მ<sup>3</sup>-ია, ფუნქციონირებს 2009 წლიდან. მისი ოპერატორია იტალიური კომპანია „Edison“. ტერმინალის აქციათა 70,7%-ს ფლობს „ExxonMobil Italian Gas“, 22%-ს - „Qatar Terminal Company Limited“, ხოლო 7%-ს - თავად „Edison“.

#### **LNG ტერმინალი - Livorno**

მდებარეობს ლიგურიის ზღვის სანაპიროზე. ტერმინალი, რომლის გაცემის სიმძლავრე 3,75 მლრდ. მ<sup>3</sup>-ია, ფუნქციონირებს 2013 წლიდან. მისი აქციონერები არიან „Golar Offshore Toscana“ – 2,69%, „E.ON“ – 48,24% და „Iren Group“ - 49,07%.

#### **გაზსაცავები**

იტალიას 10 გაზის საცავი გააჩნია, საიდანაც 8 ეკუთვნის „Snam“-ის შვილობილ კომპანია „Stogit“-ს, ორი კი კომპანია - „Edisons“-ს. მათი საერთო სიმძლავრე - 15,6 მლრდ.მ<sup>3</sup>-ია, აქედან კომერციული მოცულობა - 10,5 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს შეადგენს, ხოლო სტრატეგიული მარაგი - 5,1 მლრდ მ<sup>3</sup>-ია. გაზსაცავების სტრატეგიული მოცულობის ათვისება ხდება მხოლოდ ქვეყნის ენერჯეტიკის მინისტრის გადაწყვეტილებით.

#### **4.4.2. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები**

მილსადენი GALSI - გაზსადენის პროექტი ითვალისწინებს ალჟირიდან გაზის იმპორტს იტალიაში. გაზის ბაზარზე არსებული კონკურენტული

გარემოს პირობებში ალჟირის კომპანია „Sonatrach“-მა პროექტის განხორციელება 2012 წელს გაურკვეველი ვადით შეაჩერა, თუმცა უკრაინის კრიზისის გამო პროექტის განახლება 2014 წელს ისევ გადაწყვიტა. 900კმ-იანი გაზსადენის ძირითადი ნაწილი (600კმ) ზღვაში გაივლის. მოითხოვს დაახლოებით 4 მლრდ დოლარის ინვესტიციას. გაზსადენის თავდაპირველი გამტარუნარიანობა წელიწადში 8 მლრდ.მ<sup>3</sup> იქნება. პროექტს ახორციელებს კონსორციუმი, რომლის შემადგენლობაში შედიან Sonatrach-41,6%; Edison-20,8%; Enel-15,6%; Sfors-11,6% და Hera Trading-10,4%. მილსადენის ექსპლუატაციაში შესვლა 2018 წელს იგეგმება. პროექტი შესულია ევროკავშირის საერთო ინტერესების ენერგეტიკულ პროექტთა (PCI) ნუსხაში.

### **LNG ტერმინალები**

იტალიაში არსებული გაზის ინფრასტრუქტურა და ქვეყნის გეოგრაფიული მდებარეობა (აპენინების ნახევარკუნძული) შესაძლებელს ხდის გათხევადებული გაზის მიმღები ტერმინალების ბიზნესი კიდევ უფრო გაფართოვდეს, რაც განამტკიცებს იტალიის ენერგეტიკულ უსაფრთხოებას და ევროკავშირის ქვეყნებს შესაძლებლობას მისცემს სამხრეთიდან გაზის მიწოდების დივერსიფიცირება მოახდინონ. იტალიაში დაგეგმილია ათამდე ახალი LNG ტერმინალის და რამდენიმე გაზსაცავის მშენებლობა(იხ.ცხრილიN15), ნაწილზე უკვე გაცემულია გარემოზე ზემოქმედების შეფასების ნებართვები, ნაწილის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთებები უკვე მზადაა, მომზადებულია მშენებლობის პროექტებიც და ნაწილის მშენებლობა უკვე მიმდინარეობს. (იხ.სურათი N11)

### **4.4.3. გაზის ბაზრის სტრუქტურა იტალიაში**

გაზის ბაზრის ლიბერალიზაცია იტალიაში 2000 წელს დაიწყო და დღემდე გრძელდება. იმ დროისათვის ბაზრის მონოპოლისტი იყო სახელმწიფო კომპანია „Eni“, თუმცა ევროკავშირის მოთხოვნების შესაბამისად დაწყებული რეფორმის შედეგად, შეიძლება ითქვას, რომ „Eni“ ამჟამად ბაზრის მონოპოლისტი აღარ არის. იტალიაში არსებობს მთავრობის წილობრივი მონაწილეობით (80%) შექმნილი სიანვესტიციო ფონდი, რომელიც გაზის

ბაზარზე მომუშავე კომპანიების ძირითადი აქციონერია. ფონდი წარმოადგენს კომპანია „Eni“ და კომპანია „Snam“-ის მთავარ აქციონერს.

ცხრილი N15

მნიშვნელოვანი ინფრასტრუქტურული პროექტები იტალიაში: LNG ტერმინალები და გაზსაცავები

LNG ტერმინალი	დებარეობა	ინვესტორი	სიმძლავრე (მლრდ.მ <sup>3</sup> )	ვადა	შენიშვნა
Rosignano Marittimo	ლიგურიის ზღვის სანაპირო	Edison Bp	8		
Porto Empedocle	სიცილიის კუნძული	Enel	8	2019	გაზს მიიღებს ეგვიპტიდან
Trieste Monfalcone	ტრიესტის ყურე	E.ON	8	2020	პროექტს სლოვენია ეწინააღმდეგება მის საზღვართან ახლოს მდებარეობის გამო
Falconara Marittima	ადრიატიკის ზღვის სანაპირო	Api Nova Energia (Italy);	4	2018	აქვს EU-ს მხარდაჭერა
Gioia Tauro Medgas	ტირენიის ზღვის სანაპირო	Sorgenja & Iren	12	2019	აქვს EU-ს მხარდაჭერა
გაზსაცავი					
Cornegliano	ჩრ.იტალია	Ital Gas-ი (Snam)	1.3		აქვს EU-ს მხარდაჭერა
S. Potito e Cotignola	ჩრ.იტალია	Edison	0.9		
Bordolano	ჩრ.იტალია	Stogit (Snam-ი)	1.2		

ბაზრის ლიბერალიზაციის რეფორმის დროს იტალიაში 2000 წელს შეიქმნა კომპანია „Snam“, რომელიც ახორციელებს ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირებას, რეგაზიფიკაციას და დისტრიბუციას. მართავს 32 000 კმ სიგრძის გაზსადენების ქსელს, მის საკუთრებაშია რვა გაზსაცავი, ერთი რეგაზიფიკაციის ტერმინალი და 53 000 კმ სერთო სიგრძის ადგილობრივი გაზგამანაწილებელი სისტემა.



„Eni“-მ მონოპოლია დათმო გაზის მოპოვების ბიზნესშიც. მართალია, იგი მოპოვებით საქმიანობაში ისევ დომინირებს, მაგრამ ქვეყანაში გაზის მოპოვებას ახორციელებენ სხვა კომპანიებიც - Shell, Edison, Gas Plus.

დემონოპოლიზაცია განხორციელდა გაზის იმპორტის მიმართულებითაც. მართალია, ქვეყანაში გაზის ძირითადი იმპორტიორი ისევ „Eni“-ია, მაგრამ იმპორტს მის გარდა ახორციელებს 15-ზე მეტი კომპანია. მათ შორის, ძირითადი იმპორტიორები არიან Eni, Edison, Enel, რომლებიც ფარავენ იმპორტის 70%-75%. ბაზარზე ოპერირებს 380 რეგისტრირებული ოპერატორი. მათ შორის, 40 მხოლოდ საბითუმო ბაზარზე ყიდის გაზს; 206 - მხოლოდ საცალო ბაზარზე; 103 - ორივე ბაზარზე მუშაობს; 32 - რეგისტრირებულია, მაგრამ ჯერ არ საქმიანობს.

იტალიაში არსებობს ვირტუალური სავაჭრო პუნქტი PSV (Punto di Scambio Virtuale), რომელიც ლიბერალიზაციის რეფორმის ფარგლებში 2003 წელს შეიქმნა. PSV-ში თავდაპირველად ელექტროენერჯის ვაჭრობა მიმდინარეობდა, 2009 წელს შეიქმნა PSV-ში გაზით ვაჭრობის წესები და ბაზარზე გაზის გაცვლის ოპერაციები 2010 წლიდან დაიწყო. PSV ყველაზე პატარაა ევროპაში ლიკვიდურობისა და ვაჭრობის მოცულობის მიხედვით, სადაც ევროპის სავაჭრო კვანძებს (ჰაბებს) შორის ერთ-ერთი ყველაზე მაღალი სპოტ-ფასი ფიქსირდება.

PSV-ს ოპერირებას ახორციელებს ენერგეტიკული ბაზრის მენეჯერი (GME). იგი ახორციელებს ბაზრის ეკონომიკურ მართვას და მოქმედებს როგორც ბროკერი. GME-ი გაზის ვაჭრობას სამი ძირითადი პრინციპით ახორციელებს: პლატფორმა ბუნებრივი გაზით ვაჭრობისთვის (Platform for the trading of natural gas (P-GAS)), სპოტ-ბაზარი (M-GAS) და გაზის ბალანსირების პლატფორმა (The Gas Balancing Platform (PB-GAS))

**P-GAS** - მოქმედებს 2010 წლიდან და ჰყავს 78 მონაწილე. მუშაობს რამდენიმე მიმართულებით - იმპორტის, აუქციონის და ინვესტირების მიმართულებით. იმპორტის სეგმენტი უზრუნველყოფს გაზით უწყვეტ ვაჭრობას. ამ რეჟიმით ვაჭრობის დროს ბაზრის მოთამაშეები (ახალი

იმპორტიორები) ვალდებულები არიან PSV-ში გაიტანონ მათ მიერ იმპორტირებული გაზის ნაწილი. აუქციონით ვაჭრობა ე.წ. პრივილეგირებული სეგმენტია, რომლითაც სარგებლობენ ადგილობრივი გაზის მომპოვებელი კომპანიები. ვაჭრობის ეს რეჟიმი ამოქმედდა სპეციალურად ამ კომპანიებისთვის, რათა მათ შესაძლებლობა ჰქონოდათ PSV-ში გაეყიდათ იტალიაში მოპოვებული გაზი. რაც შეეხება მესამე მიმართულებას ინვესტორებისათვის. ვაჭრობის ეს რეჟიმი მოქმედებს 2012 წლიდან.

**M-GAS** - მოქმედებს 2010 წლიდან და ჰყავს 71 მონაწილე. PSV-ში ავტორიზებულ მხარეებს ბუნებრივი გაზის წინასწარი და სპოტ-რეჟიმით ყიდვა-გაყიდვის შესაძლებლობა აქვთ. M-GAS მოიცავს გაზის ყიდვა-გაყიდვის სამ ძირითად რეჟიმს: ერთი დღით ადრე შესყიდვის (Day-Ahead Market (MGP-GAS)), მომენტალური შესყიდვის (Intraday Market (MI-GAS)) და გაზის წინასწარი შესყიდვის (Forward Gas Market (MT-GAS)) რეჟიმებს. მომენტალური შესყიდვის რეჟიმის დროს ბაზარზე გაზის მიწოდება-შესყიდვა ხორციელდება ერთი და იმავე დღეს.

**PB-GAS** - მოქმედებს 2011 წლიდან და ჰყავს 86 მონაწილე. PSV-ში ავტორიზებული მომხმარებლები (სტრატეგიული მარაგის მომხმარებლების და გადამცემი კომპანიების გარდა) წარადგენენ გაზსაცავის რესურსებთან დაკავშირებულ სავალდებულო დღიური მოთხოვნის განაცხადს და მიწოდების შეთავაზებას, რათა უზრუნველყონ ბალანსი. სისტემა აწყობილია აუქციონებზე, სადაც „Snam“ არის მთავარი მონაწილე. მოსალოდნელი დისბალანსის დასაფარად „Snam“-ს შეუძლია შეიძნოს თავისუფალი რესურსი, თითოეულ სეზონზე მოთხოვნის განაცხადის და მიწოდების შეთავაზების გაკეთებით. „Snam“ პასუხისმგებელია ქსელში არსებულ საჭირო წნევაზე და გაზის მიღება-გაცემას შორის ბალანსზე, აკვირდება თითოეულ გარიგებას და დისბალანსის დროს ბაზარზე გაჩენილი მოცულობის ფასთწარმოქმნას[108].

#### 4.4.4. იტალიის ენერგეტიკული სტრატეგია

იტალიის ენერგეტიკული სტრატეგიის ძირითადი მიზანია უზრუნველყოს მიწოდების წყაროების დივერსიფიკაცია და ჩრდილოეთ ევროპაში გაზის ექსპორტი.

არსებობს სტრატეგიის ოთხი ვერსია - 1975წ, 1981წ, 1988წ და 2013წ. 2013 წელს მიღებული დოკუმენტით, იტალიის ენერგოპოლიტიკაზე პასუხისმგებელია MSE. სტრატეგია მოიცავს 7 ძირითად საკითხს. მათ შორისაა:

- ენერგოეფექტურობა;
- გაზის ბაზრის კონკურენტუნარიანობა და სამხრეთ ევროპის ჰაბის შექმნა;
- განახლებადი ენერჯის განვითარება;
- ელექტროენერგეტიკის ბაზრის რეგიონული ინტეგრაცია;
- გადამამუშავებელი წარმოების ტექნოლოგიების განახლება;
- ნახშირწყალბადების მოპოვების განვითარება;
- მართვის სისტემის მოდერნიზაცია.

აღსანიშნავია, რომ 1988 წელს მიღებული დოკუმენტიდან 2013 წელს ამოიღეს მიმართულებები, რომელებიც ითვალისწინებდა ქვეყანაში ატომური და ნახშირის წარმოების განვითარებას.

სტრატეგიის მიხედვით, გაზის მოთხოვნა 2020 წლისთვის, 2010 წელთან შედარებით, იტალიაში შემცირდება 12,5%-19,8%-ით ანუ 60,3-65,8 მლრდ.მ<sup>3</sup>-მდე. იგეგმება სატრანზიტო ფუნქციის განვითარება, ამიტომ სტრატეგიით „Snam“-ს დაევალა ააშენოს ახალი გაზსადენი ადრიატიკის სანაპირომდე, რის შემდეგაც იტალია შეძლებს დამატებით 9,6 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ მიიღოს, აგრეთვე, „Snam“-მა უნდა უზრუნველყოს 8 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ის რევერსი TAG-ზე და TENP-ზე და იტალია-დიდი ბრიტანეთის დამაკავშირებელი გაზსადენების რევერსულ რეჟიმში მუშაობა, რათა იტალიას დღეში 40 მლნ. მ<sup>3</sup>-ის ექსპორტის შესაძლებლობა მიეცეს.

იმისათვის, რომ ცენტრალურ ევროპაში გაზის ექსპორტის მოცულობა 19 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ -მდე გაიზარდოს, ხოლო ტრანსპორტირების სისტემის სიმძლავრემ დამატებით 36 მლრდ.მ<sup>3</sup>/წ-ით მოიმატოს, გრძელვადიან პერსპექტივაში, სტარტეგით იგეგმება ახალი მილსადენის TGL (Italy-Austria-Germany) აშენება, რომლის სიმძლავრე წელიწადში 15 მლრდ.მ<sup>3</sup> იქნება.

## თავი 5. საქართველოს გაზის ბაზარი: ტექნიკური და კომერციული ანალიზი

### 5.1. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენის აღწერა

საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენის საერთო სიგრძე შეადგენს 2200კმ-ს. გაზსადენების მშენებლობა 1959 წელს დაიწყო. ამჟამად მშენებლობა-რეაბილიტაციის სამუშაოები მაგისტრალური გაზსადენების გამტარუნარიანობის გაზრდის მიზნით ხორციელდება.

საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა რამდენიმე გაზსადენისგან შედგება. ისინი განლაგებულია ჩრდილოეთიდან (რუსეთ-საქართველოს საზღვარი) სამხრეთისკენ (საქართველი-აზერბაიჯანი ან/და საქართველო-სომხეთის საზღვარი) და აღმოსავლეთიდან (საქართველო-აზერბაიჯანის საზღვარი) დასავლეთისკენ (აფხაზეთის ავტონომიური რესპუბლიკა).

მაგისტრალური გაზსადენების ცენტრს წარმოადგენს საგურამოს გაზგამანაწილებელი კვანძი, სადაც აკუმულირდება რუსეთიდან და აზერბაიჯანიდან იმპორტირებული ბუნებრივი გაზი და ნაწილდება საქართველოს მთელს ტერიტორიაზე.

შესაბამისად, ქვეყნის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემაში შემავალი გაზსადენები შეგვიძლია დავაჯგუფოთ შემდეგნაირად:

- ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა;
- აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალური გაზსადენები (აზერბაიჯანის საზღვარი- ცენტრი (საგურამო));
- ცენტრი (საგურამო) - სოხუმი

#### **5.1.1. ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა**

ამ ჯგუფში შედის გაზსადენები: 'ჩრდილოეთ კავკასია-სამხრეთ კავკასია', ვლადიკავკაზი-თბილისი" ორი პარალელური ხაზით და „ყაზახი საგურამო“. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემას გაზი მიეწოდება

რუსეთის ტერიტორიაზე განლაგებული ე.წ. ჩმი-ს სადგურიდან, რომელთანაც

დაკავშირებულია ორი მილსადენით - „ჩრდილოეთ კავკასია-სამხრეთ კავკასია“ და „ვლადიკავკაზი-თბილისი“ ორი პარალელური ხაზით.

**გაზსადენი —ჩრდილოეთ კავკასია-სამხრეთ კავკასია“** (D=1220 მმ) აშენებულია 1988-1994 წლებში. 131 კმ სიგრძის გაზსადენს გააჩნია პოლიეთილენის საფარი, ხოლო მისი მთლიანი სიგრძის 4,6 კმ გადის 8 გვირაბში. აღსანიშნავია, რომ „ჩრდილოეთ კავკასია-სამხრეთ კავკასია“ ძირითადად გამოიყენება გაზის ტრანზიტისთვის რუსეთიდან სომხეთში. გაზსადენს გააჩნია ჩართვის კვანძი ქვეშეთის ამჟამად უმოქმედო საკომპრესორო სადგურთან. აგრეთვე, იგი მიერთებულია გველეთის გამზომ კვანძთან.

**გაზსადენის „ვლადიკავკაზი-თბილისის“** ორი პარალელური ხაზით (D=720/529მმ) მშენებლობა დასრულდა 1966 წელს, თუმცა პერიოდულად ხდებოდა მისი სხვადასხვა მონაკვეთის რეაბილიტაცია-განახლება. 166კმ სიგრძის გაზსადენის ტრასის 1,3 კმ გადის ოთხ გვირაბში. გაზსადენს გააჩნია 11 ინტერკონექტორი (შემაერთებელი) „ჩრდილოეთ კავკასია-სამხრეთ კავკასიასთან“, ასევე რამდენიმე ადგილას ერთმანეთთან დაკავშირებულია მისი პარალელური ხაზები. გაზსადენი მიერთებულია გველეთისა და საგურამოს გაზის გამზომ კვანძებთან.

**„ყაზახი-საგურამო“** (D=1020 მმ) ბითუმის და პოლიეთილენის საფარით აშენდა 1980 წელს. იგი ჩრდილოეთ კავკასია-სამხრეთ კავკასიის გაგრძელებაა საგურამოდან აზერბაიჯანის საზღვრამდე. საქართველოს ტერიტორიაზე მისი სიგრძე დაახლოებით 90კმ-ია. გაზსადენთან მიერთებულია სომხეთის 11კმ-იანი განშტოება, წითელი ხიდისა და ხრამის გამზომი კვანძები. „ყაზახი-საგურამო“ საგურამოში უერთდება „ყარადაღი-თბილისის“ მილსადენს. საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემას აზერბაიჯანის ნავთობის სახელმწიფო კომპანია „SOCAR“-ი გაზს აწვდის „ყაზახი-საგურამოს“ გაზსადენით.

**5.1.2. აღმოსავლეთ-დასავლეთ მაგისტრალური გაზსადენები (აზერბაიჯანის საზღვარი- ცენტრი (საგურამო))**

ამ ჯგუფში შედიან გაზსადენები: „ყარადაღი-თბილისი“ ორი პარალელური ხაზით, „გარდაბანი-ნავთლული“, სამხრეთ კავკასიური მილსადენის შემაერთებელი, „ნავთლული-საგურამო“, „კახეთის მიმართულების გაზსადენები“

**გაზსადენი „ყარადაღი-თბილისი“** (D=529/820 მმ) ორი პარალელური ხაზისგან შედგება. მისი მშენებლობა 1959 წელს დაიწყო და 1968 წელს დასრულდა. მისი მეშვეობით საქართველომ პირველად მიიღო ბუნებრივი გაზი. მილსადენის პირველი ხაზის დიამეტრი 529მმ-ია, ხოლო მეორის დიამეტრი 820მმ. უნდა აღინიშნოს რომ გაზსადენს გარკვეულ უბნებზე გააჩნია 720მ-იანი ჩანართები. 46კმ-იან „ყარადაღი-თბილისის“ გაზსადენთან მიერთებულია სამხრეთ საქართველოს გაზსადენი, რომელიც ძირითადად ქვემო ქართლისა და სამცხე-ჯავახეთის რეგიონებს ამარაგებს. აგრეთვე, გაზსადენთან მიერთებულია კახეთის მიმართულების გაზსადენები.

**„გარდაბანი-ნავთლული“ და „ნავთლული-საგურამო“**, აშენდა შესაბამისად, 2007 და 2010 წლებში. მათი საერთო სიგრძე 80,8კმ-ია (შესაბამისად, 30,2 და 50,6კმ). გაზსადენის მშენებლობა ორ ეტაპად განხორციელდა. პირველ ეტაპზე აშენდა გარდაბანი-ნავთლულის (გამარჯვება) 30,2კმ-იანი გაზსადენი. მეორე ეტაპზე კი - 50,6კმ-იანი ნავთლული (გამარჯვება)-საგურამოს მილსადენი. მშენებლობის პროექტის ფარგლებში ადრე მოქმედი 529მმ-იანი დიამეტრის მილის ნაცვლად ჩაიდო 720მმ დიამეტრის ახალი ფოლადის მილსადენი.

ჩატარებული სამუშაოების შედეგად, ამალდა მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის ტექნოლოგიური საიმედოობა, გაიზარდა საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის დასავლეთის მიმართულების გამტარუნარიანობა. გაზსადენების მშენებლობამ ხელი შეუწყო საქართველოს რეგიონების მოსახლეობის, საწარმოთა და შავი ზღვისპირა რეკრეაციული ზონის გაზომომარაგების გაზრდას.

აღსანიშნავია, რომ გარდაბანი-ნავთლული-საგურამოს ახალი გაზსადენის აშენებამდე მაღალი წნევის მაგისტრალური გაზსადენი ქალაქ თბილისის მჭიდროდ დასახლებულ უბნებში გადიოდა, რაც მილსადენის მაღალი წნევით მუშაობის სტაბილურობას, გარკვეულწილად, საფრთხეს უქმნიდა. ახალი გაზსადენის აშენებით შესაძლებელი გახდა მანამდე არსებული მაღალი წნევის გაზსადენის დაბალ წნევაზე გადართვა, რამაც, შეამცირა მილსადენის ექსპლუატაციისთვის დაწესებული უსაფრთხოების ზოლი. ამან კი, თავის მხრივ, მოსახლეობას მანამდე შეზღუდულ ტერიტორიულ არეალში დასახლების და ეკონომიკური საქმიანობის შესაძლებლობა მისცა.

ამასთან, გაზსადენის აშენების შემდეგ სისტემის ოპერატორს - საქართველოს ტრანსპორტირების კომპანიას შესაძლებლობა მიეცა სამი დამოუკიდებელი წყაროდან მიღებული ბუნებრივი გაზი საქართველოს რეგიონებში ნებისმიერ მომხმარებელს დივერსიფიცირებულად მიაწოდოს.

„გარდაბანი-ნავთლულის“ გაზსადენზე მიერთებულია კახეთის მიმართულების გაზსადენები. რაც შეეხება „ნავთლული-საგურამოს“. იგი უერთდება „ვლადიკავკაზი-თბილისის“ პირველ ხაზს 178-ე კილომეტრზე. აგრეთვე, 529მმ-იანი ინტერკონექტორით დაკავშირებულია „ვლადიკავკაზი-თბილისის“ პირველ ხაზის 188-ე კილომეტრთან.

**სამხრეთ კავკასიური მილსადენის შემაერთებელი.** 720 მმ-იანი 12,5კმ სიგრძის შემაერთებელი 2006 წელს აშენდა. მისი მეშვეობით საქართველოს შესაძლებლობა აქვს სამხრეთ კავკასიური მილსადენიდან მიიღოს აზერბაიჯანში, შაჰ-დენიზის საბადოზე მოპოვებული გაზი, რომელიც მას „სამხრეთ კავკასიური მილსადენის კონსორციუმთან“ გაფორმებული კონტრაქტებით ეკუთვნის.

**კახეთის მიმართულების გაზსადენები.** უპირველესად უნდა აღინიშნოს, რომ კახეთის მიმართულება ის იშვიათი გამონაკლისია, სადაც გაზმომარაგება წრიულად ხორციელდება. კახეთის რეგიონის უწყვეტი გაზმომარაგების მიზნით 2014 წელს აშენდა „რუსთავი-საგარეჯოს“ 25კმ-იანი გაზსადენი, რომლის დიამეტრი 325მმ-ია. მილსადენის მშენებლობამ უზრუნველყო 1970-



1987 წლებში აშენებული „რუსთავი-თელავი-ჟინვალის“ გაზსადენის წრიული მიწოდების სისტემაზე გადაყვანა.

კახეთის გაზმომარაგება უზრუნველყოფილია 212,9 კმ-იანი 325მმ-იანი „რუსთავი-თელავი-ჟინვალის“ გაზსადენით და რამდენიმე განშტოებით.

გაზსადენი იწყება ყარადაღ-თბილისი I და II ხაზების 486.0-ე კმ-ზე. გააჩნია ქიზიყის განშტოება, რომელიც, თავის მხრივ, იწყება რუსთავი-თელავი-ჟინვალის 96.3-ე კმ-ზე. უნდა აღინიშნოს, რომ ქიზიყის განშტოება მე-8 კმ-ზე, დაახლოებით სიღნაღთან, ორ მიმართულებად იყოფა, რომლებიც შესაბამისად დედოფლისწყაროს და ლაგოდეხის მიმართულებით არის ჩალაგებული. ქიზიყის განშტოების გარდა, რუსთავი-თელავი-ჟინვალის გაზსადენს 88-ე კმ-ზე უერთდება 27კმ-იანი კაბალის განშტოება. გაზსადენი მიერთებულია ახმეტის გაზის გამზომ კვანძთან.

529/325მმ-იანი სამხრეთის გაზსადენი (ძველი წითელი ხიდი-წალკა-ახალქალაქი) მიერთებულია ყარადაღი-თბილისის II ხაზის 269.5-ე კმ-თან.

სამცხე-ჯავახეთის რეგიონის გაზმომარაგების მიზნით განხორციელებული „წითელი ხიდი-წალკა-ახალქალაქის“ პროექტის ფარგლებში, სარეაბილიტაციო-სამშენებლო სამუშაოები ჩატარდა არსებული 195კმ-იანი გაზსადენის სხვადასხვა მონაკვეთზე და აშენდა გაზსადენის რამდენიმე ახალი მონაკვეთი.

„წითელი ხიდი-წალკა-ახალქალაქის“ მაგისტრალური გაზსადენის მშენებლობა 90-იან წლებში შეჩერდა, რის გამოც რეგიონის სრული გაზიფიცირება შეუძლებელი იყო. 2008 წელს განხორციელებული პროექტის შედეგად ბუნებრივი გაზის მიწოდება აღუდგა წალკის რაიონს, ხოლო პირველად გაზი მიიღეს ახალქალაქის, ასპინძის, ახალციხის და ნინოწმინდის რაიონებმა.

სარეაბილიტაციო-სამშენებლო სამუშაოები „საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის“ დაკვეთით საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანიამ და კომპანია New Energy-მ განახორციელეს.

„საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანიის“ მიერ ადრე აშენებული ცალკეული მონაკვეთები შემოწმდა და აღდგა. სამხრეთის გაზსადენს 182-ე კმ-ზე უერთდება ადიგენის განშტოება, რომელიც, თავის მხრივ, ამარაგებს ასპინძის, ახალციხის და ადიგენის რაიონებს. მაგისტრალური გაზსადენების სისტემაში ჩაირთო „ქოთელის-ასპინძის“ 24კმ-იანი ახალი მონაკვეთი. მთლიანად ახლიდან დაპროექტდა და აშენდა მაგისტრალური გაზსადენის „ასპინძა-ახალციხის“ 30კმ-იანი ახალი მონაკვეთი.

აღნიშნულმა პროექტებმა შესაძლებელი გახადა სამცხე-ჯავახეთის რეგიონს მიეღო იაფი ენერგორესურსი, რომელიც უზრუნველყოფდა ეკოლოგიურად სუფთა და შემასთან შედარებით უფრო მოსახერხებელი სათბობით მომარაგებას ისედაც მცირეტყიან რეგიონში.

### **5.1.3. ცენტრი(საგურამო)-სოხუმი**

ამ ჯგუფში შედიან გაზსადენები: „საგურამო-ქუთაისი“, „ქუთაისი-სოხუმი“, „ზესტაფონი-ფოთის ახალი მაგისტრალური მილსადენი“; „გომი-ხაშური-ბაკურიანი“;

„საგურამო-ქუთაისის“ სიგრძე 212 კმ-ია. იწყება დასავლეთის მიმართულების გამზომი კვანძიდან. მისი მშენებლობა 1967 წელს დაიწყო და 1975 წლამდე გრძელდებოდა. გაზსადენის დიამეტრი სხვადასხვა მონაკვეთში იცვლება(D=720/820/529მმ). გარკვეულ მონაკვეთებში გააჩნია პარალელური ხაზიც. „საგურამო-ქუთაისის“ 98-ე კმ-თან მიერთებულია „გომი-ხაშური-ბაკურიანის“ გაზსადენი. აგრეთვე, ცხინვალი-ჯავას, ჭიათურის, საჩხერის, ახალგორის, ზესტაფონის და ქუთაისის განშტოებები. გაზსადენით მარაგდება შიდა ქართლის, იმერეთის და სამცხე-ჯავახეთის (ბორჯომი-ბაკურიანი) რეგიონები. აღსანიშნავია, რომ გაზსადენის 57.4კმ -90.6 კმ მონაკვეთზე მდებარეობს ახალი 2013-2015 წლებში აშენებული გორი-ქარელი-ხაშურის მონაკვეთი.

„ქუთაისი-სოხუმის“ (D=529მმ) სიგრძე 212 კმ-ია. იგი „საგურამო-ქუთაისის“ გაგრძელებაა. გაზსადენის მშენებლობა 1986 წელს დასრულდა.

გაზსადენის 51-ე კმ-ზე იწყება 529 მმ-იანი ქობულეთის განშტოება, რომლის სიგრძე 67კმ-ია. ქობულეთის განშტოებით ხორციელდება გურიისა და აჭარის რეგიონების გაზმომარაგება.

**„ზესტაფონი-ფოთის ახალი მაგისტრალური მილსადენი“** „ქუთაისი-სოხუმის“ პარალელურად მდებარეობს. ახალი მაგისტრალის მშენებლობის რამდენიმეეტაპიანი პროექტის განხორციელება 2010 წელს დაიწყო, როცა აშშ-ის მთავრობის ინიციატივით, "აშშ-ის საერთაშორისო განვითარების სააგენტომ" (USAID) მაღალი წნევის მაგისტრალური გაზსადენების ინფრასტრუქტურის რეაბილიტაციისთვის ე.წ. "ენერგოინფრასტრუქტურის რეაბილიტაციის პროექტის" ფარგლებში "საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციას" 62 მინ დოლარი გამოუყო. ენერგოინფრასტრუქტურის რეაბილიტაციის პროგრამა მიზანდ ისახავდა საქართველოს მთავრობისათვის ხელი შეეწყო გაზის ინფრასტრუქტურაში სტრატეგიული ცვლილებების განხორციელებაში, რაც მნიშვნელოვანია ქვეყნის ენერგოუსაფრთხოების გასაძლიერებლად.

"ენერგოინფრასტრუქტურის რეაბილიტაციის პროექტი" 2014 წლის ბოლოს დასრულდა და მის ფარგლებში სულ 150კმ-მდე სიგრძის 700მმ დიამეტრის ახალი მაგისტრალური გაზსადენების მშენებლობა განხორციელდა. კერძოდ, აშენდა გაზსადენის ზესტაფონი-ქუთაისის(23.2კმ), ქუთაისი-აბაშის (47კმ), აბაშა-სენაკის(29კმ) და სენაკი-ფოთის (29.6კმ) მონაკვეთები.

აგრეთვე, USAID-ის თანხით დაფინანსდა ზემოთ აღნიშნული, გორი-ქარელი-ხაშურის 33კმ-იანი მონაკვეთის გორი-ქარელის 20კმ-იანი უბანი.

**„გომი-ხაშური-ბაკურიანი“** იწყება „საგურამო-ქუთაისის“ 98-ე კმ-ზე. მიწოდება ხორციელდება ვაყის გამზომი კვანძიდან. 1972-1975 წლებში აშენებული, 52,8 კმ სიგრძის გაზსადენის დიამეტრი 529 მმ-ია, თუმცა გააჩნია 325მმ-იანი და 219მმ-იანი ჩანართები. „გომი-ხაშური-ბაკურიანის“ მეშვეობით ბუნებრივი გაზით მარაგდება ხაშურის, ბორჯომის რაიონები და დაბა

ბაკურიანი. გაზსადენის 28,2კმ-ზე მიერთებულია ახალდაბის 5,5კმ-იანი განშტოება. (სურათი N11)

ცენტრი (საგურამო) - სოხუმის მიმართულების მაგისტრალური გაზსადენის სამშენებლო-სარეაბილიტაციო სამუშაოების დასრულებას სს „საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია“ 2017 წელს გეგმავს, რაც საშუალებას იძლევა მნიშვნელოვნად გაიზარდოს საქართველოს გაზომომარაგების ერთიანი სისტემის ფუნქციონირების ტექნოლოგიური საიმედოობა. პროექტების რეალიზაცია ასევე ხელს შეუწყობს შიდა ქართლისა და დასავლეთ საქართველოს რეგიონების მოსახლეობისა და საწარმოთა, თავისუფალი ინდუსტრიული ზონებისა და შავიზღვისპირა რეკრეაციული ზონის გაზომომარაგების სტაბილურობას.

აღსანიშნავია, რომ უკვე ჩატარებული ფართომასშტაბიანი სარეაბილიტაციო სამუშაოების შემდეგ მნიშვნელოვნად შემცირდა მაგისტრალურ გაზსადენებში გაზის დანაკარგები, რომლის მაჩვენებელი ტექნიკურ ნორმაზე დაბალია და 1%-საც კი არ შედაგენს.

## **5.2. დანაკარგები**

მართალია, ბუნებრივი გაზის დანაკარგების დინამიკა მაგისტრალური გაზსადენებისა და მსხვილი სადისტრიბუციო კომპანიების ქსელებში პოზიტიურია, მაგრამ დანაკარგები ჯერ კიდევ მაღალია დისტრიბუციის ქსელებში და საშუალოდ გატარებული გაზის 7,9 %-ს შეადგენს (2014 წ.), მაშინ როდესაც სემეკის მიერ განსაზღვრული დანაკარგების საშუალო ნორმა 4%-ია<sup>18</sup>. როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, ჩატარებულმა სარეაბილიტაციო-სარეკონსტრუქციო სამუშაოებმა, აღრიცხვიანობისა და სისტემის მთლიანობის კონტროლმა თანამედროვე სისტემების დანერგვით, მაგისტრალურ გაზსადენებში გაზის ფაქტიური დანაკარგები მნიშვნელოვნად შეამცირა. ასევე, ნორმატიულზე დაბალია დანაკარგები „SOCAR“-ის გამანაწილებელ ქსელებში,

<sup>18</sup> ზოგადად კი ნორმატიული დანაკარგები დიფერენცირებულია წნევების მიხედვით და შეადგენს: დაბალი წნევის გამანაწილებელი ქსელებისათვის - 1-10 % (ყაზტრანსგაზისათვის 10 %); საშუალო წნევის გამანაწილებელი ქსელებისათვის ნორმა 1-3% (ყაზტრანსგაზისათვის 7.5%); მაღალი წნევის გამანაწილებელი ქსელებისათვის 1-1,7 %.

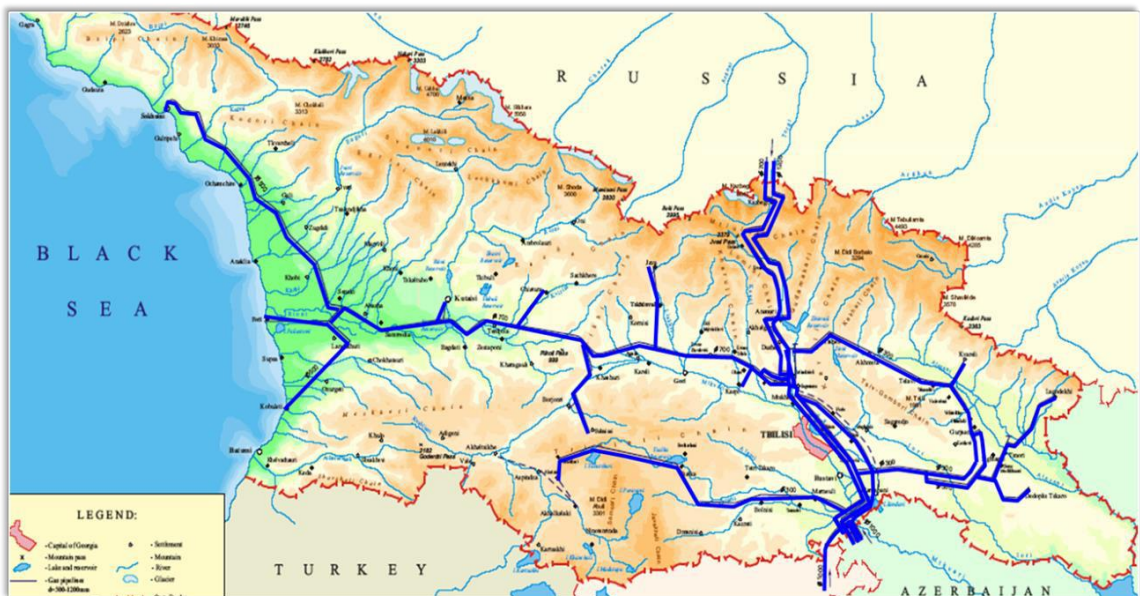
რაც, ძირითადად, ამ კომპანიის კუთვნილ ქსელებში აღრიცხვიანობის მოწესრიგებასთან არის დაკავშირებული. (იხ.ცხრილიN16)

ცხრილიN16

ბუნებრივი გაზის დანაკარგები საქართველოში, %

წელი	მაგისტრალური ტრანსპორტი	დისტრიბუცია (სოკარი)	დისტრიბუცია (ყაზტრანსგაზი)
2000	5,98	30-40 (იტერა)	30-40 (იტერა)
2005	3,44	30-40 (იტერა)	30-40 (იტერა)
2010	0,3	20	16-20
2013	0,3	5,5	13,7
2014	0,77 (ნორმატიული 5%)	3,9 (ნორმატიული 5%)	10,3 (ნორმატიული 10%)

2014 წელს საქართველოს გაზგამანაწილებელი სისტემის ჯამურმა დანაკარგებმა დახლოებით 88,7 მლნ მ<sup>3</sup> შეადგინა. დანაკარგების ძირითადი მიზეზი, აღრიცხვიანობის კონტროლის მოუწესრიგებლობაა, რასაც, თავის მხრივ, ე.წ. „კომერციული დანაკარგების“ არსებობა განაპირობებს. ეს არის ძირითადად, „მოპარული“ გაზი, რომელიც არ აღრიცხება. „კომერციული დანაკარგების“ გამანაწილებელ ქსელში შემცირება, თავისთავად უზრუნველყოფს მთლიანად ფაქტიური დანაკარგების შემცირებასაც.



სურათი N10 საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა

### **5.3. სხვა ინფრასტრუქტურა**

#### **5.3.1. კომპიუტერიზებული მართვის ფარი**

მიღებული და მომხმარებლისთვის მიწოდებული გაზის რაოდენობის ზუსტი აღრიცხვა საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების სისტემაში ერთ-ერთი ძირითადი საკითხია. უკანასკნელ წლებში დანერგილია „მლუმბერჟს“ ფირმის ტურბინული მრიცხველები ელექტრონული კორექტირებით, რომლებსაც ავტომატურად გადაჰყავთ გაზის მოცულობა მუშა მდგომარეობიდან სტანდარტულ კვადრატულ მეტრებში ფაქტობრივ წნევასა და ტემპერატურაზე შესწორებების შეტანით. დანერგილია აგრეთვე, ახალი ტიპის „ფლოუბოს 103“ მრიცხველები გაზის დიდი მოცულობების გასაზომად.

ამასთან, საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანიაში დამონტაჟდა კომპიუტერიზებული მართვის ფარი, რომელიც კომპანიას შესაძლებლობას აძლევს ვირტუალურად დააკვირდეს საქართველოს ტერიტორიაზე არსებულ გაზსადენებს და თითოეულ მონაკვეთზე წნევისა თუ ტემპერატურის შესახებ ამომწურავი ინფორმაცია მართვის ფარის მეშვეობით მიიღოს.

კომპიუტერიზებული მართვის ფარის საშუალებით, გაზის ტრანსპორტირების კომპანია ფლობს ინფორმაციას, დროის კონკრეტულ მონაკვეთში გაზსადენში არსებული წნევისა და ტემპერატურის შესახებ, მომხმარებლის (მაღალი წნევის) ხარჯისა და დანაკარგის შესახებ. მართვის ფარზე ორმოცამდე მანომეტრი და ექვსი მაგისტრალური გამზომი კვანძია დატანილი.

ელექტრო მანომეტრების გადატვირთვა ხდება საათში ერთხელ, თუმცა საჭიროების შემთხვევაში შესაძლებელია ინფორმაციის სამ წუთში ერთხელ მიღებაც.

აგრეთვე, საჭიროების შემთხვევაში, მართვის ფარით შესაძლებელია კომპანიის ოფისიდან გაუსვლელად გაზსადენზე სტარტეგიულად მნიშვნელოვანი ორი ონკანის გადაკეტვა.

ამასთან, მნიშვნელოვანია მეხსიერება, რომელიც მართვის კომპიუტერიზებულ ფარს პროგრამულად გააჩნია. იგი ინახავს ისტორიას წინა პერიოდის მონაცემთა შესახებ, რაც მონაცემთა ანალიზს აადვილებს.

#### **5.4. დაგეგმილი ინფრასტრუქტურული პროექტები**

2007 წლიდან საქართველოს ტექნიკურად გაზის მიღების სამი დამოუკიდებელი წყარო გააჩნია:

1. რუსეთიდან - ჩრდილოეთ-სამხრეთის 1220/1020 მმ მაგისტრალური გაზსადენი (შემკრავებით ვლადიკავკაზ-თბილისის D=720 მმ გაზსადენთან);
2. სამხრეთ კავკასიური გაზსადენის კონსორციუმიდან - სამხრეთ კავკასიურ მილსადენთან შემაერთებული 12კმ სიგრძის 720 მმ-იანი განშტოებით (off take);
3. აზერბაიჯანიდან (SOCAR) - აზერბაიჯანიდან შემომავალი 1020 მმ მაგისტრალით, რომელიც უშუალოდ საზღვართან 720/529 მმ განშტოებით უკავშირდება ყარადაღი-თბილისის 800/700 მმ-იან გაზსადენს, ხოლო 529/325 მმ-იანი განშტოებით – 529/720 მმ-იან მაგისტრალს.

##### **5.4.1. სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოების პროექტი (SCPX)**

გაფორმებული სატრანზიტო კონტრაქტების მიხედვით, საქართველოს, როგორც ტერიტორიის მფლობელ ქვეყანას, უფლება აქვს სამხრეთ კავკასიურ მილსადენზე გაზის მიღების მეორე პუნქტი (ე.წ. off-take-ის) მოაწყოს საქართველო-თურქეთის საზღვართან, რომელიც ინტერკონექტორით დაუკავშირდება აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალურ გაზსადენს (სავარაუდოდ, ვანის რაიონის სოფელ უხუთთან). ამით მნიშვნელოვნად ამალდება დასავლეთ საქართველოს გაზსადენების სისტემის საიმედოობა და ქვეყანას გაუჩნდება გაზის მიწოდების ახალი წყარო.

ინტერკონექტორის მოწყობის მიზანშეწონილობა დაკავშირებულია, აგრეთვე, AGRI პროექტის განხორციელებასა და ფოთი-ანაკლიის

ინდუსტრიული რეგიონისა და აჭარის საკურორტო-რეკრეაციული ზონის განვითარების ტემპებთან, თუკი საჭირო გახდება საქართველოს გაზსადენების სისტემით გაზის მნიშვნელოვნად გაზრდილი მოცულობების მიწოდება შავი ზღვის სანაპირომდე (სავარაუდოდ 2018-2020 წლების შემდეგ). (დეტალები იხ. გვ 58).

#### *5.4.2. აზერბაიჯანი-საქართველო-რუმინეთის ინტერკონექტორი (AGRI LNG)*

ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფნის პროექტის ფარგლებში განიხილება აზერბაიჯანი-საქართველო-რუმინეთის ინტერკონექტორის პროექტი (AGRI LNG), რომელიც ითვალისწინებს გათხევადებული გაზის ტრანზიტს. კერძოდ, საქართველოს ზღვისპირეთში გაზის გამათხევადებელი ტერმინალის, ხოლო რუმინეთში რეგაზიფიკაციის ტერმინალის მშენებლობას. პროექტის ინიციატორებმა აზერბაიჯანმა, რუმინეთმა და საქართველომ 2010 წელს ერთობლივი კომპანია შექმნეს, რომელსაც მოგვიანებით უნგრეთიც შეუერთდა. ერთობლივ კომპანიაში 25%-25% თანაბარი წილი აქვთ „SOCAR“-ს (აზერბაიჯანი), „GOGC“-ს (საქართველო), „ROMGAZ“-ს (რუმინეთი) და „MVM“-ს (უნგრეთი). კომპანიამ 2011 წელს ტენდერით შეარჩია ბრიტანული საკონსულტაციო კომპანია „Penspen Limited“-ი, რომელსაც პროექტის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთების მომზადება დაუკვეთა.

პროექტის განხორციელებისთვის საუკეთესო პერიოდად 2030 წელი მიიჩნევა, როცა აზერბაიჯანი დაიწყებს „SOCAR“-ის კუთვნილი საბადოების (უმიდი, აფშერონი და ა.შ.) პოტანციალის ათვისებას და საექსპორტო მოცულობებს გაზრდის. უკვე არსებული სამხრეთ კავკასიური მილსადენი კომერციულად და ტექნიკურად უზრუნველყოფს 30 მლრდ მ<sup>3</sup>-მდე გაზის ტრანსპორტირებას ევროპამდე. თუ გაზის მოპოვება აზერბაიჯანში კიდევ უფრო მეტად გაიზრდება და 30 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს გადააჭარბებს, „AGRI LNG“-ის პროექტის განხორციელების მიზანშეწონილობის საკითხი, სავარაუდოდ, მხოლოდ ამ შემთხვევაში დაისმევა.

საქართველოსთვის გაზის ნებისმიერი ნაკადი, რომლის ტრანსპორტირებაც მისი ტერიტორიის გავლით მოხდება, მომგებიანია. გარდა



ტრანზიტის საფასურისა, „AGRI LNG“-ის პროექტის განხორციელების შემთხვევაში, გამოყენებული იქნება საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემა, ტერმინალის მშენებლობა და მისი ექსპლუატაცია კი ქვეყნის ეკონომიკურ განვითარებას წაადგება.

პერსპექტივები საქართველოში მცირე ზომის LNG-ის ბიზნესისთვისაც იკვეთება.

### **5.4.3. შიდა ინფრასტრუქტურული პროექტები**

იმისათვის, რომ საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემამ გაზის მომატებული ნაკადების შეუფერხებელი და საიმედო გადანაწილება შეძლოს, დაგეგმილია რამდენიმე შემკრავი მილსადენის (ინტერკონექტორის) მოწყობა. მათ შორის, ვალე-ვანისა და ტაბაწყური-ბაკურიანის შემკრავები. კერძოდ:

- მაგისტრალური გაზსადენის ვალე-ვანის 529 (ან 720) მმ დიამეტრის 70 კმ-იანი მონაკვეთის მშენებლობა, რომელიც დასავლეთ საქართველოს მაგისტრალურ გაზსადენს სამხრეთ კავკასიურ მილსადენს მიუერთებს. მილსადენის მშენებლობა იმ დროისათვის იგეგმება, როცა შაჰ-დენიზის მეორე ფაზის ათვისების სამუშაოები დასრულდება და მნიშვნელოვნად გაიზრდება საქართველოზე ტრანზიტით გატარებული ოფციური გაზის მოცულებები. პროექტის რეალიზაციით დასრულდება ქვეყნის გაზმომარაგების სისტემის გადაყვანა რგოლური გაზმომარაგების რეჟიმზე, რაც გაზრდის გაზის მიწოდების საიმედოობას, განსაკუთრებით დასავლეთ საქართველოში არსებული მომხმარებლებისათვის;

- იგეგმება ქობულეთის განშტოების „სუჯუნა-ქობულეთისა“ და კახეთის მიმართულებით „თელავი-ახმეტის“ მონაკვეთების რეაბილტაციის სამუშაოების შესრულება;

- წინასწარი შესწავლების შედეგების გათვალისწინებით, შესაძლებელია განხორციელდეს ხაშური-ზესტაფონისა და საგურამო-

ხაშურის სექტორის დარჩენილი მონაკვეთების რეაბილიტაციის სამუშაოები;

- იგეგმება გარდაბნის თბოელექტროსადგურის მიმდებარე ტერიტორიაზე განლაგებული გაზსადენის დაზიანებული მონაკვეთის აღდგენის სამუშაოები. პროექტი, სავარაუდოდ, 2017 წელს განხორციელდება და ხელს შეუწყობს რუსული გაზის სომხეთისაკენ ტრანზიტის პირობების მნიშვნელოვან გაუმჯობესებას<sup>19</sup>.

საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების სისტემის აღმოსავლეთ-დასავლეთი მიმართულებით არსებული მილსადენების, აგრეთვე მათი განშტოებების აღდგენა-განვითარება საფუძველს ჩაუყრის საქართველოს გაზომომარაგების ჩიხური სისტემიდან მაღალი საიმედოობის წრიული (რგოლური) გაზომომარაგების სისტემაზე გადასვლას. კრიტიკულ სიტუაციებში, ნებისმიერი მომხმარებლის გარანტირებული გაზომომარაგების უზრუნველყოფის მიზნით, გაჩნდება გაზის ნაკადების გადამისამართების შესაძლებლობა, რაც მნიშვნელოვნად გაზრდის საქართველოს გაზომომარაგების ერთიანი სისტემის ფუნქციონირების არეალსა და ტექნოლოგიურ საიმედოობას.

#### **5.4.4. მიწისქვეშა გაზსაცავი**

საქართველო პრაქტიკულად სრულად იმპორტული გაზის მოწოდებაზეა დამოკიდებული. ასეთ პირობებში, როგორც საერთაშორისო გამოცდილება აჩვენებს, ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფისა და ეკონომიკის მდგრადი განვითარების ხელშეწყობის ერთ-ერთ ყველაზე ეფექტურ საშუალებად ითვლება გაზის მიწისქვეშა საცავის მშენებლობა.

გარდა ამისა, გაზის მოხმარება საქართველოში უაღრესად მაღალი სეზონური დისბალანსით გამოირჩევა - ზამთრის სეზონზე მოხმარება ჯამური წლიური მოხმარების დაახლოებით 80 %, მაშინ როდესაც იმპორტირებული გაზის მოწოდება წლის განმავლობაში შედარებით თანაბრად ხორციელდება (შეფარდებით 60-70%/40-30%, შესაბამისად,

---

<sup>19</sup>წყარო: საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია

ზამთრისა და ზაფხულის პერიოდში). დღეისათვის მოხმარება-მოწოდების დისბალანსის დარეგულირება და ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფა დამოკიდებულია აზერბაიჯანული სახელმწიფო კომპანია „SOCAR“-ს მიერ მოწოდებულ გაზზე, რაც შესაბამისი ხელშეკრულებით არის დარეგულირებული, ქართული მხრიდან გარკვეული უფლებების დათმობის ხარჯზე. აღნიშნული ფაქტორები განაპირობებს კომერციული (გაზის მოწოდება-მოხმარების დაბალანსებისათვის) და სტრატეგიული მიზნებისათვის საჭირო გაზსაცავის არსებობის აუცილებლობას საქართველოში.

მიწისქვეშა გაზსაცავის პროექტზე მუშაობა საქართველოში<sup>20</sup>, 25 წლის წინ, საბჭოთა იმპერიის დაშლისთანავე დაიწყო. 1992 წელს დამუშავდა მიწისქვეშა გაზსაცავის მშენებლობის წინასწარი ტექნიკური პროექტი, გერმანული ფირმის „UGS GmbH Mittenwalde“-ს მიერ. პროექტი ითვალისწინებდა სამგორის საბადოს სამხრეთ გუმბათზე 505 მლნ მ<sup>3</sup> საერთო და 230 მლნ მ<sup>3</sup> აქტიური მოცულობის (275 მლნ მ<sup>3</sup> ბუფერული გაზი) მიწისქვეშა გაზსაცავის მოწყობას. მნიშვნელოვანია, რომ საბადოს დაშორება საქართველოს მაგისტრალური მილსადენების ქსელიდან ძალიან მოკლეა და დაახლოებით 8 კმ-ს შეადგენს, რაც გაზსაცავის ამ ტერიტორიაზე მშენებლობას კომერციულად მიმზიდველს ხდის.

2002-2004 წლებში განიხილებოდა გაზსაცავის მშენებლობა რუსთავის გაზ-კონდენსატის საბადოზე, შესაბამისად, ამერიკული „Washington Strategic Advisors LLC“ (WSA) მიერ მომზადდა ამ ტერიტორიაზე მიწისქვეშა გაზსაცავის მშენებლობის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთების პროექტი.

2003 წელს დაიწყო და მოგვიანებით 2009 წელს განახლდა გაზსაცავის მშენებლობის ადგილად ნინოწმინდის საბადოს ტერიტორიის განხილვა. პროექტი ითვალისწინებდა 500 მლმ მ<sup>3</sup> მოცულობის გაზსაცავის მოწყობას. ორივე შემთხვევაში კომპანია RAMBOLL-მა შეისწავლა ნინოწმინდის საბადოზე მიწისქვეშა გაზსაცავის მშენებლობის მიზანშეწონილობა, თუმცა

---

<sup>20</sup> საქართველო რეგიონში ერთადერთი ქვეყანაა, რომელსაც გაზსაცავი არ გააჩნია.

პროექტის რეალიზაცია ვერ მოხერხდა რამდენიმე მიზეზის გამო. მათ შორის, იმიტომ, რომ ნინოწმიდის საბადოს დამუშავების ლიცენზია კომპანია „კანარგოს— აქვს, ხოლო ამ უკანასკნელმა მის დათმობაზე გარკვეული პირობები წამოაყენა, რაც პროექტს კომერციულ მიმზიდველობას უკარგავდა<sup>21</sup>. მიწისქვეშა გაზსაცავის ნინოწმინდაში მოწყობის პროექტი ჩაიშალა.

ახალი ხელისუფლების პირობებში პრიორიტეტი გაკეთდა საერთაშორისო, კერძოდ, ევროპული კანონმდებლობით განსაზღვრულ მოთხოვნებზე, რომლებიც ავალდებულებს სახელმწიფოს, უზრუნველყოს ე.წ. დაუცველი მომხმარებელი (მოსახლეობა) მაქსიმუმ ერთი თვის განმავლობაში ყველაზე მსხვილი მომწოდებლიდან გაზის შეწყვეტის შემთხვევაში. ახალი პირობების გათვალისწინებით, საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციაში გაკეთებულმა მოდელირებამ აჩვენა, რომ საქართველოს სტარეგიული მარაგი დაახლოებით 100-150 მლნ მ<sup>3</sup>-ია. შესაბამისად, კორპორაციამ გადაწყვიტა გაზსაცავის მშენებლობის ადგილად სამგორის სამხრეთ თაღის რეზერვუარი გამოეყენებინა, რათა მშენებლობა იაფი, ხოლო ექსპლუატაცია მარტივი და რაციონალური ყოფილიყო.

2015 წლის იანვარში საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციამ გამოაცხადა საერთაშორისო ტენდერი გაზსაცავის მშენებლობის ტექნიკურ-ეკონომიკური დასაბუთების (ტედ) მომზადებაზე. ტენდერში გაიმარჯვა საკონსულტაციო კომპანია „ჯეოსტოკმა“, რომელიც ტედ-ი მოამზადა. პარალელურად, კორპორაცია მუშაობს პროექტის დაფინანსების წყაროების უზრუნველყოფაზე: მიმდინარეობს განხილვები კომერციულ ბანკებთან, საერთაშორისო საფინანსო ინსტიტუტებთან და კერძო კომპანიებთან. პროექტის დაფინანსების ერთ-ერთ საშუალებად ასევე განიხილება ობლიგაციების განთავსება საფონდო ბირჟებზე, რაშიც კორპორაციას უკვე გააჩნია მნიშვნელოვანი გამოცდილება<sup>22</sup>. გაზსაცავის მშენებლობის

<sup>21</sup> საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია

<sup>22</sup> ევროპისა და აშშ-ის საფონდო ბაზრებზე კორპორაციის მიერ მოზიდული დაფინანსებით სს „საპარტნიორო ფონდთან“ ერთად, გარდაბანში 230 მეგავატი სიმძლავრის კომბინირებული ციკლის ახალი თბოელექტროსადგურის მშენებლობა განხორციელდა.

დასრულების შემდეგ მასში 230-250 მლნ მ<sup>3</sup> ბუნებრივი გაზის შენახვა იქნება შესაძლებელი, რაც დღევანდელი მთლიანი წლიური მოხმარების დაახლოებით 10-15%-ს შეადგენს. სამგორის სამხრეთი თადის საბადოზე გაზსაცავის მშენებლობის დაწყება 2016 წელსაა დაგეგმილი<sup>23</sup>.

ცნობილია, რომ საქართველო მაღალი რისკების რეგიონშია განლაგებული. მათ შორის, გასათვალისწინებელია პოლიტიკური და გეოგრაფიულ-კლიმატურ პირობებთან დაკავშირებული რისკები, ამის მაგალითები საქართველოს უახლეს ისტორიაში მრავლად გვაქვს. მაგალითად, 2014 წლის დევდორაკის კატასტროფა, 2006 წლის ერთდროული აფეთქებები რუსეთიდან შემომავალ გაზსადენებზე და ა.შ.

ქვეყნის ენერგეტიკას ასეთ შემთხვევაში ფუნქციონირება უხდება კრიზისულ პირობებში. სწორედ ამიტომ, სტრატეგიული მარაგის არსებობა პრობლემის გადაწყვეტის ერთ-ერთი რაციონალური საშუალებაა, რაც, აგრეთვე დაეხმარება ქვეყანას ევროკავშირთან ასოცირების ხელშეკრულების ფარგლებში ენერგეტიკის სფეროში მიმდინარე მოლაპარაკებებში მომხმარებლის გარანტირებული მომარაგების ვალდებულება დაიცვას.

გარდა ამისა, ქვეყნის ენერგოსისტემისთვის მნიშვნელოვანია გაზის ნაკადების მართვის აუცილებლობა<sup>24</sup>, განსაკუთრებით შაჰ-დენიზის საბადოს დამუშავების მეორე ფაზის დასრულების შემდეგ, როცა საქართველო დიდი მოცულობის გაზს მიიღებს. ამ დროს განხორციელდება თანაბარი მიწოდება, მაშინ როცა საქართველოში გაზის მოხმარება დაახლოებით 3-ჯერ უფრო ნაკლებია ზაფხულის სეზონზე ზამთართან შედარებით. გაზსაცავში გაზის დამარაგება ზაფხულში და მისი გამოყენება ზამთრის მაქსიმალური მოხმარების დროს წარმოშობილი დეფიციტის დროს ამ პრობლემის მოგვარების ერთ-ერთი ოპტიმალური საშუალებაა.

ასევე, საქართველოში ფიქსირდება გაზის მოხმარების სწრაფი ზრდა. გაზის მოხმარება სატრანსპორტო სექტორში დაახლოებით 100-დან 450 მლნ მ<sup>3</sup>-

---

<sup>23</sup> [www.gogc.ge](http://www.gogc.ge)

<sup>24</sup> „გაზპრომთან—დაწყებული მოლაპარაკებების ერთ-ერთ მიზეზად სწორედ პიკური მოხმარების დროს სექმნილი ტექნიკური დეფიციტი დასახელდა.

მდე გაიზარდა. ე.ი. თითქმის 4-ჯერ. მკვეთრად გაიზარდა რეგიონების გაზიფიკაციის დონე.

მიუხედავად იმისა, რომ აზერბაიჯანს შეუძლია საქართველოს წლიური მოთხოვნის დაბალანსება<sup>25</sup>, ზამთრის პიკური მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად მისი ინფრატრუქტურა ვერ უზრუნველყოფს დეფიციტის შევსებას, რისთვისაც 2015 წლამდე გამოიყენებოდა სომხეთში გაზის ტრანზიტისთვის საქართველოს გაზგამანაწილებელ სისტემაში დარჩენილი გაზის მოცულობები.

გაზსაცავი ყველა ამ პრობლემის მოგვარების ყველაზე უფრო მარტივი და ეფექტური საშუალებაა, რაც საშუალებას იძლევა ნებისმიერ კრიტიკულ სიტუაციაში, იქნება ეს პოლიტიკური საბიტაჟი, ბუნებრივი კატასტროფები თუ ტექნოლოგიური პირობები, ქვეყანამ უზრუნველყოს საჭირო გაზის გარანტირებული მიწოდება გაზსაცავში დასაწყობებული სტრატეგიული მარაგით.

პროექტის წარმატებით განხორციელება უზრუნველყოფს:

- გაზის სეზონური მოწოდება-მოხმარების უთანაბრობის დაბალანსებას;
- უცხოურ სახელმწიფო კომპანიაზე („SOCAR“, „GAZPROM“) ქვეყნის ენერგეტიკული დამოკიდებულების შემცირებას;
- ბუნებრივი გაზის სტრატეგიული მარაგების არსებობას;
- გაზის რეალიზაციით მიღებული მოგების ქვეყნის ეკონომიკაში რეინვესტირებას;
- ევროპის ენერგეტიკულ თანამეგობრობაში საქართველოს გაერთიანებით დაკისრებული ვალდებულებების შესრულების რეალიზაციას.

2019 წლის შემდეგ, როცა საქართველო დამატებითი მოცულობის გაზს ზამთარ-ზაფხულს თანაბრად მიიღებს, გაზსაცავის გარეშე, კიდევ უფრო

---

<sup>25</sup> ზაფხულის მინიმალური მოხმარება დღეში 3,5 მლნ კუბურ მეტრამდე ვარდება, ზამთარში კი დღიური მოხმარება მაქსიმუმ 12 მლნ კუბურ მეტრამდე იზრდება. მოწოდება კი პარქტიკულად თანაბარია, ამიტომ ზაფხულში წარმოიქმნება ნამეტი მოცულებები, ზამთარში კი დეფიციტია.

პრობლემატური გახდება მოცულობების რაციონალური გადანაწილება. შესაბამისად, აუცილებელია მიწისქვეშა გაზსაცავის მშენებლობა და ოპერირების დაწყება მოხდეს 2016-2020 წლებში. ამ შემთხვევაში, შესაძლებელი იქნება გაზის მოცულობის რაციონალური მართვა და საკუთარი ძალებით ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფა.

### 5.5. საქართველოს გაზის ბაზარი

საქართველოს ენერგეტიკის სექტორის საქმიანობას პარალამენტის მიერ 1997 წელს მიღებული კანონი „ელექტროენერგეტიკისა და გაზის შესახებ“ არეგულირებს. კანონში განმარტებულია სექტორის საქმიანობასთან დაკავშირებული ტერმინები, აგრეთვე, სექტორის ძირითადი მოთამაშეების უფლება-მოვალეობები და სხვა.

კანონის მიხედვით, ენერგეტიკის დარგში სახელმწიფო პოლიტიკაზე პასუხისმგებელია საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტრო, რომელიც შეიმუშავებს დარგის ძირითად მიმართულებებს და დასამტკიცებლად წარუდგენს პარლამენტს. ასევე, დამტკიცების შემდეგ უზრუნველყოფს მათ განხორციელებას.

ენერგეტიკის სექტორის რეგულირებას ახორციელებს „საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია,“ რომელიც დამოუკიდებელი ორგანოა და ფინანსდება ლიცენზიანტების მიერ გადახდილი რეგულირების საფასურიდან.

კომისია გასცემს საქართველოს ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის სექტორში ლიცენზიებს, აგრეთვე, ახორციელებს ლიცენზიატების, იმპორტიორების, ექსპორტიორების, ბაზრის ოპერატორისა და მიწოდებლების საქმიანობის რეგულირებას, მათ შორის, ენერგეტიკული ბაზრების მონიტორინგის.

ამასთან, კომისიის ფუნქციებში შედის ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირების, განაწილების, გატარების, მიწოდებისა და მოხმარების ტარიფების დადგენა და რეგულირება, გარდა ავტოგაზგასამართ სადგურებში რეალიზებული ბუნებრივი გაზის ტარიფებისა.

ბუნებრივი გაზის ბაზრის ძირითად მოთამაშეს წარმოადგენს ბუნებრივი გაზის მიმწოდებელი - საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია.

საქართველოში ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირების გენერალურ ლიცენზიას ფლობს „საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანია“.

შპს „საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანია“ იჯარის ხელშეკრულების საფუძველზე ოპერირებას უწევს სს „საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის“ კუთვნილ მაგისტრალურ გაზსადენებს და მის ინფრასტრუქტურას, მათ შორის, 2200კმ მაგისტრალურ გაზსადენებს (განშტოებებით და ლუპინგებით), 82 გაზგამანაწილებელ სადგურს, ასევე შპს „საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანიის“ კუთვნილ 29 და გარეშე ორგანიზაციების 186 გაზგამანაწილებელ სადგურს (სულ მომსახურებაშია 297 გაზგამანაწილებელი სადგური). მაგისტრალური გაზსადენებისა და მისი ინფრასტრუქტურის მეშვეობით, კომპანია ახორციელებს ბუნებრივი გაზის ტრანსპორტირებას 3 ძირითადი მიმართულებიდან (აზერბაიჯანი, შაჰ-დენიზის საბადოები და რუსეთი) საქართველოს მომხმარებლებისათვის და გაზის ტრანზიტს რუსეთის ფედერაციიდან სომხეთის რესპუბლიკაში[113].

„საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანია“ ბუნებრივ გაზს აწვდის სადისტრიბუციო კომპანიებს, რომლებიც ფლობენ „საქართველოს ენერჯეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის“ მიერ გაცემულ ბუნებრივი გაზის განაწილების ლიცენზიას. კომისია ამგვარ ლიცენზიას გასცემს იურიდიულ პირებზე და უფლებას აძლევს მათ, ექსპლუატაცია გაუწიონ გამანაწილებელ ქსელს, გაანაწილონ და გაატარონ ბუნებრივი გაზი კონკრეტული გამანაწილებელი ქსელის ფარგლებში.

საბოლოო მომხმარებლისთვის ბუნებრივი გაზის მიწოდებას ახორციელებს 37 მიმწოდებელი, რომელთაგან 31 ამავდროულად წარმოადგენს ბუნებრივი გაზის განაწილების ლიცენზიატს. განაწილების ლიცენზიატების გარდა სხვა მიმწოდებლები ბუნებრივი გაზის მიწოდებას ახორციელებენ პირდაპირ მომხმარებლებზე, რომელთა შორის უდიდეს მომხმარებლებს წარმოადგენენ თბოელექტროსადგურები. ელექტროენერჯის გამომუშავებაში



თბოსადგურების წილი 2014 წელს თითქმის 20% იყო. რაც შეეხება თბოსადგურების მიერ მოხმარებული გაზის მოცულობას. 2014 წელს საქართველოში მოხმარებული გაზის 14% გენერაციის ობიექტებზე მოდის. [114]

„ელექტროენერგეტიკისა და გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონის თანახმად, „ბუნებრივი გაზის ბაზრის წესები“ ენერგეტიკის მინისტრის ბრძანებით მტკიცდება. საქართველოში მოქმედი „ბუნებრივი გაზის ბაზრის წესები“ ენერგეტიკის მინისტრის მიერ 2006 წელს დამტკიცდა.

„ბუნებრივი გაზის ბაზრის წესები“ აწესრიგებს ბუნებრივი გაზის მიმწოდებელს, ტრანსპორტირების და განაწილების ლიცენზიატებსა და პირდაპირ მომხმარებელს შორის ურთიერთობებს. იკრძალება მიმწოდებლის ან ლიცენზიატის მიერ ბუნებრივი გაზით მომარაგების შეწყვეტა ან შემცირება გარდა კანონით განსაზღვრული შემთხვევებისა. ბუნებრივი გაზის ყიდვა-გაყიდვისა და ტრანსპორტირების ურთიერთობის მონაწილეებმა ბუნებრივი გაზის მიწოდებისა და მოხმარების დაბალანსების მიზნით შესაძლებელია გააფორმონ ორმხრივი ან მრავალმხრივი ხელშეკრულებები.

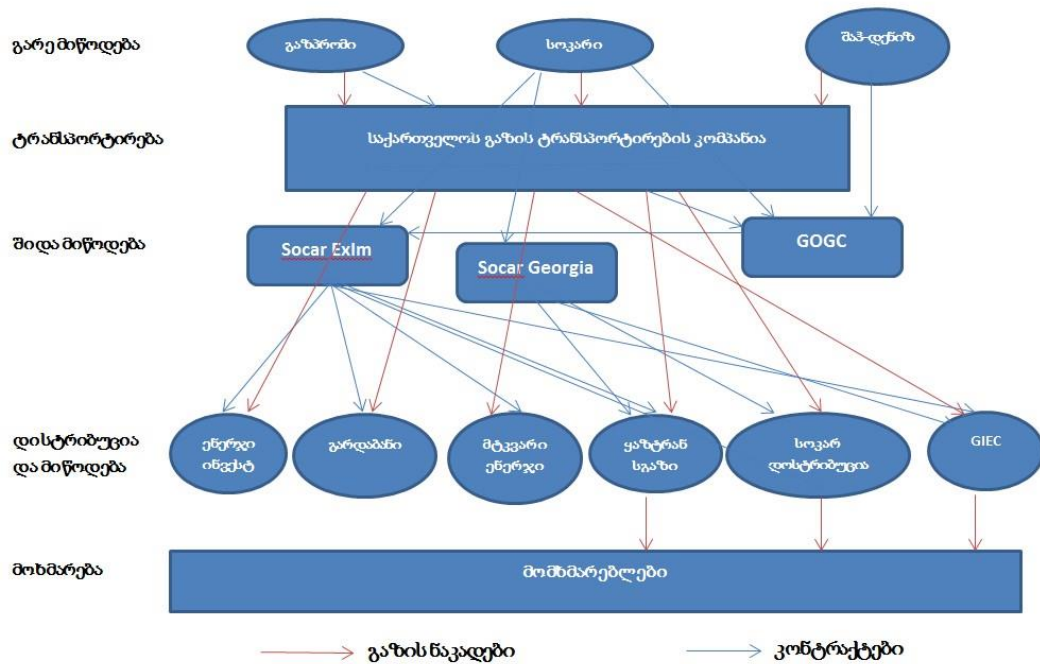
## 5.6. გაზის სექტორის კომერციული ანალიზი

საქართველოს მოთხოვნა ბუნებრივ გაზზე მთლიანად იმპორტული გაზით არის უზრუნველყოფილი. 2015 წელის მდგომარეობით, ჯამური მოწოდების თითქმის 90% აზერბაიჯანიდან, დანარჩენი კი რუსეთიდან ხორცილდება. ადგილობრივი გაზის მოპოვება მცირეა და მისი წილი ჯამურ მოხმარებაში 0,5 %-ზე ნაკლებია.

აზერბაიჯანული შაჰ-დენიზის საბადოს გაზის მოწოდება საქართველოში წარმოებს სამხრეთ კავკასიური მილსადენი სისტემის მეშვეობით. სამხრეთ კავკასიური მილსადენის პროექტის მონაწილეებსა და საქართველოს მთავრობას შორის გაფორმებული ტერიტორიის მფლობელი ქვეყნის ხელშეკრულებისა და ოფციური გაზის ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულების შესაბამისად, საქართველოს უფლება აქვს შეისყიდოს სამხრეთ კავკასიური მილსადენის ქართული სექციით ტრანზიტით გატარებული გაზის 5%-მდე მოცულობის გაზი. კონტრაქტის

მოქმედების ვადა 2067 წლამდეა განსაზღვრული. დამატებითი გაზის ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულება კი ადგენს დამატებით მოსაწოდებელი ბუნებრივი გაზის მოცულობებსა და ფასებს 2026 წლამდე პერიოდში. 2015 წლის მდგომარეობით, საქართველო ამ ხელშეკრულებით იღებს 500 მლნ მ<sup>3</sup> დამატებით გაზს ყოველწლიურად. ოფციური და დამატებითი გაზის ხელშეკრულებებით განსაზღვრული ფასები რეგიონში ბუნებრივი გაზის საბაზრო ფასებზე მნიშვნელოვნად დაბალია.

ჩრდილოეთ-სამხრეთის გაზსადენის ოპერატორი, საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანია, რუსულ „GazExport“-თან დადებული ხელშეკრულებით ყოველწლიურად იღებს რუსეთიდან სომხეთის მიმართულებით ბუნებრივი გაზის ტრანზიტისათვის გაწეული მომსახურების საფასურს ნატურით<sup>26</sup> (კონტრაქტთან დაკავშირებული დეტალები იხილეთ ქვემოთ).



### სურათი N11 საქართველოს გაზის ბაზრის სტრუქტურა

ბუნებრივი გაზის გარკვეული მოცულობები საქართველოს მიეწოდება საქართველოს მთავრობასა და აზერბაიჯანის რესპუბლიკის ნავთობის სახელმწიფო კომპანიას (SOCAR) შორის ბუნებრივი გაზით მომარაგების თაობაზე

<sup>26</sup> კონტრაქტი ექვემდებარება ყოველწლიურ განახლება-პროლონგაციას.

გაფორმებული მემორანდუმის ფარგლებში. „SOCAR“ ხელმოწერილი გაზის ყიდვა-გაყიდვის შესაბამისი კონტრაქტით, შეთანხმებულია გაზის მოწოდების პირობები საქართველოს ბაზარზე. კონტრაქტის მოქმედების ვადა იწურება 2030 წელს.

აღნიშნული წყაროებიდან მოწოდებული ბუნებრივი გაზის პრაქტიკულად მთელი მოცულობა (როგორც მას უწოდებენ - „ქართული გაზი“) გამოიყენება მოსახლეობის და თბოენერგოგენერაციის მოთხოვნილების დასაკმაყოფილებლად, რომლებიც შეადგენენ საქართველოს გაზის ბაზრის ე.წ. „სოციალურ სექტორს“.

გარდა ამისა, ხორციელდება საბაზრო ფასებით გაზის მოწოდება საქართველოს ინდუსტრიისა და კომერციული სექტორის მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად. 2014 წლამდე კომერციული სექტორისთვის გაზი საქართველოში მხოლოდ კომპანია „SOCAR“ ახორციელებდა, 2014 წლიდან კომერციული პირობებით გაზის შემოტანა საქართველოში რუსეთიდანაც ხორციელდება, თუმცა მცირე რაოდენობით. ამ საქმიანობით კომპანია „ჯეოტრანსგაზია“ დაკავებული.

ოფციური და დამატებითი გაზის მყიდველად საქართველოს მთავრობის მიერ ნომინირებულია საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია, რომელსაც შესაბამისი ხელშეკრულებები გაფორმებული აქვს South Caucasus Pipeline Option Gas Company Limited-თან (ოფციური გაზის ყიდვა-გაყიდვა) და Azerbaijan Gas Supply Company Limited-თან (დამატებითი გაზის ყიდვა-გაყიდვა). ოფციური და დამატებითი გაზის ხელშეკრულებებით განსაზღვრული ფასები რეგიონში ბუნებრივი გაზის საბაზრო ფასებზე მნიშვნელოვნად დაბალია.

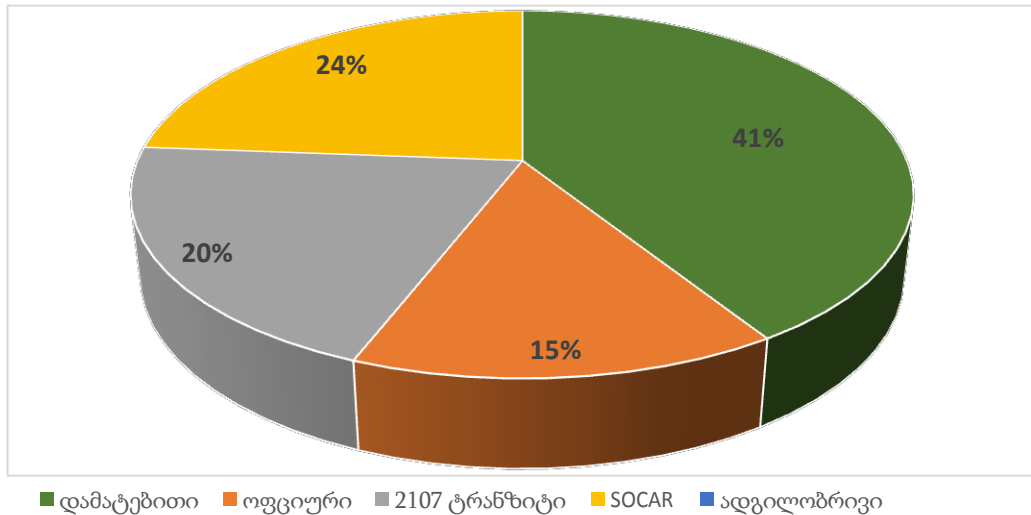
საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია ოპერირებს გაზის რამდენიმე ძირითადი კონტრაქტით (იხ.ცხრილიN19).

## გაზის მოწოდების კონტრაქტები საქართველოში

კონტრაქტი	პარტნიორი	გაფორმების თარიღი	მოქმედების ვადა
SCP – Option (ოფციური გაზი)	SCP	2008	2068
SCP – AGSC (დამატებითი გაზი)	SCP	2006	2026
Gas Supply Agreement	SOCAR	2011	2030
SOCAR Agreement	SOCAR	2012	2030
ხელშეკრულება 2107 (სომხეთში ტრანზიტის საფასური)	GGTC	2011	2020
ადგილობრივად მოპოვებული გაზის ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულებები	გაყიდვები ხორციელდება აუქციონის შედეგად		

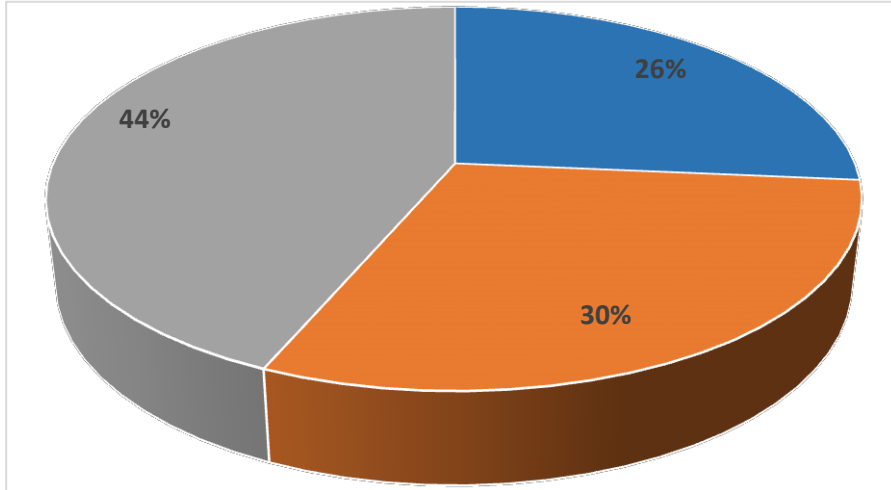
2014 წელს კორპორაციის მიერ გრძელვადიანი კონტრაქტებით მიღებული და, ე.წ. „სოციალური“ მომხმარებლებისათვის მიწოდებული გაზის მოცულობამ 1 231 583 493 მ<sup>3</sup> შეადგინა, მათ შორის შპს-დენიზის გაზი (დამატებითი და ოფციური ერთად) 55,7%-ია, რუსული გაზის ტრანზიტის საფასურად მიღებული გაზი წილი - 20%, „სოკარის“ გაზი წილი – 24%; ხოლო ადგილობრივი გაზი - 0,4%. [115]

2014 წელს საქართველოში გაზის ჯამურმა მოხმარებამ (სოციალური და კომერციული სექტორი ერთად) 2176,7 მლნ მ<sup>3</sup> შეადგინა. მომხმარებული გაზის 44% კომერციულმა სექტორმა მიიღო. (იხ. ნახაზი N9). აღსანიშნავია, რომ უკანასკნელ წლებში კომერციული სექტორში გაზის მოხმარების მაჩვენებლები მნიშვნელოვნად იზრდება. 2013 წელთან შედარებით 14%-ით გაიზარდა თბოსადგურების მიერ მოხმარებული გაზის მოცულობა, ხოლო მოსახლეობამ იგივე პერიოდში 14%-ით მეტი ბუნებრივი გაზი მოიხმარა. (ნახაზი N10).



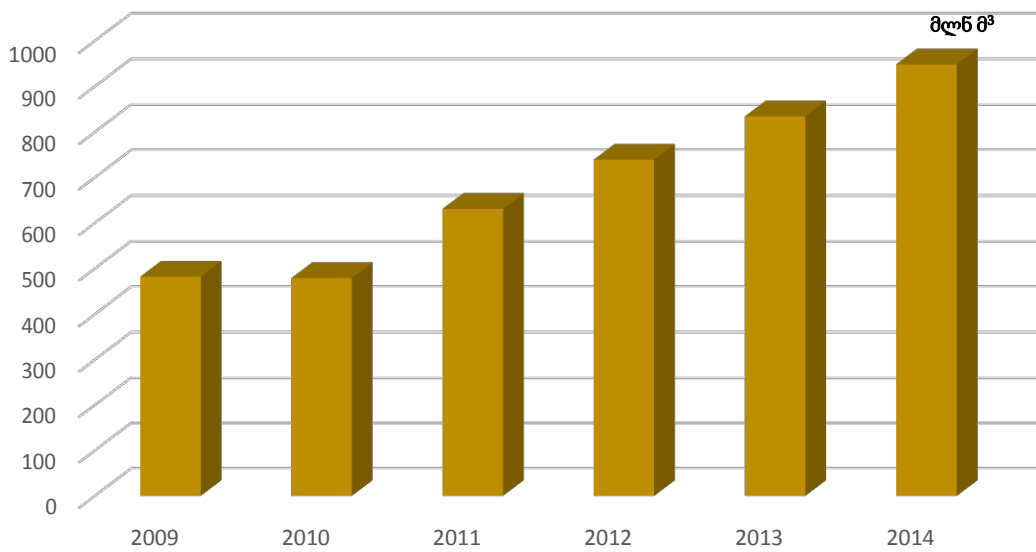
**ნახაზი N9. გაზის მოწოდება საქართველოში წყაროების მიხედვით (2014 წ)**

ბუნებრივი გაზის სექტორი ქვეყნის ერთ-ერთი ყველაზე დინამიურად განვითარებადია. ხორციელდება ქვეყნის რეგიონების ეტაპობრივი გაზიფიცირება ენერგეტიკის სამინისტროსა და კომპანიების ურთიერთშეთანხმებული გეგმის, მათ შორის საყოფაცხოვრებო სექტორში „სოკარის“ მიერ აღებული საინვესტიციო ვალდებულებების შესაბამისად. 2014 წელს გაზიფიკაციის დონემ ქვეყნის მასშტაბით დაახლოებით 74%-ს მიაღწია. შესაბამისად, ზრდადი ტენდენციით ხასიათდება გაზის მიწოდება-მოხმარება. 2003-2007 წლებში გაზის მოხმარება ქვეყანაში ყოველწლიურად იზრდებოდა, თუმცა 2008-2010 წლების კრიზისული პერიოდის გამო ტრენდი დაღმავალია, მაგრამ კრიზისიდან ქვეყნის გამოსვლამ 2011 წლიდან მოყოლებული ბუნებრივი გაზის მოხმარება ყოველწლიურად იზრდება. (იხ.ნახაზი N1). ზრდის დინამიკის მიუხედავად, გაზის მოხმარების დონე ვერ მიუახლოვდა 90-იანი წლების დასაწყისის პიკურ მაჩვენებელს, როცა საქართველოში წლიურად 5-6 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის მოხმარება დაფიქსირდა.



■ გენერაცია ■ მოსახლეობა ■ კომერციული სექტორი

**ნახაზი N10. ბუნებრივი გაზის მოხმარება საქართველოში სექტორების მიხედვით (2014წ)**

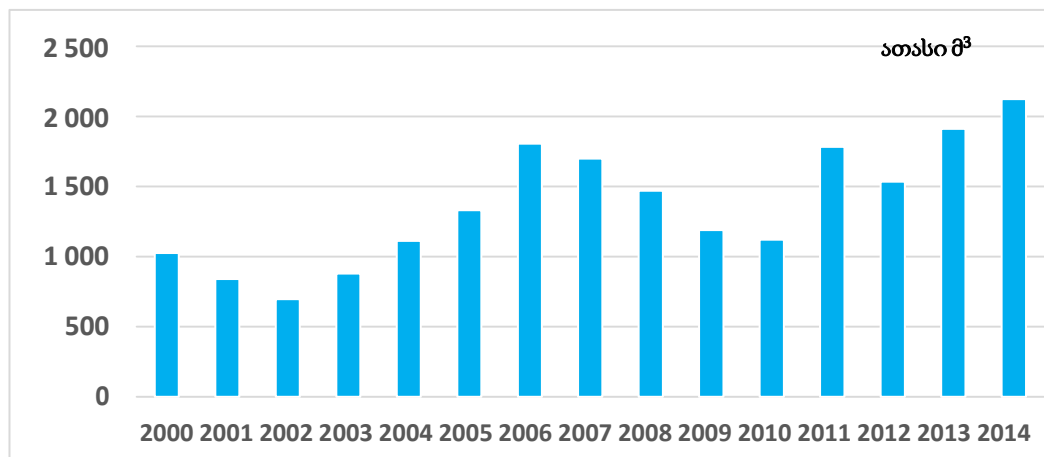


**ნახაზი N11. გაზის მოხმარება კომერციულ სექტორში (2009-2014წწ)**

შესაბამისად, ზრდადი ტენდენციით ხასიათდება გაზის მიწოდება-მოხმარება. 2003-2007 წლებში გაზის მოხმარება ქვეყანაში ყოველწლიურად იზრდებოდა, თუმცა 2008-2010 წლების კრიზისული პერიოდის გამო ტრენდი დაღმავალია, მაგრამ კრიზისიდან ქვეყნის გამოსვლამ 2011 წლიდან მოყოლებული ბუნებრივი გაზის მოხმარება ყოველწლიურად იზრდება. (იხ.ნახაზი N1). ზრდის დინამიკის მიუხედავად, გაზის მოხმარების დონე ვერ

მიუახლოვდა 90-იანი წლების დასაწყისის პიკურ მაჩვენებელს, როცა საქართველოში წლიურად 5-6 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის მოხმარება დაფიქსირდა.

როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, ბუნებრივი გაზის სექტორში საქმიანობენ გაზის მიმწოდებლები (მწარმოებლები, იმპორტიორები და საცალო მიმწოდებლები) ტრანსპორტირებისა და განაწილების ლიცენზიატები, სამეწარმეო საქმიანობის განმახორციელებელი პირდაპირი მომხმარებლები, თბოსადგურები და კომერციული ან საყოფაცხოვრებო საცალო მომხმარებლები. (იხ.სურათი N11)



**ნახაზი N12 გაზის მოხმარება საქართველოში 2000-2014წწ**

საქართველოს ბუნებრივი გაზის ბაზრის არსებულ სტრუქტურას ძირითადად განაპირობებს ტრანზიტთან დაკავშირებული ხელშეკრულებები და მათ საფუძველზე მიღებული იაფი ბუნებრივი გაზისა და იმპორტირებული კომერციული გაზის თანაფარდობა. ვინაიდან სამხრეთ კავკასიური და ჩრდილოეთ კავკასია-სამხრეთ კავკასიის მილსადენებიდან მიღებული გაზი არ არის საკმარისი ქვეყანაში გაზზე არსებული ჯამური მოხმარების სრულად დასაკმაყოფილებლად, ამიტომ მთავრობის მიერ შეზღუდულია ბუნებრივი გაზის მომხმარებელთა ის კატეგორია, რომლებიც ე.წ. “სოციალური გაზის” მომხმარებლები არიან და რომელთათვისაც ხელმისაწვდომია შეღავათიან ფასად მიღებული ბუნებრივი გაზი. კერძოდ, მოსახლეობის ნაწილი და მოქმედი თბოელექტროსადგურები ან ახალი თბოელექტროსადგურები, რომლებიც ჩანაცვლებენ არაეფექტურ, მოძველებულ გენერაციის საშუალებებს[111].

საყოფაცხოვრებო სექტორის რეგულირებად ნაწილს (2008 წლის 1 აგვისტომდე გაზგამანაწილებელ ქსელთან მიერთებულ მოსახლეობას) და თბოელექტროსადგურებს (ე.წ. „სოციალურ სექტორს“) ბუნებრივი გაზი მიეწოდებათ რეგულირებული ტარიფით. დანარჩენი მომხმარებლისათვის საცალო და საბითუმო ფასი დერეგულირებულია და მათ გაზი მიეწოდებათ მიწოდებლის მიერ შეთავაზებული ფასებითა და პირობებით. შესაბამისად, ბუნებრივ გაზზე მომუშავე ახალი ობიექტების, ძირითადად, ახალი თბოსადგურების მშენებლობების დაგეგმვის დროს აუცილებელია გათვალისწინებული იყოს ე.წ. „შეღავათიანი“ გაზის შეზღუდული ხელმისაწვდომობა, წინააღმდეგ შემთხვევაში კომერციული რისკი მაღალი იქნება.

სოციალური სექტორის ბუნებრივი გაზით მომარაგების პრინციპები შეთანხმებულია საქართველოს მთავრობასა და აზერბაიჯანის რესპუბლიკის ნავთობის სახელმწიფო კომპანიას შორის გაფორმებული გრძელვადიანი (2030 წლამდე) მემორანდუმით და ამ მემორანდუმიდან გამომდინარე ხელშეკრულებით საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციასა და „SOCAR“-ის მიერ საქართველოში დაფუძნებულ შვილობილ კომპანიას შორის. ხელშეკრულების მიხედვით<sup>27</sup>, საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია აწვდის სამხრეთ კავკასიური გაზსადენიდან მიღებულ ოფციურ და დამატებით გაზს, აგრეთვე, რუსული გაზის ტრანზიტის საფასურად მიღებულ გაზს (მთლიანად ე.წ. „ქართულ გაზს“) აზერბაიჯანული „SOCAR“-ის შვილობილ კომპანიას, რომელსაც, თავის მხრივ, ნაკისრი აქვს სოციალური სექტორისათვის ბუნებრივი გაზის უწყვეტი და სტაბილური მიწოდების ვალდებულება. აგრეთვე, „SOCAR“ ვალდებულია შეინარჩუნოს გაზის სტაბილური ტარიფები მოსახლეობისთვის და გენერაციის ობიექტებისთვის<sup>28</sup>. მემორანდუმისა და შესაბამისი ხელშეკრულების პირობები მიწოდებასა და

<sup>27</sup> ხელშეკრულების პირველი ვარიანტის ხელმოწერის დროს საქართველოს ენერჯეტიკის მინისტრის ალექსანდრე ხეთაგურის (მინისტრი 2007-2012წწ) განმარტება. ხელშეკრულების დეტალები კომერციული საიდუმლოა.

<sup>28</sup> საჭიროების შემთხვევაში იგი ვალდებულია შეავსოს რეგულირებადი სეგმენტის მოთხოვნის დეფიციტი დამატებით მოძიებული წყაროდან და დაარეგულიროს ბაზრის სეზონური მოთხოვნა/მიწოდების დისბალანსი



მოხმარებას შორის არსებული სეზონური დისბალანსით გამოწვეული პრობლემის მოგვარების შესაძლებლობასაც იძლევა, რომელიც საკმაოდ პრობლემურია ქვეყანაში გაზსაცავის არარსებობის გამო.

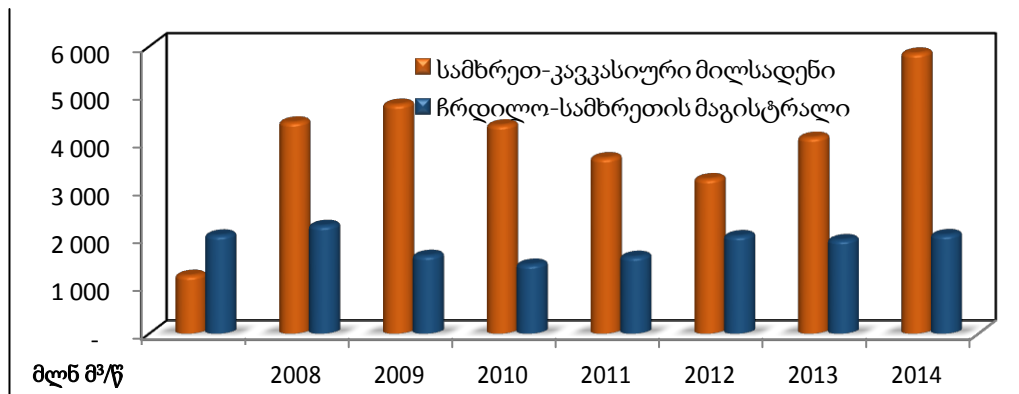
როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, საბითუმო ბაზრის დერეგულირებულ სეგმენტს, მათ შორის ტრანსპორტირების სისტემაზე მიერთებულ პირდაპირ მოხმარებლებებსა და განაწილების ლიცენზიანტებს, გაზი თითქმის მთლიანად აზერბაიჯანიდან მიეწოდება „SOCAR“-ის შვილობილი კომპანიების მიერ. განაწილების ლიცენზიანტები ამავდროულად გაზს აწვდიან საცალო ვაჭრობის სეგმენტს.

ბუნებრივი გაზის განაწილების სექტორის სამი უმსხვილესი ლიცენზიანტია შპს „ყაზტრანსგაზ-თბილისი“, რომლის სალიცენზიო არეალია ქ. თბილისის ძირითადი ნაწილი, შპს „სოკარ ჯორჯია გაზი“ და სს „საქორგაზი“, რომლებიც ბუნებრივი გაზის განაწილებას ახორციელებენ საქართველოს 700-ზე მეტ დასახლებულ პუნქტში და რომელთა მიერ გაზის ჯამურმა განაწილებულმა მოცულობამ 2014 წელს მთლიანად საქართველოში განაწილებული ბუნებრივი გაზის 95% შეადგენა.

ბუნებრივი გაზის ბაზრის არსებული სტრუქტურა და რეგულირება ძირითადად ხორციელდება ტრადიციული საბაზრო მოდელების მსგავსად, სადაც ბუნებრივად მონოპოლური ქსელური საქმიანობები (ტრანსპორტირება და დისტრიბუცია) რეგულირდება, ხოლო მიწოდების კონკურენტული საქმიანობები, როგორც საბითუმო, ისე საცალო დონეზე - დერეგულირებულია. თუმცა ბუნებრივი გაზის მიწოდების საქმიანობა ფაქტიურად გამიჯნულია ბუნებრივი გაზის განაწილების საქმიანობისაგან მხოლოდ საბითუმო ვაჭრობის სეგმენტში. ამავე დროს საცალო ვაჭრობაში განაწილების (დისტრიბუციის) თითქმის ყველა ლიცენზიანტი ამავდროულად მიმწოდებელიცაა მის არეალში მყოფი მომხარებლებისათვის. მიუხედავად იმისა, რომ ბუნებრივი გაზის განაწილება და მიწოდება საკანონმდებლო დონეზე განხილულია როგორც სხვადასხვა საქმიანობა, განაწილების ლიცენზიატს (დისტრიბუტორს) არ ეზღუდება მიწოდების საქმიანობის

განხორციელება. რაც საქართველოს ბუნებრივი გაზის ბაზრის საკანონმდებლო-ნორმატიული ბაზის ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი ნაკლოვანებაა. ეს ფაქტორი ართულებს ალტერნატიული მიმწოდებლების გაჩენას ბაზარზე და კონკურენტული პირობების ჩამოყალიბებას[111].

როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, აზერბაიჯანული შაჰ დენიზის საბადოს გაზის მიწოდება ხორციელდება ბაქო-თბილისი-ერზრუმის სამხრეთ კავკასიური მაგისტრალური გაზსადენის (SCP) საშუალებით. გაზსადენის ფაქტიური დატვირთვა 2013-2014 წლებში დაახლოებით 6 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ შეადგენდა. ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენით (NSGP) ხორციელდება რუსული გაზის ტრანზიტი სომხეთის მიმართულებით. უკანასკნელ წლებში, როცა საქართველო ძირითადად აზერბაიჯანიდან მარაგდება, ჩრდილოეთ-სამხრეთის მაგისტრალური გაზსადენის დატვირთვა მნიშვნელოვნად არის შემცირებული და ფაქტიურად ტრანსპორტირებული გაზის მოცულობა დაახლოებით 2 მლრდ მ<sup>3</sup>-ს შეადგენს, რაც ძირითადად სომხეთში გაზის ტრანზიტისათვის არის განკუთვნილი. (ნახაზი N13 )



ნახაზი N13 ბუნებრივი გაზის ტრანზიტი 2007-2014 წწ.

## თავი 6. პროგნოზები და შეფასებები

### 6.1. გაზის მოხმარება

საქართველოში ბუნებრივი გაზის მოთხოვნა-მოხმარება 2004-2010 წლების საშუალო 1,4 მლრდ. მ<sup>3</sup>-დან 2011-2015 წლებში 2,04 მლრდ. მ<sup>3</sup>-მდე გაიზარდა. 2004-2010 წლებს ემთხვევა 2008 წლის ეკონომიკური კრიზისი, რამაც უარყოფითი გავლენა იქონია ქვეყნის მთლიანი შიდა პროდუქტის და შესაბამისად, ენერგორესურსების, მათ შორის, ბუნებრივი გაზის მოხმარებაზეც.

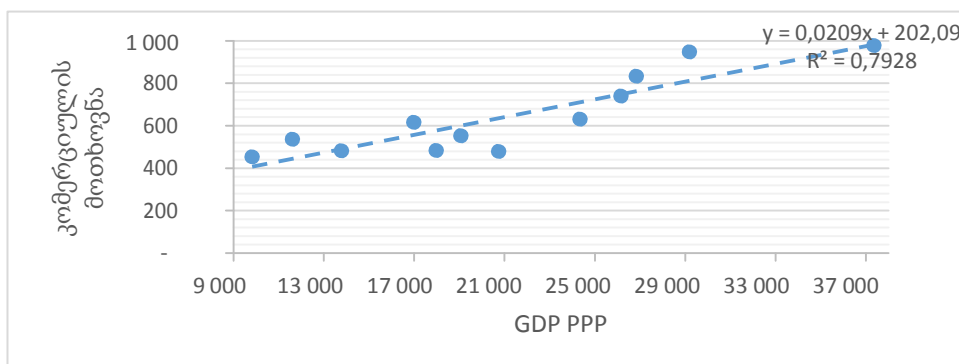
საქართველოში გაზის ძირითადი მომხმარებლები არიან საყოფაცხოვრებო სექტორი (მოსახლეობა), თბოელექტროსადგურები (გენერაცია) და კომერციული სექტორი. მათი მოთხოვნა ბუნებრივ გაზზე ქმნის მოხმარების ჯამურ მოცულობას, რომელიც ყოველწლიურად იზრდება. მოხმარების საერთო მაჩვენებლების მატებას ძირითადად განაპირობებს კომერციულ სექტორში გაზზე მოთხოვნის ზრდა. აგრეთვე, უკანასკნელ წლებში გაზრდილია მოსახლეობის მიერ მოხმარებული გაზის მოცულობებიც.

კომერციულ სექტორში მოხმარების მზარდი ტენდენცია აღინიშნება უკანასკნელი 10 წლის განმავლობაში, სადაც 2008-2010 წლების კრიზისის პერიოდის გარდა, შედარებით ხელსაყრელი გარემო იქმნებოდა ინდუსტრიული წარმოებისა და კომერციული საქმიანობის განვითარებისათვის. მოხმარების მკვეთრი ზრდის ტენდენცია 2010 წლის შემდეგ დაკავშირებულია სატრანსპორტო სექტორში კომპრესირებული ბუნებრივი გაზის ინტენსიურ გამოყენებასთან (წლიურად დაახლოებით 80-90% იზრდებოდა კომპრესირებულ გაზზე მომუშავე ავტომობილების რიცხვი), თუმცა, ეს ზრდა აღარ შეიძლება იყოს ასეთი მკვეთრი, ვინაიდან: 1. ბაზარი უკვე გაჯერებულია, შესაბამისად, სამომავლოდ კომპრესირებული გაზგასამართი სადგურების მოთხოვნა ზომიერი იქნება და 2. ნავთობზე ფასების შემცირებამ და ბენზინისა და დიზელის გაიაფებამ, კომპრესირებულ გაზზე მოთხოვნა შემცირა.

ზოგადად, კომერციული სექტორის მოხმარების ზრდა საბაზრო ურთიერთობებით არის განპირობებული და სახელმწიფოს მხრიდან სავალდებულო დაგეგმვა-უზრუნველყოფას არ ექვემდებარება. კომერციული სექტორის მოხმარების პროგნოზირება მრავალ განუზღვრელობასთან არის დაკავშირებული. თუმცა, ცნობილია, რომ ენერგეტიკული რესურსების მოხმარების დინამიკა ქვეყნის საწარმოო სექტორში კორელირებულია წარმოებული პროდუქციის ზრდასთან და, შესაბამისად, საპროგნოზო მაჩვენებლები, განვლილი პერიოდის ფაქტიური ტენდენციის ანალიზის საფუძველზე შეიძლება დადგინდეს.

ვინაიდან კომერციული სექტორის მოთხოვნას ბაზარზე საერთო მაჩვენებლების ჩამოყალიბებაში მნიშვნელოვანი ადგილი უკავია, მოხმარების პროგნოზირებისას გათვალისწინებულია ორი სცენარი - კრიზისის გამეორების ვერსია (პესიმისტური სცენარი) და ეკონომიკის და შესაბამისად, კომერციული სექტორის განვითარება ეკონომიკური კრიზისის გარეშე (ოპტიმისტური სცენარი).

**პესიმისტური სცენარის პროგნოზი** ეყრდნობა 2016 წელს მშპ-ს 2.5%-ით, ხოლო 2017-2020 წლებში წლიურად 3%-ით ზრდის ალბათობას და კომერციულ სექტორში გაზის მოხმარებასა და მშპ-ს შორის 2004-2014 წლების განმავლობაში არსებული ტრენდის ანალიზის შედეგად, რეგრესიული ანალიზის მეთოდით დადგენილ მახასიათებელ პარამეტრებს ( $y=0,0209x+202,09$ ;  $R^2=0,7928$ ).



**ნახაზი N13** კომერციული სექტორის მოთხოვნის რეგრესიული ანალიზი (პესიმისტური)

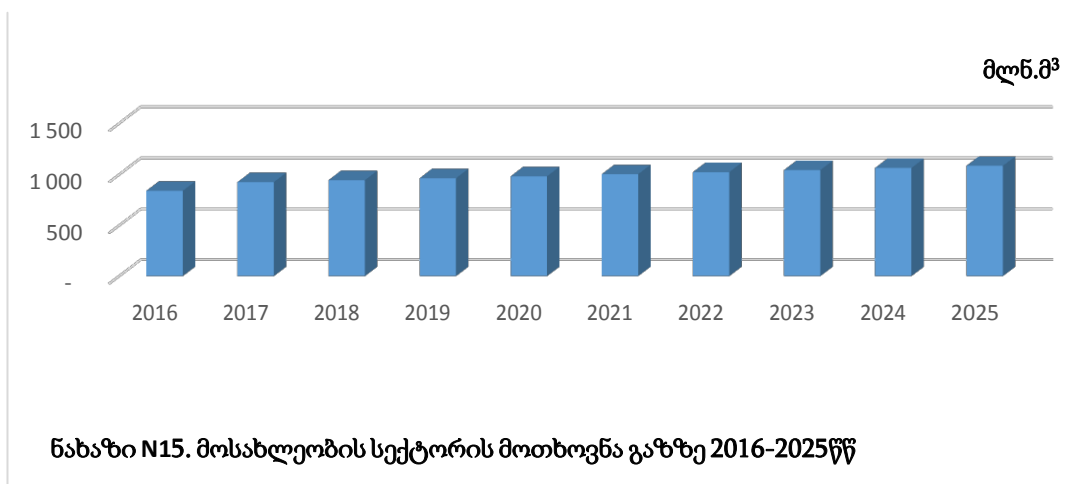
ამის გათვალისწინებით 2016-2020 წლებში კომერციულ სექტორში გაზზე საშუალო წლიური მოთხოვნა 948 მლნ მ<sup>3</sup> იქნება, 2020-2025 წლებში კი ეს მაჩვენებელი 1,083 მლნ მ<sup>3</sup>-მდე გაიზრდება.



როგორც ანალიზი აჩვენებს, საყოფაცხოვრებო სექტორში მოხმარებული გაზის მოცულობები 2011-2015 წლებში სტაბილური ზრდის ტენდენციით ხასიათდება და საშუალოდ წლიურ 10%-ს შეადგენს. რაც, სავარაუდოდ, დაკავშირებულია მოსახლეობის ცხოვრების დონის თანდათანობით გაუმჯობესებასა და ქვეყნის რეგიონების ინტენსიური გაზიფიკაციის გეგმების რეალიზაციასთან. იმასთან დაკავშირებით, რომ გაზიფიცირებული რეგიონების წილი ქვეყნის მასშტაბით უკვე 74%-ია და 80%-მდე გაიზრდება<sup>29</sup>, სამომავლოდ უნდა დაიგეგმოს საყოფაცხოვრებო სექტორში გაზის მოხმარების 10%-იანი ზრდა გაზიფიკაციის დამთავრებამდე (სავარაუდოდ 2017 წლამდე), ხოლო შემდეგ - 2018-2025წწ წლიური 2%-იანი ზრდა, რაც შეესაბამება საერთაშორისო პრაქტიკაში დომინირებულ ტენდენციას და ცხოვრების პირობების ორდინარულ გაუმჯობესებასთან არის დაკავშირებული.

ასეთი დაშვებების გათვალისწინებით მიღებულია, რომ 2015 წელს ქვეყნის საყოფაცხოვრებო სექტორში მოხმარებული 764 მლნ მ<sup>3</sup>-დან, 2020 წლისათვის გაზზე მოთხოვნა დაახლოებით 984 მლნ მ<sup>3</sup>-მდე, ხოლო 2025 წლისათვის - 1086 მლნ მ<sup>3</sup>-მდე გაიზრდება (ანალიზის შედეგები ნაჩვენებია ნახაზზე N15)

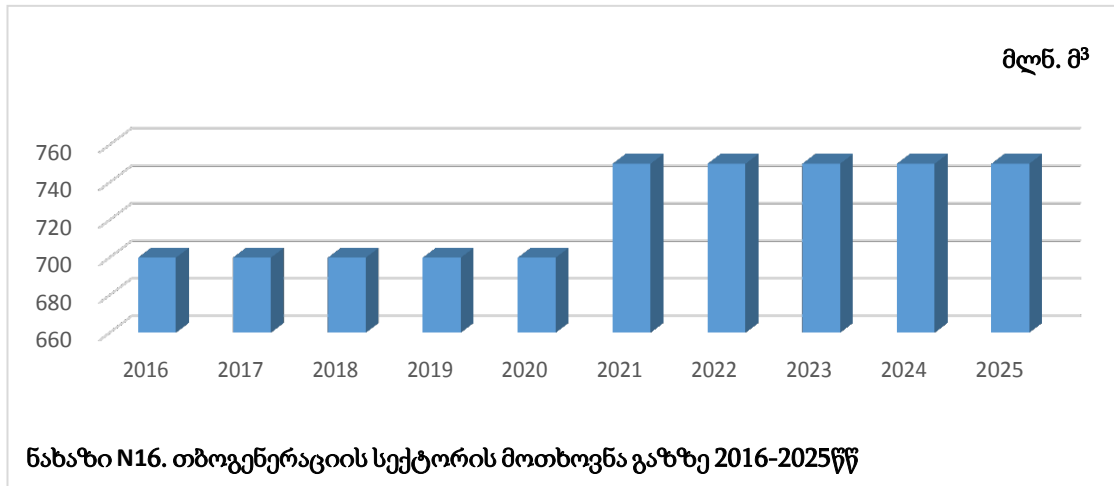
<sup>29</sup> ითვლება, რომ ქვეყნის ტერიტორიის დაახლოებით 20 %, მიეკუთვნება დაშორებულ და/ან მაღალმთიან ზონას და იქ მოსახლეობის გაზიფიცირება კომერციულად გაუმართლებელია.



ანალიზი აჩვენებს, რომ 2015 წელს საქართველოში გამომუშავებული ელექტროენერჯის 23% თბოსადგურებზე მოდის. 2015 წელს დაიწყო ფუნქციონირება გარდაბნის 220-მეგავატთანმა ახალმა თბოელექტროსადგურმა გარდაბანში, რომელმაც უნდა ჩაანაცვლოს ძველი, დაბალი ეფექტიანობის ენერგობლოკები. შესაბამისად, თბოგენერაციის გამომუშავების პროპორციულად გაზის მოხმარების მნიშვნელოვანი ზრდის ტენდენცია 2016 წლის შემდეგ არ უნდა დაფიქსირდეს. ვინაიდან ახალი თბოსადგური დაახლოებით 75%-ით მეტ ენერჯიას გამოიმუშავებს გაზის იმავე რაოდენობით ხარჯვისას. თუ ავიღებთ დატვირთვის კოეფიციენტს 0,666 (გარდაბნის ახალი თბოსადგურის პროექტით გათვალისწინებული დატვირთვა) ახალი თბოსადგური წლიურად მოიხმარს დაახლოებით 200 მლნ მ<sup>3</sup> გაზს, რაც იმავე რაოდენობის ელექტროენერჯის გამომუშავებას უზრუნველყოფს, რასაც ძველ ენერგობლოკებზე დაახლოებით 350 მლნ მ<sup>3</sup> გაზი დასჭირდებოდა. ამიტომ გენერაციის სექტორში გაზის ფაქტიური ხარჯი შემცირდება (დაახლოებით, 150 მლნ მ<sup>3</sup>-ით).

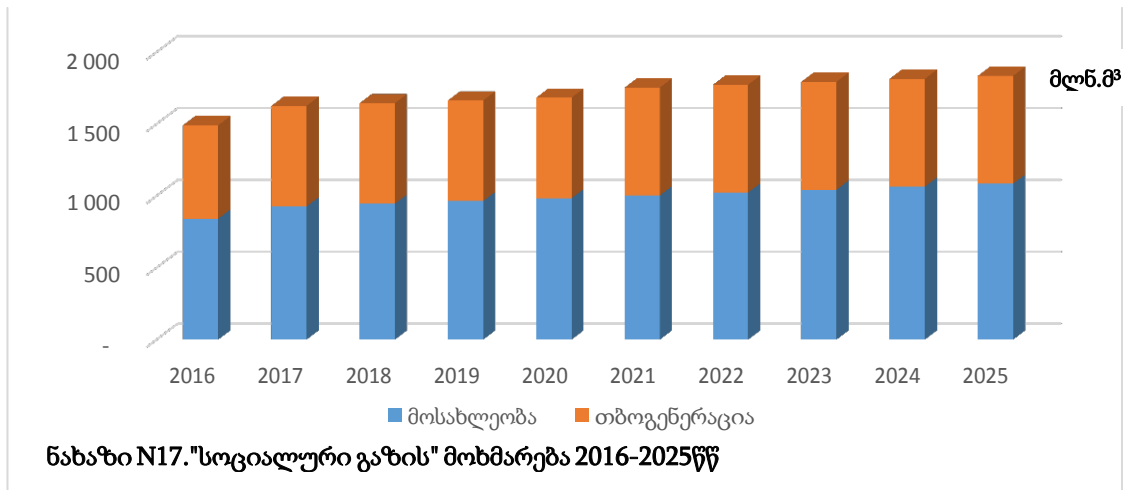
პესიმისტური სცენარის შემთხვევაში, პროგნოზირების დროს დაშვებულია, რომ 2020 წლისთვის ვერ მოესწრება ახალი ჰიდროელექტროსადგურების ექსპლუატაციაში გაშვება, რაც გაზრდის თბოგენერაციის მიერ გამომუშავებულ ელექტროენერჯიაზე მოთხოვნას და შესაბამისად, გამოიწვევს მეტი ბუნებრივი გაზის მოხმარებას.

ასეთი დაშვებების გათვალისწინებით მიღებულია, რომ 2016-2020 წლებში თბოგენერაციის მიერ მოხმარებული გაზის საშუალო წლიური მოცულობა 700 მლნ მ<sup>3</sup> იქნება, ხოლო 2020 წლიდან გაიზრდება საშუალოდ 750 მლნ მ<sup>3</sup>-მდე. (ანალიზის შედეგები ნაჩვენებია ნახაზზე N16)



ვინაიდან საქართველოში გაზის სატრანტიზო ინფრასტრუქტურიდან ტრანზიტის საფასურად მიღებული ე.წ. „ქართული გაზი“ მიეწოდება „სოციალურ სექტორს“ (რომელშიც მოიაზრება თბოგენარაცია და მოსახლეობა ერთად) პროგნოზირებისას მნიშვნელოვანია სწორედ ამ „სოციალური სექტორის“ მიერ მოხმარებული ბუნებრივი გაზის სავარაუდო მოცულობები, რათა სამომავლოდ განვსაზღვროთ, ბაზარზე არსებული ე.წ. „იაფი— გაზის განაწილების პერსპექტივები.

ზემოთ გაკეთებული დაშვებების შედეგად ჩატარებული ანალიზი აჩვენებს, რომ პესიმისტური სცენარის შემთხვევაში, 2016-2020 წლებისათვის „სოციალური სექტორის“ გაზის მოხმარება ქვეყანაში 1,5 მლრდ. მ<sup>3</sup>-დან თითქმის 1,7 მლრდ. მ<sup>3</sup>-მდე შეიძლება გაიზარდოს (იხ.ნახაზი N16). 2025 წლისათვის კი „სოციალური სექტორის“ პროგნოზირებული მოთხოვნა გაზზე 1,8 მლრდ. მ<sup>3</sup>-ს გაუტოლდება.



ამრიგად, პესიმისტური სცენარის განვითარების შემთხვევაში, როცა

1. მოსახლეობის მოხმარება ბუნებრივ გაზზე 2017 წლის ჩათვლით საშუალოდ 10%-ით გაიზრდება, ხოლო 2018-2025 წლებში საშუალო ზრდა 2% იქნება;

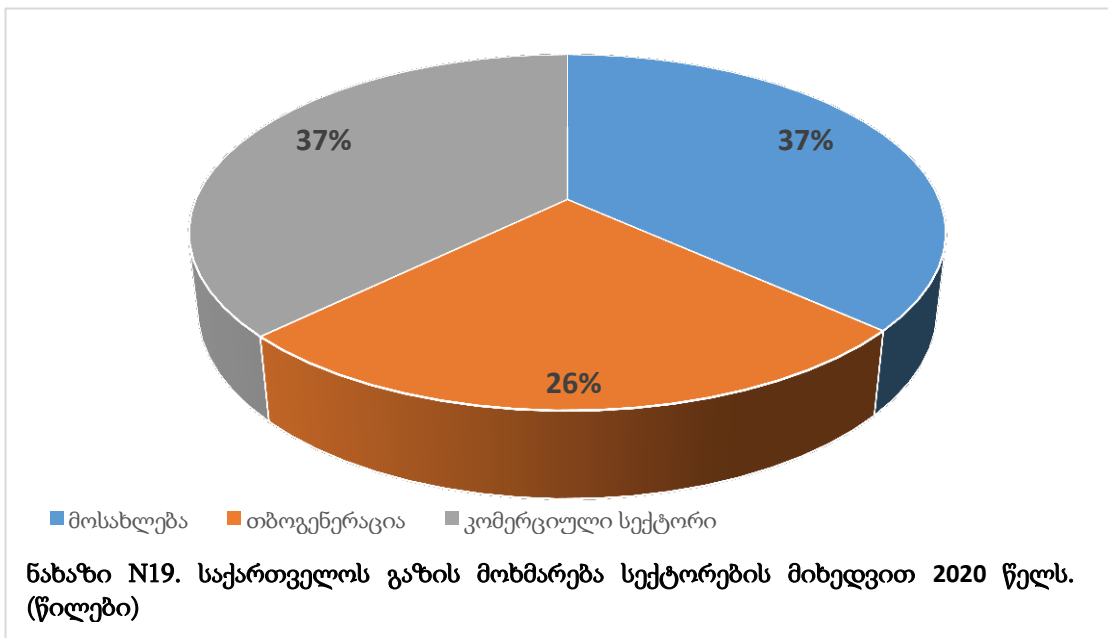
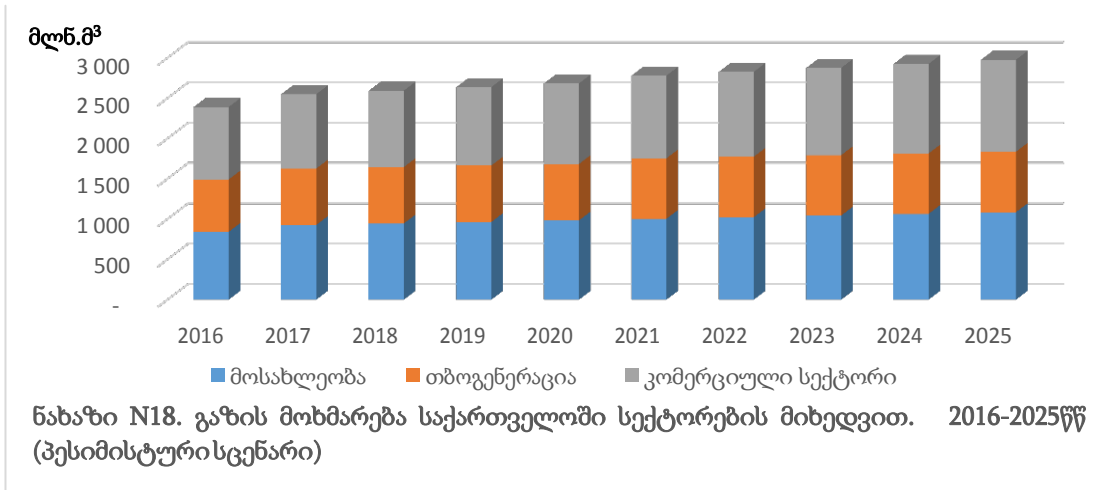
2. თბოგენერაციის სექტორს არ დაემატება ახალი ობიექტები და 2020 წლისთვის ვერ მოესწრება ჰიდროელექტროსადგურების ახალი სიმძლავრეების ექსპლუატაციაში გაშვება;

3. 2004-2014 წლების განმავლობაში არსებული გაზის მოხმარების ტრენდის ანალიზის შედეგად, რეგრესიული ანალიზის მეთოდით დადგენილი კორელაციის კოეფიციენტი 0,79-ია<sup>30</sup>;

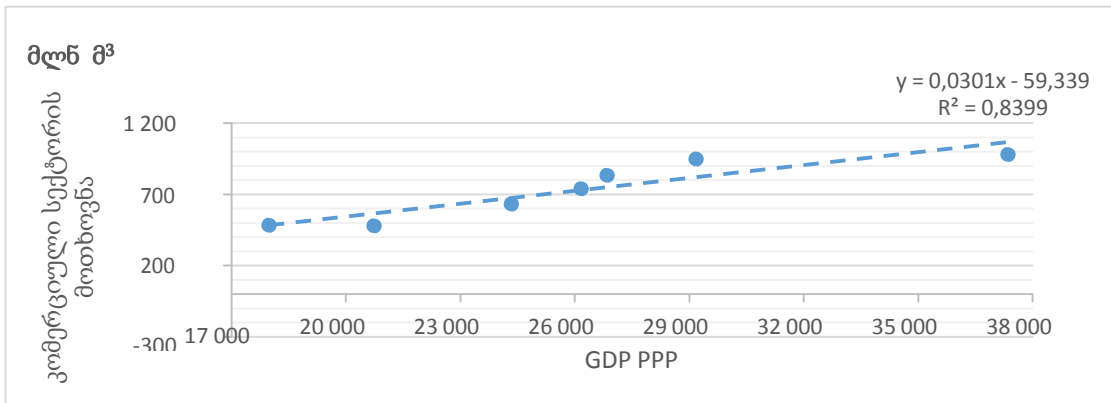
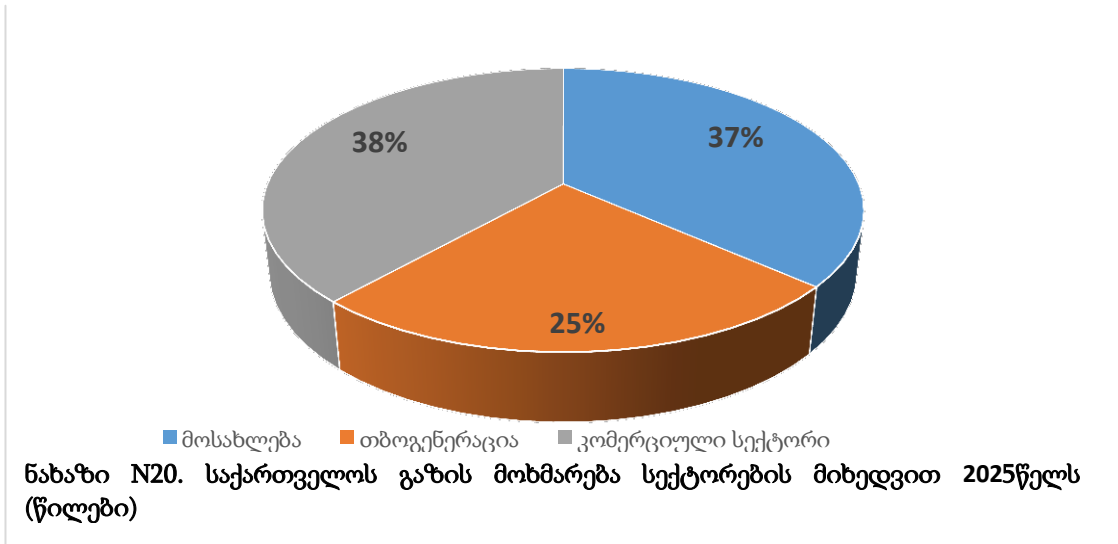
გაზის მოხმარება 2020 წელს 2015 წელთან შედარებით 12,5%-ით გაიზრდება, ხოლო 2025 წლისთვის ზრდა 25%-იან მაჩვენებელს მიუხალოვდება.(იხ. ნახაზი N18). შესაბამისად, გრძელვადიანი კონტრაქტებით გაზის დეფიციტი 2020 წელს მილიარდ კუბურ მეტრს, ხოლო 2025 წელს - 1,141 მლნ მ<sup>3</sup>-ს გაუტოდება.

<sup>30</sup> 2016 წელს მშპ-ს 2.5%-ით, ხოლო 2017-2020 წლებში წლიურად 3%-ით ზრდის შემთხვევაში





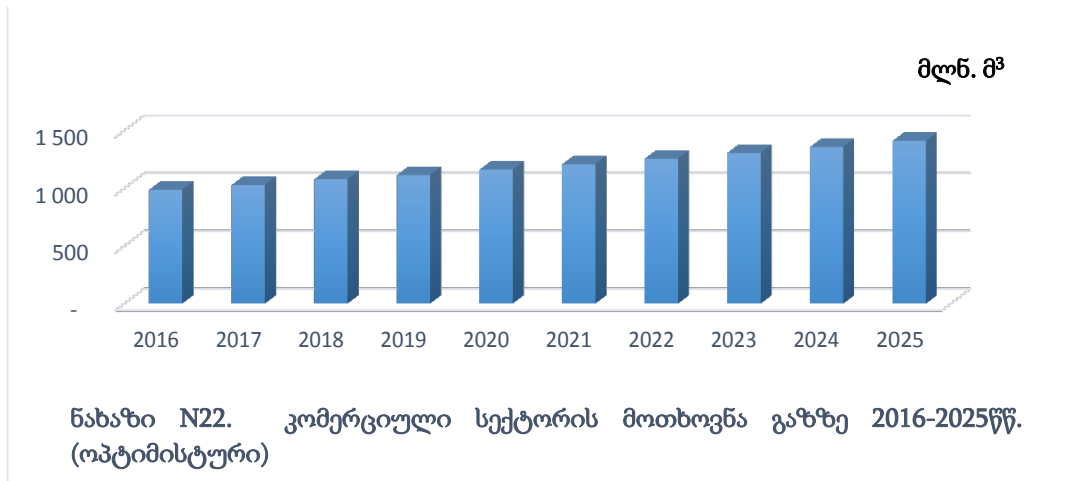
ოტიმისტური სცენარის პროგნოზი ეყრდნობა 2016 წელს მშპ-ს 2.5%-ით, ხოლო 2017-2020 წლებში წლიურად 3%-ით ზრდის ალბათობას და კომერციულ სექტორში გაზის მოხმარებასა და მშპ-ს შორის 2009-2014 წლების განმავლობაში არსებული ტრენდის ანალიზის შედეგად, რეგრესიული ანალიზის მეთოდით დადგენილ მახასიათებელ პარამეტრებს ( $y=0,0301x-59,339$ ;  $R^2 = 0,8399$ ), სადაც ასახული არ არის 2009 წლამდე კრიზისის გამო დაფიქსირებული ვარდნა.



ამის გათვალისწინებით 2016-2020 წლებში კომერციულ სექტორში გაზზე საშუალო წლიური მოთხოვნა 1,074 მლნ მ³ იქნება, 2020-2025 წლებში კი ეს მაჩვენებელი 1,309 მლნ მ³-მდე გაიზრდება.

მოხმარების პროგნოზის ოპტიმისტურ სცენარში მოსახლეობის სეგმენტის მოხმარება ისევეა ნავარაუდები, როგორც პესიმისტურ ნაწილში. ორივე სცენარში დაშვებულია, რომ გაზი პირველადი ენერგორესურსია, რომელიც მოსახლეობას ესაჭიროება პირველადი მოთხოვნების დასაკმაყოფილებლად.

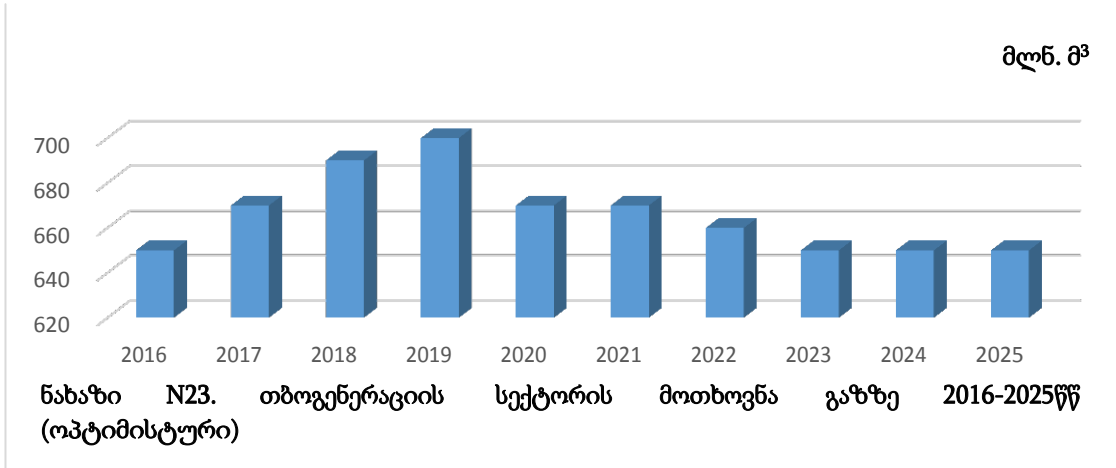
შესაბამისად, პროგნოზის ოპტიმისტურ ვერსიაშიც ისევე გათვალისწინებულია რეგიონების გაზიფიკაციის შედეგად გაზის მოხმარების შესაძლო ზრდა ბაზრის ამ სეგმენტში, როგორც პესიმისტური სცენარის დროს. (იხ. მოსახლეობის სექტორის მოთხოვნა გაზზე 2016-2025წწ. ნახაზი N15)



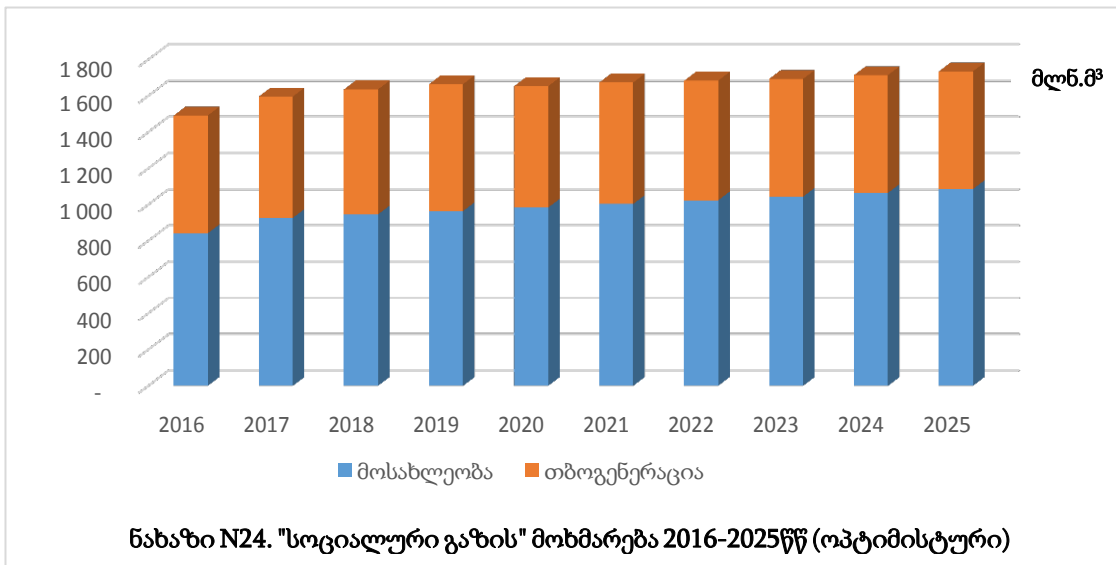
პესიმისტურ სცენართან შედარებით პროგნოზის ოპტიმისტურ ვერსიაში, თბოგენერაციის მიერ გაზის მოხმარების შემცირების ტენდენციაა გათვალისწინებული. მართალია, 2015 წელს გარდაბანში ახალი თბოსადგური შევიდა ექსპლუატაციაში, აგრეთვე 2020 წლიდან იგეგმება მეორე, სადგურის ექსპლუატაციაში გაშვებაც, მაგრამ ენერგეტიკის სამინისტროს დაგეგმილი აქვს ძველი ენერგობლოკების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის წილის შემცირება საერთო გამომუშავებაში, ახალი თბოსადგურის სიმძლავრის გაზრდის მეშვეობით. ამავდროულად, 2020 წლიდან იგეგმება დიდი ჰიდროელექტროსადგურების ექსპლუატაციაში გაგშვება და ელექტროენერგიის გამომუშავებაში თბოსადგურების წილის შემცირება. წყალსაცავიანი ჰეს(ებ)ის ექსპლუატაციაში შესვლა მინიმუმ 100 მლნ მ³ გაზის დაზოგვის საშუალებას იძლევა საბაზისო სადგურებზე. კეთდება დაშვება, რომ 2016-2019 წლებში გაიზრდება თბოსადგურების მიერ მოხმარებული გაზის მოცულობები, ხოლო 2020 წლიდან ეს მაჩვენებელი დაიწყებს შემცირებას. (ანალიზის შედეგები ნაჩვენებია ნახაზზე N21)

თბოგენერაციაში მოხმარების შემცირების პროგნოზმა მნიშვნელოვნად შეცვალა ე.წ. „სოციალური სექტორის“ მოხმარებული გაზის მოცულობის პარამეტრები. ოპტიმისტური სცენარის შემთხვევაში უმნიშვნელოდ, მაგრამ მაინც მოსალოდნელია „სოციალური გაზის“ მოცულობის შემცირება, რაც იმედისმომცემი შეიძლება გახდეს საქართველოს ბაზარზე ამ დროისათვის ტრანზიტის საფასურად მიღებული გაზის მოცულობების გადანაწილების საკითხში. აგრეთვე, ე.წ. სოციალური გაზის მოხმარების შემცირება

შესაძლებელეს გახდის მოხდეს 2020 წლიდან სამხრეთ კავკასიური მილსადენიდან მიღებული გაზრდილი მოცულობების კომერციალიზაცია და სახელმწიფომ მიიღოს უფრო მეტი სარგებელი.



ზემოთ გაკეთებული დაშვებების შედეგად ჩატარებული ანალიზი აჩვენებს, რომ ოპტიმისტური სცენარის შემთხვევაში, 2016-2020 წლებისათვის „სოციალური სექტორის“ გაზის მოხმარება ქვეყანაში 1,5 მლრდ. მ³-დან დაახლოებით 1,6 მლრდ. მ³-მდე შეიძლება გაიზარდოს (იხ.ნახაზი N22). 2025 წლისათვის კი „სოციალური სექტორის“ პროგნოზირებული მოთხოვნა გაზზე 1,7 მლრდ. მ³-ს გაუტოლდება.



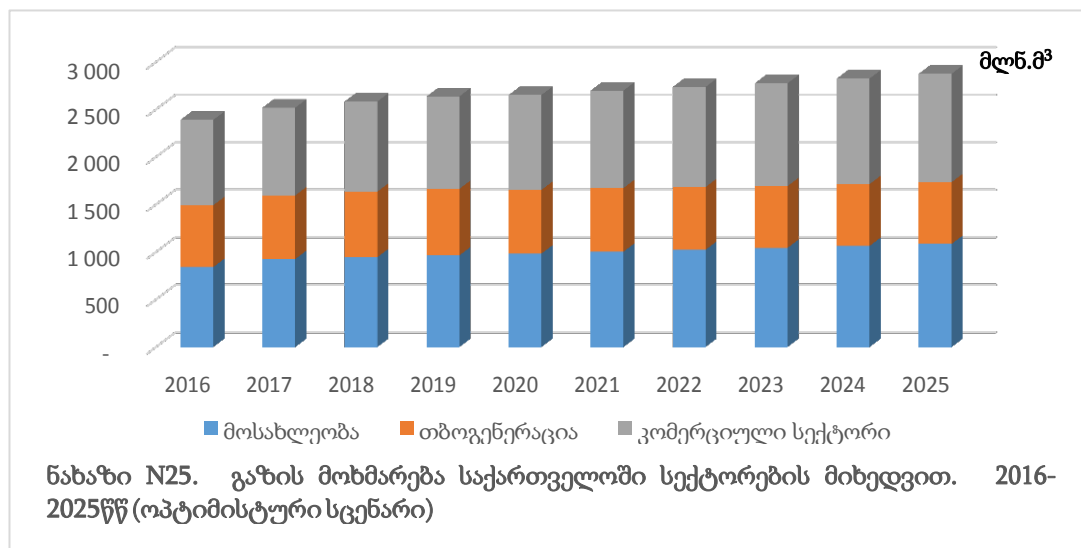
ამრიგად, ოპტიმისტური სცენარის განვითარების შემთხვევაში, როცა

1. მოსახლეობის მოხმარება ბუნებრივ გაზზე 2017 წლის ჩათვლით საშუალოდ 10%-ით გაიზარდება, ხოლო 2018-2025 წლებში საშუალო ზრდა 2% იქნება;

2. თბოგენერაციის სექტორს შეიძლება დაემატოს ახალი ობიექტები, მაგრამ გაჩერდება ძველი, ნაკლებად ეფექტური ენერგობლოკები და 2020 წლისთვის ექსპლუატაციაში შევა დიდი, წყალსაცავიანი ჰიდროელექტროსადგურები;

3. 2009-2014 წლების განმავლობაში არსებული გაზის მოხმარების ტრენდის ანალიზის შედეგად, რეგრესიული ანალიზის მეთოდით დადგენილი კორელაციის კოეფიციენტი 0,83-ია<sup>31</sup>;

გაზის მოხმარება 2020 წელს 2015 წელთან შედარებით 18%-ით გაიზარდება, ხოლო იგივე პერიოდთან შედარებით 2025 წელს გაზის მოხმარების ზრდა 32%-იან მაჩვენებელს მიუხალოვდება.(იხ. ნახაზი N25) დეფიციტი 2020 წელს 1,162 მლრდ მ<sup>3</sup>, ხოლო 2015 წელს 1,308 მლრდ მ<sup>3</sup> იქნება.



## 6.2. გაზის მიწოდება

ოფციური გაზის ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულების შესაბამისად (იხ.ცხრილიN19), საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციას უფლება აქვს შეისყიდოს სამხრეთ კავკასიური მილსადენის საქართველოს ტერიტორიაზე ტრანზიტით გატარებული გაზის 5%-მდე მოცულობის

<sup>31</sup> 2016 წელს მშპ-ს 2.5%-ით, ხოლო 2017-2020 წლებში წლიურად 3%-ით ზრდის შემთხვევაში

ბუნებრივი გაზი. დამატებითი გაზის ყიდვა-გაყიდვის ხელშეკრულება ადგენს მოსაწოდებელი ბუნებრივი გაზის მოცულობებსა და ფასებს 2026 წლამდე პერიოდში. 2026 წლის ჩათვლით, საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია იღებს 500 მლნ. კუბურ მეტრ დამატებით გაზს ყოველწლიურად. ჩრდილოეთ-სამხრეთის გაზსადენის ოპერატორი, საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანია, რუსულ „GazExport“-თან დადებული ხელშეკრულებით ყოველწლიურად იღებს რუსეთიდან სომხეთის მიმართულებით ბუნებრივი გაზის ტრანზიტისათვის გაწეული მომსახურების საფასურს ნატურით - გატარებული მოცულობის 10%.

გაზის მოწოდების პროგნოზირების დროს ოპტიმისტურ და პესიმისტურ სცენარებს შორის ძირითად განსხვავებას სწორედ, რუსეთთან გაფორმებულ მოკლევადიან კონტრაქტში არსებული გაურკვევლობა ქმნის. კერძოდ, როგორც ენერგეტიკის სამინისტრო მოითითებს, რუსულმა „GazExport“-მა საქართველოს მხარეს მოსთხოვა კონტრაქტის უმთავრესი პირობის შეცვლა და გაზის ნაცვლად ტრანზიტის საფასურის თანხით გადახდა შესთავაზა. ანგარიშწორების ასეთი მექანიზმი მიმწოდებელსა და სატრანზიტო ქვეყანას შორის ევროპაში აპრობირებულია, რაც, როგორც წესი, გულისხმობს გატარებულ გაზზე გაწეული ფაქტიური დანახარჯებისა და გარკვეული ბონუსების საფუძველზე გაანგარიშებულ ფიქსირებულ თანხის. მართალია, ტრანზიტის გადახდის ეს სქემა აპრობირებულია და ენერგოქარტიაც ამას მოითხოვს, მაგრამ თავად რუსეთს არ აქვს რატიფიცირებული ენერგოქარტია და შესაბამისად, მის შემოთავაზებას იურიდიული საფუძველი ნაკლებად გააჩნია. მით უფრო, რომ გეოგრაფიული მდებარეობის გამო და აზერბაიჯანთან არსებული კონფლიქტის პირობებში, სომხეთისათვის საქართველო, როგორც გაზის ტრანზიტორი ქვეყანა, უალტერნატივოდ გამოიყურება<sup>32</sup>.

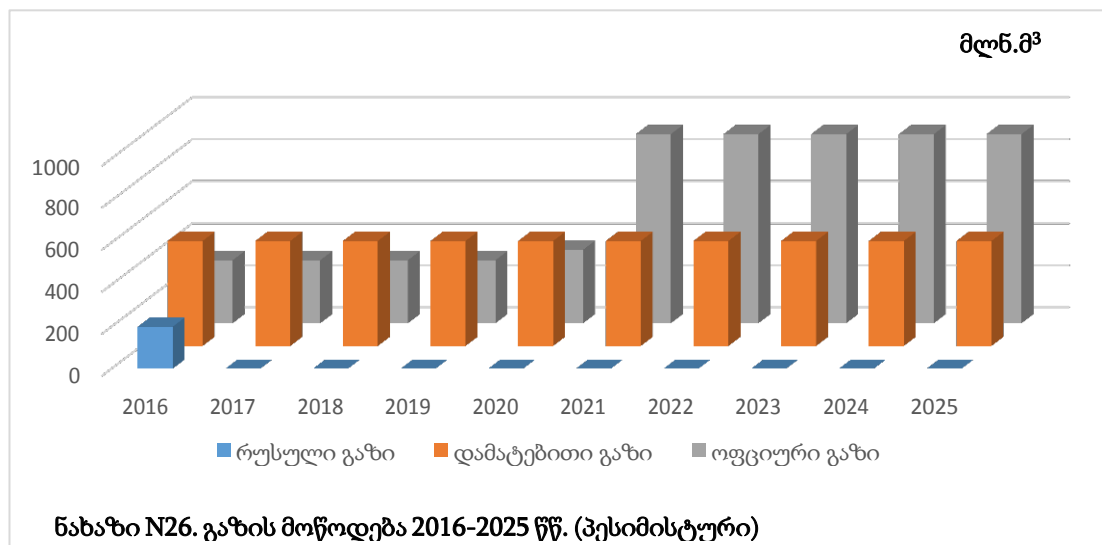
მიწოდების პროგნოზის პესიმისტურ სცენარში გათვალისწინებულია, რომ საქართველო 2017 წლიდან ტრანზიტის საფასურად გაზის მოცულობას ვეღარ

---

<sup>32</sup> ირანთან დამალავშირებელი გაზსადენის დაბალი გამტარუნარიანობის გამო

მიიღებს, ხოლო ოპტიმისტურ სცენარში დაგეგმილია, რომ სატრანზიტო ხელშეკრულება „GazExportII-თან არ შეიცვლება და სომხეთში საშუალოდ წლიურად გაზის მოხმარება გაიზრდება 100 მლნ მ<sup>3</sup>-ით, ვინაიდან სომხეთის ენერგობალანსში იზრდება განახლებადი ენერჯის წილი. ასევე, ანალიზი აჩვენებს, რომ სომხეთში უკანასკნელი წლების განმავლობაში ენერგობალანსში შეიმჩნევა განახლებადი ენერჯების წილის ზრდა, 2015 წელს თითქმის 6%-ით შემცირდა რუსეთიდან საქართველოს გავლით იმპორტირებული ბუნებრივი გაზის მოცულობა. ამასთან, ირან-სომხეთის მაგისტრალურ გაზსადენით ტექნიკურად შესაძლებელია სომხეთისათვის ირანიდან წელიწადში 800 მლნ მ<sup>3</sup>-ის იმპორტი.

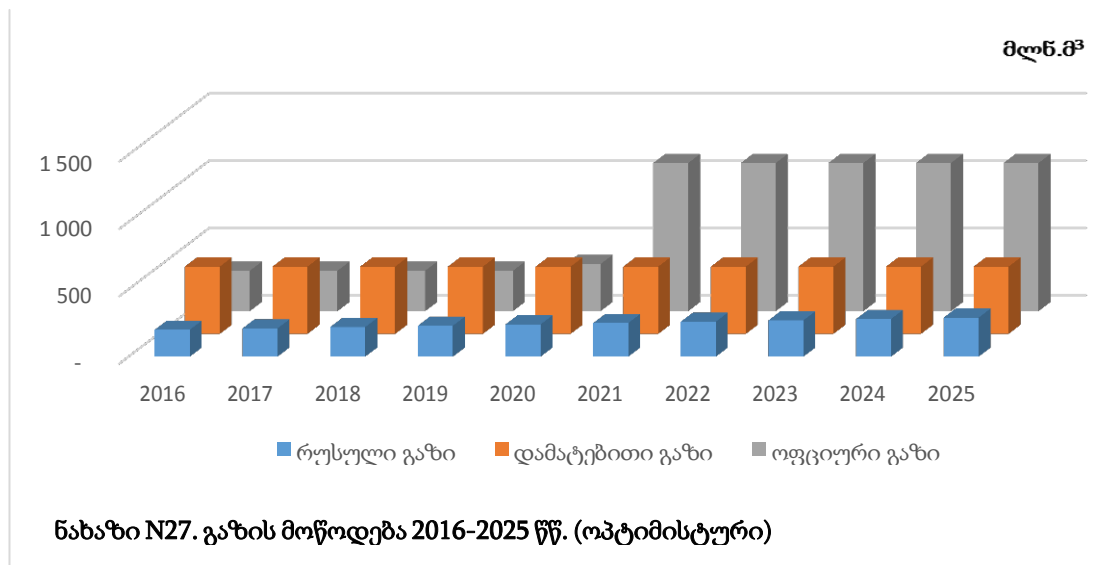
რაც შეეხება სამხრეთ კავკასიური მილსადენიდან მისაღები გაზის მოცულობების გეგმას. პროგნოზის თანახმად, დამატებით გაზის მოცულობას საქართველო შაჰ-დენიზის კონსორციუმიდან 2026 წლის ჩათვლით, ყოველწლიურად თანაბრად, 500 მლნ მ<sup>3</sup>-ის სახით მიიღებს.



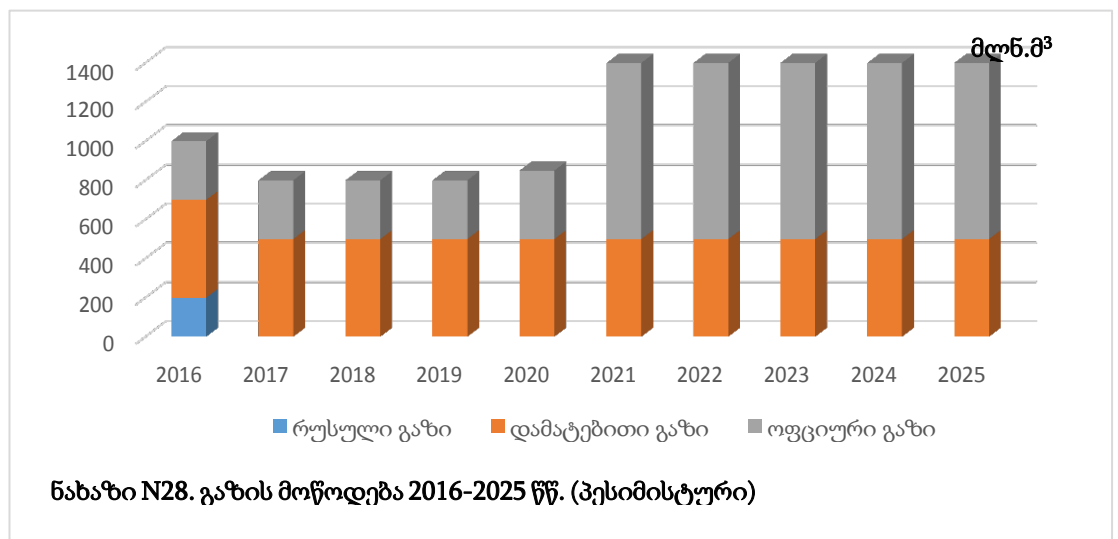
მიწოდების ოპტიმისტურ და პესიმისტურ სცენარებს შორის სხვაობას ქმნის ოფციური გაზის ნაწილი. მართალია, შაჰ-დენიზის მეორე ფაზის ამოქმედება და სამხრეთ კავკასიური მილსადენის გაფართოება დაგეგმილია 2018 წლიდან, მაგრამ იმის გათვალისწინებით, რომ მეორე ფაზის სრულად ამოქმედება გარკვეულ დროს მოითხოვს, პესიმისტური სცენარით დაგეგმილია, რომ 2016-2019 წლებში თურქეთში განხორციელდება წლიურად

6 მლრდ მ<sup>3</sup> გაზის ტრანზიტი, ხოლო 2020 წელს ეს მაჩვენებელი 7 მლრდ.მ<sup>3</sup>-მდე გაიზრდება. შესაბამისად, საქართველო მიიღებს გატარებული მოცულობების 5%-ს. (იხ.ნახაზი N26)

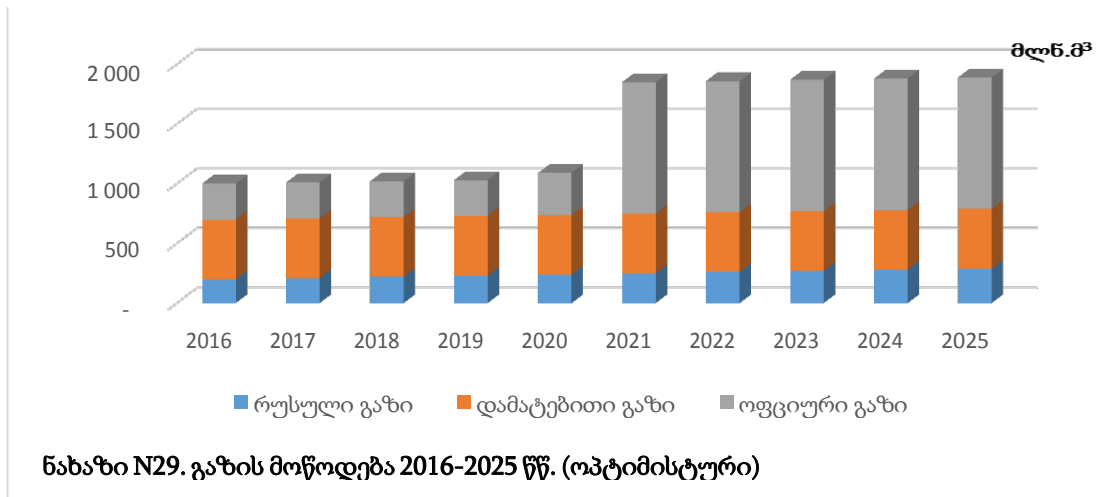
მიწოდების ოპტიმისტურ პროგნოზში სცენარი 2020 წლის შემდეგ იცვლება. დაგეგმილია, რომ 2021 წლიდან კასპიური გაზის მიღებას დაიწყებს ევროპა, კერძოდ, საბერძნეთის, ბულგარეთისა და იტალიის გაზის ბაზრები. გაიზრდება თურქეთში მიწოდებული გაზის მოცულობაც. (იხ.ნახაზი N27)



საერთო ჯამში, ტრანზიტის საფასურად მიღებული გაზის მიწოდების პროგნოზი ნაჩვენებია ნახაზზე N28 და ნახაზზე N29





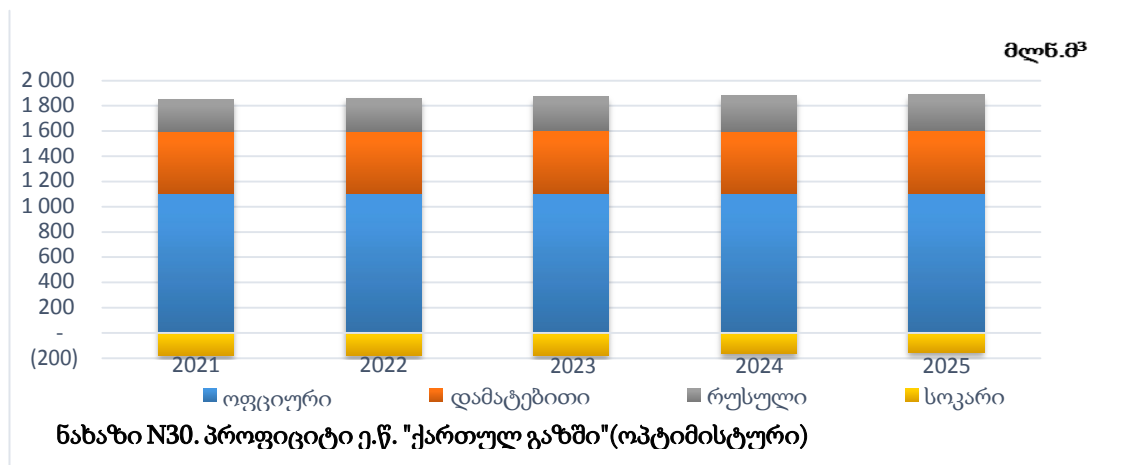


მიწოდების პროგნოზირებისას მნიშვნელოვანია აზერბაიჯანულ „SOCAR“-თან გაფორმებული გაზის ყიდვა-გაყიდვის კონტრაქტები, რომელთა შინაარსი არაა ხელმისაწვდომი მათი კომერციული მნიშვნელობიდან გამომდინარე. ცნობილია მხოლოდ, ის, რომ „SOCAR“ საქართველოში ყიდის სატრანზიტო კონტრაქტებით სახელმწიფოს (საქართველო) კუთვნილ ე.წ. „ქართულ გაზს“, სანაცვლოდ კი 2030 წლამდე აქვს ვალდებულება დაფაროს საქართველოს გაზის ბაზრის ე.წ. „სოციალურ სექტორში“ წარმოქმნილი დეფიციტი.

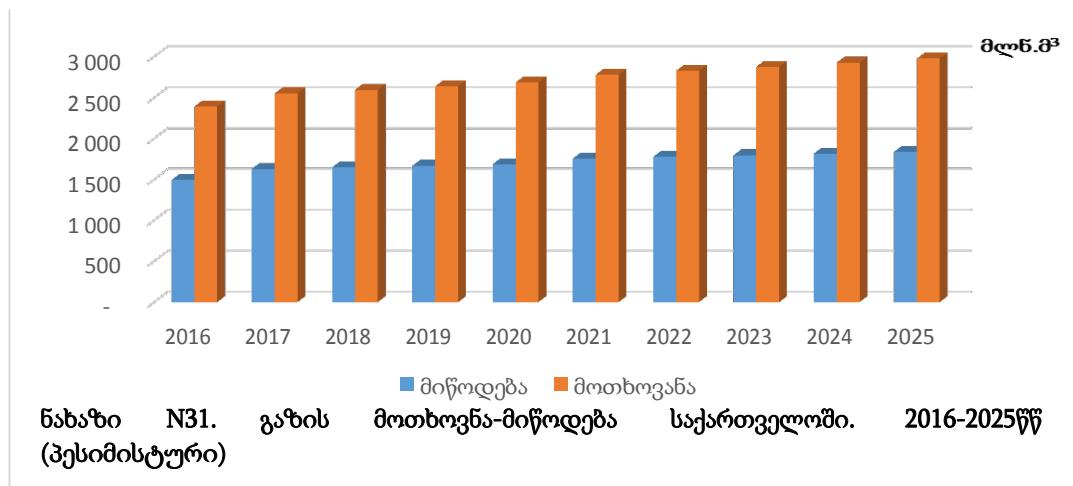
ამ პირობების გათვალისწინებით, პროგნოზირების დროს გაკეთებულმა ანალიზმა აჩვენა, რომ 2021 წლიდან, როცა გაიზრდება საქართველოსთვის სამხრეთ კავკასიური მილსადენიდან მიღებული გაზის მოცულობები „სოციალურ სექტორში“ დეფიციტი საერთოდ აღარ იქნება. უფრო მეტიც, ე.წ. „ქართულ გაზში“ ბაზრის ამ სეგმენტის მოთხოვნასთან შეფარებით პროფიციტი გაჩნდება. (ნახაზი N30). რას ითვალისწინებს ამ შემთხვევაში „SOCAR“-თან გაფორმებული კონტრაქტი უცნობია, შესაბამისად, გაურკვეველია - ვინ გაყიდის ე.წ. „ქართულ გაზში“ წარმოქმნილ პროფიციტს - საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია თუ „SOCAR“. ამ შემთხვევაში, და რა როლს შეასრულებს მიწისქვეშა გაზსაცავი. როგორც ცნობილია, გაზსაცავის შევსება სწორედ ამ პროფიციტური გაზით და ზამთარ-ზაფხულს წარმოქმნილი უთანაბროდ მოწოდებული მოცულობებით იგეგმება. კონტრაქტის კონფიდენციალურობის გამო გაურკვეველია, გაზსაცავი

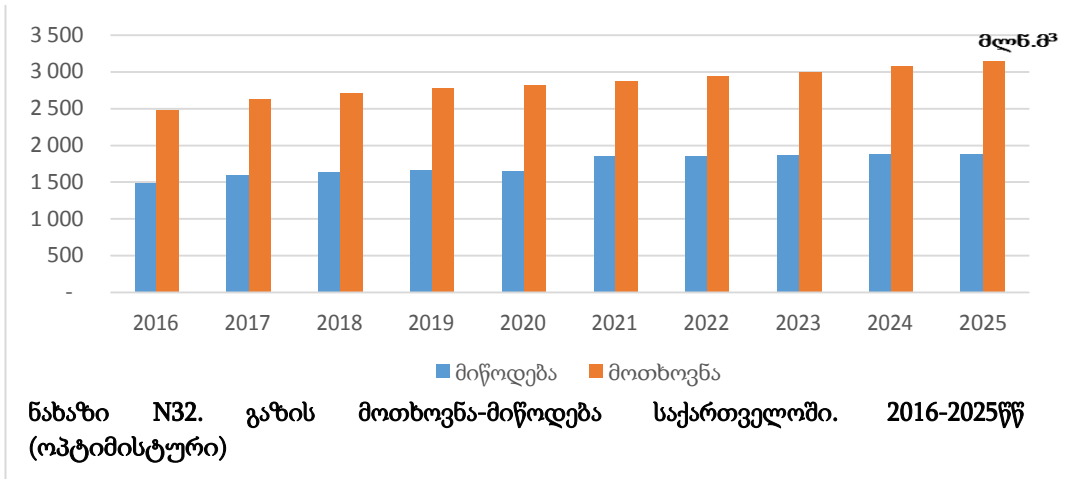
სახელმწიფო საკუთრებაში იქნება და იქ სახელმწიფოს კუთვნილი პროფიციტული გაზი ჩაიჭირხნება თუ გაზსაცავზე უფლებებს „SOCAR“ მიიღებს და ამჟამად მოქმედი მემორანდუმის პირობით, მის საკუთრებაში არსებულ პროფიციტურ გაზს საცავში ის დააბინავებს.

ოპტიმისტური სცენარის შემთხვევაში, როცა რუსულ „GazExport“-თან გაფორმებული კონტარქტის პირობები არ შეიცვლება და საქართველო ისევ მიიღებს სომხეთში გაზის ტრანზიტის საფასურად გაზის მოცულობებს, საერთო მოწოდებაში „SOCAR“-ის გაზის მოწოდება ასე გამოიყურება(პროფიციტი).

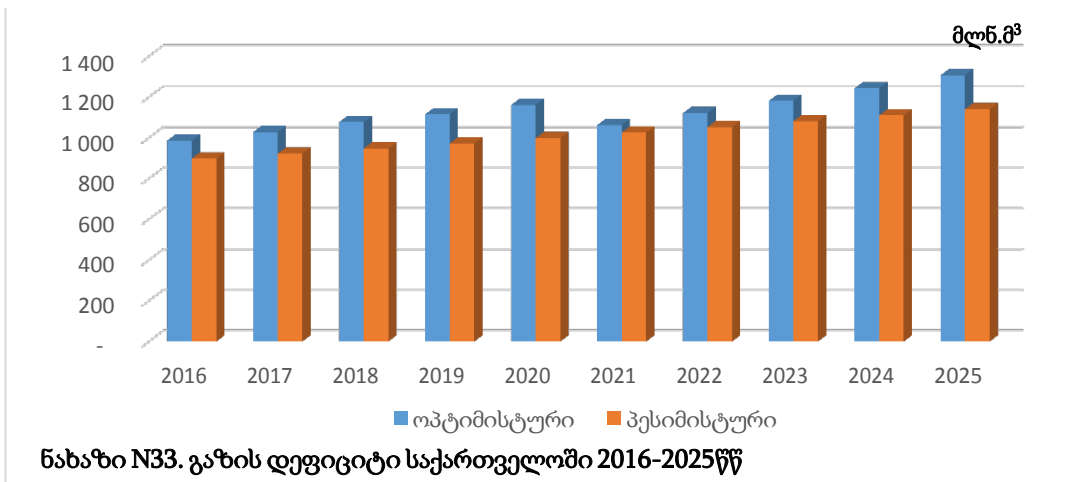


რაც შეეხება საერთო მოხმარების (მოსახლეობა, თბოგენერაცია და კომერციული სექტორი) და მიწოდების თანაფარდობას. იმის გათვალისწინებით, რომ კომერციულ სექტორში გაზის მოხმარების სტაბილური ზრდა არის დაგეგმილი, ქართული გაზის ბაზარი დეფიციტური რჩება და საჭიროა დამატებითი მოცულობების მოძიება. (ნახაზი N31 და ნახაზი N32)





ანალიზი აჩვენებს, რომ ქვეყნის მასშტაბით ე.წ. “დაცული” მომხმარებლების გარანტირებული უზრუნველყოფისათვის გაზით, ყველა შესაძლო კრიტიკულ სიტუაციებში, მიზანშეწონილია დაახლოებით 120 მლნ მ<sup>3</sup>-ის, მთლიანად ქვეყნის უზრუნველყოფისათვის კი დაახლოებით 200 მლნ მ<sup>3</sup>-ის გაზის სტრატეგიული რეზერვის უზრუნველყოფა[113].



საქართველოს მოთხოვნა პირველად ენერგეტიკულ რესურსებზე დღეისათვის ძირითადად იმპორტით არის დაბალანსებული. მართალია, საქართველოს მდიდარი ჰიდრო-და განახლებადი ენერგეტიკული რესურსები გააჩნია და მათი გამოყენება იმპორტზე დამოკიდებულებას ნაწილობრივ გააუმჯობესებს, მაგრამ ბუნებრივი გაზის სექტორში იმპორტზე დამოკიდებულება, სავარაუდოდ, გაიზრდება. მით უფრო, თუ გავითვალისწინებთ ნავთობისა და გაზის ძებნა-ძიების საქმეში დიდი ინვესტიციების აუცილებლობას და ამ სექტორის კაპიტალდაბანდების მაღალ

რისკს. შესაბამისად, საქართველო უახლოესი ათწლეულის განმავლობაში ბუნებრივი გაზის იმპორტზე იქნება დამოკიდებული.

გაზის მოხმარების ზრდა უკანასკნელი ოთხი წლის განმავლობაში, განპირობებულია ელექტროენერჯის მოხმარების მნიშვნელოვანი ზრდით, რასაც ვეღარ აკმაყოფილებს ჰიდროენერგეტიკული სიმძლავრეების დღეისათვის უკვე ათვისებული პოტენციალი. შესაბამისად, ადგილობრივ ჰიდრორესურსების ინტენსიური და დროული ათვისება უაღრესად აქტუალური პრობლემაა, ხოლო კლიმატურ პირობებზე მათი კრიტიკული დამოკიდებულების გამო, აუცილებელია თანადროულად თბოგენერაციის სარეზერვო სიმძლავრეების მშენებლობაც. ამასთან, ძვირადღირებულ იმპორტულ გაზზე მომუშავე თბოსადგურების ფაქტიური დატვირთვა მინიმალურ დონეზე უნდა დაიგეგმოს, მხოლოდ იმ პერიოდისათვის, როცა ჰიდროენერგეტიკული სიმძლავრეები ვერ უზრუნველყოფენ ელექტროენერჯიაზე მოთხოვნის სრულ დაკმაყოფილებას, რაც კომერციული ეფექტის გარდა ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების მნიშვნელოვანი ზრდის შესაძლებლობას იძლევა.

ამის გათვალისწინებით, საქართველოს ელექტროენერგეტიკის სექტორმა აუცილებელია მაქსიმალურად აითვისოს ქვეყანაში არსებული ჰიდრო რესურსი. სახელმწიფომ პრიორიტეტად უნდა გამოაცხადოს განახლებადი ენერჯების განვითარება და ენერგოეფექტური სისტემების დანერგვის აუცილებლობა. ევროპა ბოლო ათი წელია ამ მიმართულებით მუშაობს და შედეგებიც სახეზეა, ევროკავშირის ბევრმა ქვეყანამ მოახერხა ენერგობალანსში განახლებადი ენერჯის წილის გაზრდა. თუ საქართველო შეძლებს გამოიყენოს უდიდესი ჰიდრო რესურსი, რომელიც ქვეყანაში არსებობს, გაზადოს განახლებადი ენერჯის წილი საერთო მოხმარებაში, მაშინ გაზის იმპორტზე დამოკიდებულების ნაწილობრივ შემცირებასაც მოახერხებს. თბოგენერაციის მიერ მოხმარებული გაზის მოცულობა 2020 წელს პესიმისტური პროგნოზის მიხედვით, გაზის საერთო მოხმარების 26% იქნება, 2025 წელს კი მხოლოდ ერთი პროცენტით შემცირდება და 25%-ს

გაუტოლდება. ამგვარი ტენდენციის გაგრძელების შემთხვევაში გაზის იმპორტზე დამოკიდებულების ტრენდის დაწვევა საქართველოს გაუჭირდება.

გაზის საერთო მოხმარებაში გენერაციის წილის შემცირებით გაიზრდება ე.წ. „იაფი“ გაზის მოცულობები, რაც მისი კომერციალიზაციის შესაძლებლობას გააჩენს. ეს კი, თავის მხრივ, გაზრდის კონკურენციას კომერციული გაზის სექტორში და უზრუნველყოფს სახელწიფოსთვის დამატებით შემოსავლებს.

„GazExport“-თან გაფორმებული სატრანზიტო კონტაქტის პირობების შენარჩუნებას ქვეყნის გაზის ბაზრის განვითარებისათვის განსაკუთრებული მნიშვნელობა ენიჭება. მართალია, ტრანზიტის ის პირობა, რომელიც კონტრაქტშია ჩადებული არ ემთხვევა საერთაშორისო პრაქტიკაში ფართოდ გავრცელებულ პრაქტიკას, მაგრამ ტრანზიტის საფასურის გაზით ანგარიშსწორების მექანიზმი ჩადებული ზოგიერთ სხვა საერთაშორისო სატრანზიტო კონტრაქტშიც, როცა გამოყენებული მარშრუტი ექსკლუზიურია და, ამასთან ერთად, მოქმედებაშია მრავალი წლის განმავლობაში, ზემოთაღნიშნული ნორმის სავალდებულოდ შემორებადღე. წინასწარი ინფორმაციით, ევროპის ენერგეტიკული თანამეგობრობა მზადაა საქართველოს გაზის ბაზარზე მოქმედ ამგვარ კონტრაქტებზე ე.წ. დეროგაციის უფლება გაავრცელოს, რაც საქართველოს შესაძლებლობას მისცემს არ შეცვალოს უკვე არსებული კონტრაქტების (თუნდაც ისინი ეწინააღმდეგებოდნენ ევროპის ენერგეტიკული თანამეგობრობის დირექტივებს) პირობები. მით უფრო რუსეთთან, რომლის ქმედება ყველა საერთაშორისო ენერგეტიკულ შეთანხმებას ეწინააღმდეგება, ამის მაგალითად შეგვიძლია მოვიყვანოთ მილსადენების ინფრასტრუქტურაზე მესამე მხარის დაშვების ვალდებულება, რომელიც სწორედ იმ საერთაშორისო შეთანხმებების ერთ-ერთი პირობაა, რომლითაც რუსეთი აპელირებს. იმის გამო, რომ რუსეთი საკუთარ მაგისტრალურ გაზსადენებზე მესამე მხარეს არ უშვებს, ცენტრალური აზიის გაზის (მათ შორის, თურქმენული გაზის) მიღების შესაძლებლობა არ აქვს არც ევროპის ქვეყნებს და არც საქართველოსა და

თურქეთს. ამიტომ, საქართველოს ხელისუფლებამ ყველა შესაძლებლობა უნდა გამოიყენოს და არ შეცვალოს „გაზესპორტთან“ გაფორმებული კონტრაქტის პირობები, ვიდრე ევროპის ენერჯეტიკული თანამეგობრობის „დეროგაციის“ უფლებამის შესაძლებლობას მისცემს.

უნდა აღინიშნოს, რომ საქართველოს გაზის ბაზრის სტრუქტურა თითქმის აკმაყოფილებს ამ მხრივ მოქმედი ევროკავშირის დირექტივებსა და რეგულაციებს. საქართველოში ბუნებრივი გაზის მიწოდების საქმიანობა ფაქტიურად გამიჯნულია ბუნებრივი გაზის განაწილების საქმიანობისაგან, თუმცა მხოლოდ საბითუმო ვაჭრობის სეგმენტში. საცალო ვაჭრობაში განაწილების (დისტრიბუციის) თითქმის ყველა ლიცენზიანტი ამავდროულად მიმწოდებელიცაა მის არეალში მყოფი მომხარებლებისათვის. მართალია, ბუნებრივი გაზის განაწილება და მიწოდება საკანონმდებლო დონეზე განხილულია როგორც სხვადასხვა საქმიანობა, განაწილების ლიცენზიატს (დისტრიბუტორს) კანონმდებლობა არ უზღუდავს მიწოდების საქმიანობის განხორციელებას. ეს ფაქტორი ართულებს ალტერნატიული მიმწოდებლების გაჩენას ბაზარზე და კონკურენტული პირობების ჩამოყალიბებას.

კონკურენტული ბაზრი და დერეგულირებული მიწოდება ბაზარზე ხელს შეუწყობს საქართველოში გაზის პროგნოზირებული დეფიციტის ნაწილობრივ შევსებას და შესაძლებლობას მისცემს ბაზრის მონაწილეებს მაქსიმალურად ხელსაყრელ ფასად შეძლონ წარმოქმნილი დეფიციტის შევსება, რადგან პესიმისტური სცენარის მიხედვით, გაზის მოხმარება 2020 წელს 2015 წელთან შედარებით 12,5%-ით გაიზრდება, ხოლო იგივე პერიოდთან შედარებით 2025 წელს გაზის მოხმარების ზრდა 25%-იან მაჩვენებელს მიუხალოვდება. დამაიმედებლად არც ოპტიმისტური სცენარი გამოიყურება, რომლის მიხედვითაც გაზის მოხმარება 2020 წელს 2025 წელთან შედარებით 18%-ით გაიზრდება, ხოლო იგივე პერიოდთან შედარებით 2025 წელს გაზის მოხმარების ზრდა 32%-იან მაჩვენებელს მიუხალოვდება.

ბაზარზე პროგნოზირებული დეფიციტის შესუსტების წინაპირობა შეიძლება გახდეს სამხრეთ კავკასიური მილსადენის დროული და სრული

დატვირთვით ამოქმედება. პრაქტიკამ აჩვენა, რომ მილსადენის ექსპლუატაციაში გაშვებიდან მის სრულ დატვირთამდე გარკვეული დროა საჭირო. საქართველო დაინტერესებულია, ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანში ჩართულმა ყველა პროექტმა დროულად დაიწყოს ფუნქციონირება და სრულად დაიტვირთოს, შესაბამისად, პარტნიორ ქვეყნებთან და კომპანიებთან საქართველოს ხელისუფლებას მიზანმიმართული და კეთილგანწყობილი პოლიტიკის წარმართვა მართებს.

ამგვარმა მიდგომამ შეიძლება გაართულოს SOCAR-თან ურთიერთობის გადახედვა, მაგრამ ცნობილია, რომ აზერბაიჯანულ კომპანიასთან გაფორმებული კონტრაქტისა და მემორანდუმის პირობები 2020 წლისთვის გადახედვას ექვემდებარება. თუ ეს შესაძლებლობა არ იქნება რეალიზებული SOCAR-ის ხელშეკრულების მოდიფიცირებისათვის, საქართველო შეიძლება აღმოჩნდეს იმ სიტუაციაში, როცა ქვეყანაში აშენებული მიწისქვეშა გაზსაცავის თავად მართვას ვერ შეძლებს. პროგნოზის მიხედვით, 2021 წლიდან საქართველოს ე.წ. „ქართულ გაზში“ წარმოექმნება პროფიციტი, რომლის გაყიდვის უფლება/ვალდებულება, დღეს მოქმედი კონტრაქტისა და მემორანდუმის საფუძველზე, SOCAR-ს გააჩნია. შესაბამისად, სახელმწიფოსთვის, კომერციული თვალსაზრისით, აზრს დაკარგავს მიწისქვეშა გაზსაცავში სტრატეგიული მარაგის შექმნის აუცილებლობა, რადგან წარმოქმნილი პროფიციტული გაზი SOCAR-ის საკუთრება იქნება და თუ საქართველოში აშენებულ გაზსაცავში მისი ინტერესები არ იქნება ჩადებული, შეიძლება გაზის ეს მოცულობა საცავში არც შეინახოს და გააგრძელოს იმ სქემით მუშაობა, როგორც აქამდე და 2020 წლამდე იმუშავებს. ასეთ შემთხვევაში ქვეყნის ეკონომიკა კვლავ მოწყვლადი დარჩება გაზის მიწოდების დაუგეგმავი შეწყვეტის დროს და შეუსრულებელი დარჩება გაზსაცავის ძირითადი ფუნქცია - სტრატეგიული რეზერვის არსებობა ქვეყნის შინგით.

სამგორის სამხრეთ თაღზე მიწისქვეშა გაზსაცავის საპროექტო მოცულობა საქართველოს შეუქმნის სტრატეგიულ მარაგს, ამიტომ მისი მართვის

უფლებამოსილებაც სახელმწიფომ უნდა განახორციელოს. გაზსაცავს ქვეყნის ენერგოსისტემა ზამთარ-ზაფხულს გაზის მოწოდებაში და მოთხოვნაში არსებული დისბალანსის შესავსებად გამოიყენებს, შესაბამისად, საცავის მარაგებიც სახელმწიფომ უნდა მართოს.

გაზის მიწოდების დივერსიფიკაციისათვის მნიშვნელოვანია საქართველოში არსებული მაგისტრალური გაზსადენების გამართული და სტაბილური ფუნქციონირება, რაც უზრუნველყოფილი უნდა იქნეს მაგისტრალური გაზსადენების რეაბილიტაცია-მშენებლობით, მათი გამტარუნარიანობის ზრდით და გაზმომარაგების ჩიხური სისტემიდან მაღალი საიმედოობის წრიული (რგოლური) გაზმომარაგების სისტემაზე გადასვლით. კრიტიკულ სიტუაციებში, ნებისმიერი მომხმარებლის გარანტირებული გაზმომარაგების უზრუნველყოფის მიზნით, გაჩნდება გაზის ნაკადების გადამისამართების შესაძლებლობა, რაც მნიშვნელოვნად გაზრდის საქართველოს გაზმომარაგების ერთიანი სისტემის ფუნქციონირების არეალსა და ტექნოლოგიურ საიმედოობას.

საქართველოს, როგორც ტერიტორიის მფლობელ ქვეყანას, უფლება აქვს სამხრეთ კავკასიურ მილსადენზე გაზის მიღების მეორე პუნქტი (ე.წ. off-take-ის) მოაწყოს. მეორე მიმღები პუნქტის მოწყობა განიხილება საქართველო-თურქეთის საზღვართან, რომელიც ინტერკონექტორით დაუკავშირდება აღმოსავლეთ-დასავლეთის მაგისტრალურ გაზსადენს. ამგვარი პუნქტის მოწყობით მნიშვნელოვნად ამაღლება დასავლეთ საქართველოს გაზსადენების სისტემის საიმედოობა და ქვეყანას გაუჩნდება გაზის მიწოდების ახალი წყარო. ამასთან, გაზის მიღების მეორე პუნქტის არსებობა განსაკუთრებულ მნიშვნელობას შეიძენს იმ შემთხვევაში, თუ თურქეთში ტრანსანატოლიის გაზსადენი სხვა მიმწოდებლების (მაგალითად, ირანის ან ერაყის) გაზით დაიტვირთება. ამ შემთხვევაში სამხრეთ კავკასიურ მილსადენში, მისი განვითარების მესამე ეტაპზე (2030 წელს) შეიძლება გაჩნდეს გაზის დასაკონტარქტებელი, ჭარბი მოცულობები, რომელიც აზერბაიჯანმა საქართველოსთან ერთად შეიძლება გათხევადებული სახით

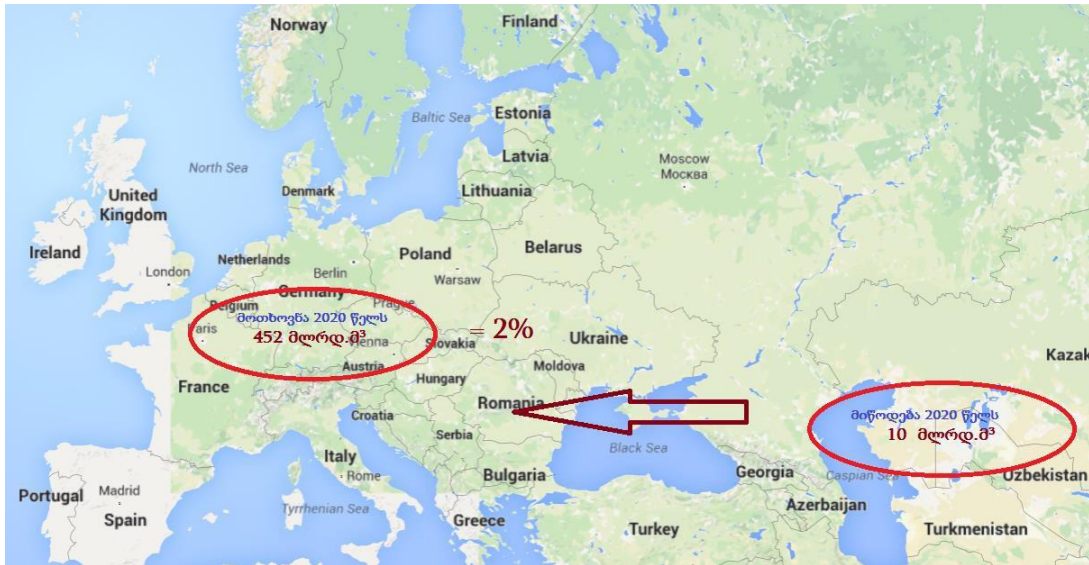


რუმინეთს მიაწოდოს. (AGRI LNG პროექტი). ამასთან, გაზის მიღების მეორე პუნქტი საქართველომ შეიძლება გამოიყენოს თურქეთთან სვოპ-კონტრაქტის გაფორმების შემთხვევაში და თურქეთში ნაყიდი გაზის მოცულობები დასავლეთ საქართველოს გაზგამანაწილებელ ქსელში დაიტოვოს. (ამის შესაძლებლობა ქვეყანას გაზის ხელსაყრელი ფასის შემთხვევაში გარდაბნის გაზის მიღების პუნქტიდანაც შეუძლია).

ტექნიკურად ასევე შესაძლებელია სამხრეთ კავკასიურ მილსადენზე, თურქეთის ტერიტორიაზე ე.წ. შემომვლელის აშენება, რომელიც საქართველოს გაუჩენს შესაძლებლობას, უშუალოდ თურქეთის გაზგამანაწილებელი სისტემიდან მიიღოს გაზის მოცულობები. თუ გავითვალისწინებთ თურქეთის ამბიციას გახდეს გაზის რეგიონული კვანძი კასპიისა და ახლო აღმოსავლეთის რესურსებისთვის, ასევე გათხევადებული გაზის მიღების შესაძლებლობებს, თურქეთის დივერსიფიცირებულ ბაზარზე ხელსაყრელი ფასით გაზის შექმნა შეიძლება რეალურიც იყოს.

რაც შეეხება კასპიის რესურსებით ევროპის გაზმომარაგების პერსპექტივებს. თურქმენეთს გაზის დიდი საექსპორტო პოტენციალი აქვს, მაგრამ ტრანსკასპიური გაზსადენის პროექტის გაურკვევლობის პირობებში ნალეზად სავარაუდოა, რომ მოკლე და საშუალოვადიან პერსპექტივაში, ევროპამ თურქმენული გაზის მიღება შეძლოს. ამის რეალური შესაძლებლობა კასპიის რეგიონში მხოლოდ აზერბაიჯანს გააჩნია, რომელიც შაჰ-დენიზის საბადოს მეორე ფაზის ამოქმედებით ჯამში ექსპორტს 22 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ-მდე გაზრდის. საგულისხმოა, რომ ამ მოცულობიდან ევროპაში მხოლოდ 10 მლრდ მ<sup>3</sup>/წ გაზი გაიყიდება, რაც იმ დროს ევროპაში გაზზე პროგნოზირებული მოთხოვნის მხოლოდ 2% იქნება. რა თქმა უნდა, კასპიის რესურსებს ევროპის გაზის ბაზრის დივერსიფიცირების საქმეში საკუთარი როლი გააჩნია, მაგრამ ევროპის გაზის სამხრეთ დერეფანში ახლო აღმოსავლეთის გაზის ჩართვის გარეშე, ევროპა რუსეთზე ენერგოდამოკიდებულების შემცირებას, სავარაუდოდ, ვერ მოახერხებს, მიუხედავად იმისა, რომ ზრდის განახლებადი ენერჯის წილს ენერგობალანსში, აშენებს ინტერკონექტორებს ქვეყნებს შორის

და ზრუნავს გათხევადებული გაზის ტერმინალების ინფრასტრუქტურის შექმნაზე.



#### სურათი N12 კასპიის გაზის წილი ევროპის ბაზრის მოთხოვნაში

თუ გავითვალისწინებთ ზემოთ ჩამოთვლილ ფაქტორებს (ახლო აღმოსავლეთის გაზს ევროპის ბაზრაზე, განახლებადი ენერჯის წილის ზრდას ევროპის ენერგობალანსში, გათხევადებული გაზის ტერმინალების დაგეგმილ პროექტებს) მოსალოდნელია, რომ აზერბაიჯანმა შაჰ-დენიზის მესამე ფაზის და სხვა საბადოებში დამარაგებული გაზი ევროპაში, დაბალი მოთხოვნის პირობებში, ვერ გაყიდოს ან დაბალ ფასად მოუწიოს მისი დაკონტრაქტება. ამ დროს საქართველოს მიეცემა შესაძლებლობა სამხრეთ კავკასიური მილსადენიდან გაზის დამატებითი მოცულობები ხელსაყრელ ფასად შეისყიდოს და იმ დროისათვის ქვეყანაში გაზზე არსებული დეფიციტი შეავსოს.

#### დასკვნები და რეკომენდაციები

1. საქართველოს მოთხოვნა პირველად ენერგეტიკულ რესურსებზე დღეისათვის ძირითადად იმპორტით არის დაბალანსებული, რომელშიც მნიშვნელოვანი წილი მოდის ბუნებრივ გაზზე. გაზის სექტორში იმპორტზე დამოკიდებულება მომავალშიც გაიზრდება, რაც ძირითადად განპირობებულია ელექტროენერჯის მოხმარების მნიშვნელოვანი ზრდით.

2. საქართველოს ელექტროენერგეტიკის სექტორმა მაქსიმალურად უნდა აითვისოს ქვეყანის ჰიდრორესურსები, პრიორიტეტად უნდა იქნეს მიჩნეული განახლებადი ენერჯის წყაროების განვითარება და ენერგოეფექტური სისტემების დანერგვა.

3. გაზის მოხმარებაში ელექტროენერჯის გენერაციის წილის შემცირებით გაიზრდება ე.წ. „იაფი“ გაზის მოცულობა, რაც მისი კომერციალიზაციის შესაძლებლობას გააჩენს. ეს კი, თავის მხრივ, გაზრდის კონკურენციას კომერციული გაზის სექტორში და უზრუნველყოფს სახელწიფოსთვის დამატებით შემოსავალს.

4. მიზანშეწონილია „GazExport“-თან გაფორმებული სატრანზიტო კონტაქტის პირობების შენარჩუნება, ვიდრე ევროპის ენერგეტიკული თანამეგობრობის ძველი კანონის ნაწილობრივი გაუქმების („დეროგაციის“) უფლება ამის შესაძლებლობას იძლევა.

5. კონკურენტული ბაზარი და პროდუქტის დერეგულირებული მიწოდება ხელს შეუწყობს საქართველოში გაზის დეფიციტის ნაწილობრივ შევსებას და შესაძლებლობას მისცემს ბაზრის მონაწილეებს მაქსიმალურად ხელსაყრელ ფასად შეძლონ წარმოქმნილი დეფიციტის შევსება. ამის წინაპირობა შეიძლება გახდეს სამხრეთ კავკასიური მილსადენის სრული დატვირთვით ამოქმედება.

6. მიზანშეწონილია 2020 წლისთვის გადაიხედოს SOCAR-თან გაფორმებული კონტრაქტის და მემორანდუმის პირობები იმ მიზნით, რომ საქართველომ შეძლოს თავისი სიმძლავრეების, მათ შორის, სამგორის სამხრეთ თაღზე ასაგები მიწისქვეშა გაზსაცავის მართვა.

7. გაზის ნაკადების გადამისამართების შესაძლებლობის რეალიზაციის და გაუმომარაგების საიმედოობის ამაღლების მიზნით უნდა გაგრძელდეს და მისაღებ ვადებში დასრულდეს საქართველოს მაგისტრალური გაზსადენების რეაბილიტაცია-მშენებლობა. ამის რეალური ბერკეტი შეიძლება გახდეს, აგრეთვე, სამხრეთ კავკასიური მილსადენიდან გაზის მიღების მეორე პუნქტის მოწყობა, ახალი შემომვლელის მშენებლობა და სხვა.

გაკეთებული დასკვნების საფუძველზე მომზადებულია შემდეგი

რეკომენდაციები:

- სამხრეთ კავკასიური მილსადენის დროული და სრული დატვირთვით ამოქმედების მამქსიმალური ხელშეწყობა;
- სამხრეთ კავკასიურ მილსადენზე გაზის მიღების მეორე პუნქტის (ე.წ. off-take-ის) მოწყობა 2025 წლისთვის.
- ბაზარზე მოქმედ გაზის მიწოდების კონტრაქტებზე ევროკავშირში ე.წ. დეროგაციის უფლების მოპოვება;
- SOCAR-თან გაფორმებული კონტრაქტისა და მემორანდუმის პირობების გადახედვა 2020 წლისათვის;
- გამტარუნარიანობის გაზრდის და გაზომომარაგების ჩიხური სისტემიდან მაღალი საიმედოობის წრიული (რგოლური) გაზომომარაგების სისტემაზე გადასვლის მიზნით, მაგისტრალური გაზსადენების რეაბილიტაცია-მშენებლობის გაგრძელება.

## ლიტერატურა

1. თ.გოჩიტაშვილი, თ.ჯავახიშვილი. საქართველოს მაგისტრალური ნავთობ-გაზსადენები. თბილისი. გამომცემლობა „მერიდიანი“—2012.
2. თ.გოჩიტაშვილი. „ბუნებრივი გაზის მიწოდების ახალი მარშრუტები და თანამედროვე ტექნოლოგიები— ენერგოეფექტურობის ცენტრი - საქართველო. თბილისი. 2004
3. И. Ломидзе, Д. Намгаладзе. Транспортировка энергоносителей через Южный Кавказ и возникающие при этом экологические и другие проблемы. Тезисы докладов II Международная конференция „Энергетика и Экология“. Москва, 8-10 ноября, 2005.
4. И. Ломидзе, Д. Намгаладзе. Экологический риск-фактор магистрального трубопровода и качественная модель его оценки. სტუ-ს შრომები N2(468) 2008.
5. ი.ლომიძე, გ. ხელიძე, დ.ნამგალაძე, გ.არაბიძე, თ.არშვა, თ.ალანია. საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოების სტრატეგიის ხელშემწყობი რეკომენდაციების შემუშავება პერ-სპექტივაში ენერგო-მოთხოვნილების ზრდის გათვალისწინებით. ენერგეტიკის სექტორის შესაძლებლობების გაუმჯობესების პროექტი. ქუთაისის აკ. წერეთლის სახელმწიფო უნივერსიტეტი. საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენცია —ენერგეტიკა: რეგიონული პრობლემები და განვითარების პერსპექტივები. 21-22 მაისი, 2010 წ., ქუთაისი, საქართველო. მოხსენებების კრებული., გვ. 320-324.
6. ი.ლომიძე, დ. ნამგალაძე, გ. ჩალაგაშვილი. „მიწისქვეშა გაზსაცავი-მაგისტრალური გაზსადენი— სისტემის საიმედოობა. ტექნიკური უნივერსიტეტის —შრომები N2(480) თბილისი 2011.

7. H.makinen. The future of natural gas as the European Union's energy source – risks and possibilities. Electronic publications of Pan-European Institute. 2010.
8. GEPLAC. Issue Paper on the Implications of the Possible Georgian Membership in the European Energy Community. 2010.
9. Energy Strategy of the Energy Community. Annex 19 Ref: 10thMC/18/10/2012 - Annex 19/27.07.2012
10. Energy Strategy of the Energy Community. 4th Task Force meeting. Presentation. Vienna 2012.
11. Gas Market Models in the Energy Community and their Compliance with Regulation (EC) 1775/2005. 2011.
12. Anastasios Giamouridis & Spiros Paleoyannis. Security of Gas Supply in South Eastern Europe. The Oxford Institute for Energy Studies. 2011
13. Katja Yafimava. The EU Third Package for Gas and the Gas Market Model: major contentious issues inside and outside the EU. 2013
14. ზ.გამრეკელი. „ტარნსადრიატიკულმა გაზსადენმა „ნაბუკოს— შანსი აღარ დაუტოვა.— გაზეთი „ვერსია,— 14 ოქტომბერი. 2013
15. М.Шевелёва, О.Онойко, Энергетическая политика Турции в каспийском регионе (1998—2009 гг.) ელექტრონული ვერსია
16. Mark Saunders; Philip Lewis; Adrian Thornhill. Research Methods for Business Students. Fifth edition 2009.
17. J.Roberts. Caspian Pipelines. The Royal Institute of International Affairs. London. 1996.
18. J.Hetland & T.Gochitashvili (Eds). Security of National Gas Supply through Transit Countries. NATO Science Series. Kluwer Academic Publishers. London. 2004
19. Study of Georgian petroleum pipeline development. Gas pipelines. Report. Prepared by Dr. Professor Teimuraz Gochitashvili. March. 2000. Houston.TX
20. Richard J. Anderson. Europe's Dependence on Russian Natural Gas. George C. Marshall Centre. 2008
21. Caspian Oil and Gas. The Supply Potential of Central Asia and Transcaucasia. International Energy Agency. OECD Publications. 1998
22. Michael P. Croissant & Bulent Aras. (Eds). Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region. Praeger. Westport, Connecticut. London. Pg. 21
23. „მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის— (WEG). „საქართველოს ენერგეტიკული სექტორი ევროკავშირთან ასოცირების კონტექსტში— 2015წ. თბილისი.
24. <http://www.naturalgaseurope.com/trans-adriatic-pipeline-and-turkish-stream-repeating-history-24524>
25. გ.ზაჩმაძე. საქართველოს ენერჯო უსაფრთხოება. გერმანიის ეკონომიკური გუნდი საქართველო. ბერლინი. 2014
26. [Country Gas Profiles. Energy Knowledge. Energy Delta Institute](http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/country-gas-profiles)  
<http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/country-gas-profiles>
27. Eurostat. European Commission.  
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>
28. Statistical Report. 2012 Eurogas. <http://www.eurogas.org/statistics/>
29. OECD-Europe Natural Gas Demand: A Structural Time Series Analysis. British Institute of Energy Economics. <http://www.biee.org/downloads/oecd-europe-natural-gas-demand-a-structural-time-series-analysis/>

30. Independent Statistics and Analysis. U.S. Energy Information Administration.  
<http://www.eia.gov/>
31. International Energy Agency. World Energy Outlook 2012. ელექტრონული ვერსია
32. International Energy Agency. World Energy Outlook 2010. ელექტრონული ვერსია
33. BP Statistical Review of World Energy. 2015 ელექტრონული ვერსია
34. BP Statistical Review of World Energy. 2014 ელექტრონული ვერსია
35. Preventive Action Plan. Ministry of Economy and Energy. Burgaria. 2010
36. BP's Energy Infrastructure Projects in Georgia. Neil Dunn. Tbilisi. March.GIOGIE. 2013
37. Кошеленко В.В, Проблемы обеспечения энергетической безопасности в черноморском регионе. ელექტრონული ვერსია
38. Л.Хухлындина, А.Чиж. Энергетическая политика Европейского союза в начале XX в.ელექტრონული ვერსია
39. Алиев Натиг, Нефть и нефтяной фактор в экономике Азербайджана XIX веке. Баку. 2010 (ელექტრონული ვერსია)
40. Атаев. М. Газовая промышленность Туркменистана. (ელექტრონული ვერსია)
41. Журнал "Международная информация нефтяной индустрии", # 2, 1994 г.(в сокращении)
42. [http://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_countries\\_by\\_natural\\_gas\\_proven\\_reserves](http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_natural_gas_proven_reserves)
43. ამერიკის შეერთებული შტატების ენერგეტიკის საინფორმაციო ადმინისტრაცია. (EIA)
44. <http://en.trend.az/capital/energy/2143311.html>
45. [http://economics.lb.ua/business/2012/04/10/145386\\_azerbaydzhan\\_planiruet\\_udvoit.htm](http://economics.lb.ua/business/2012/04/10/145386_azerbaydzhan_planiruet_udvoit.htm)
46. <http://www.oilru.com/news/425635/>
47. მსოფლიო ბანკი. Doing business 2013
48. <http://ru.reuters.com/article/businessNews/idRUMSE92Q02I20130327>
49. <http://www.gazprom.ru/about/production/central-asia/>
50. <http://www.cnpc.com.cn/en/FlowofnaturalgasfromCentralAsia/FlowofnaturalgasfromCentralAsia2.shtml>
51. [http://en.wikipedia.org/wiki/Trans-Afghanistan\\_Pipeline](http://en.wikipedia.org/wiki/Trans-Afghanistan_Pipeline)
52. [http://abc.az/news\\_12\\_02\\_2010\\_42607.html](http://abc.az/news_12_02_2010_42607.html)
53. World Energy Outlook 2010 – Outlook for Caspian Energy.
54. <http://www.globalsecurity.org/military/world/centralasia/turkmen-energy.htm>
55. <http://business.vesti-ukr.com/109204-stali-izvestny-top-10-samyh-dlinnyh-gazoprovodov-mira>
56. <http://www.naturalgaseurope.com/turkmenistan-supplied-125-bcm-gas-to-china-25610>
57. [http://www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en/press/NewsText?p\\_item\\_id=DDD9BF868B052EFFE040A8C0010143A0](http://www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en/press/NewsText?p_item_id=DDD9BF868B052EFFE040A8C0010143A0)
58. <http://www.reuters.com/article/2013/07/01/italy-tap-ministry-idUSL5N0F722M20130701>
59. <http://www.naturalgaseurope.com/gazprom-trans-caspian-pipeline>
60. <http://www.swissinfo.ch/eng/tap-gas-pipeline-causes-controversy/36350416>
61. <http://interfaxenergy.com/gasdaily/article/17774/iran-targeting-european-market-with-lng-not-piped-gas>

62. [http://www.prometey.com.ru/ru\\_11.htm](http://www.prometey.com.ru/ru_11.htm)
63. [http://www.razumkov.org.ua/ukr/article.php?news\\_id=377](http://www.razumkov.org.ua/ukr/article.php?news_id=377)
64. [http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/AREAS\\_OF\\_WORK/Investments/PART\\_A\\_Gas/Albania](http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/AREAS_OF_WORK/Investments/PART_A_Gas/Albania)
65. <http://www.trans-adriatic-pipeline.com/en/why-tap/benefits-for-south-eastern-europe/>
66. [http://abc.az/eng/news\\_30\\_07\\_2013\\_75187.html](http://abc.az/eng/news_30_07_2013_75187.html)
67. European Energy Program for Recovery
68. Oil and Gas Security. Turkey. IEA. 2013
69. BOTAS. Annual Report. 2010
70. Natural Gas Market. Sector Report. 2011. Energy Market Regulatory Authority of Turkey.
71. Turkey's natural gas market Expectations and developments 2012. Deloitte.
72. TURKEY'S ENERGY STRATEGY
73. [http://en.wikipedia.org/wiki/Blue\\_Stream](http://en.wikipedia.org/wiki/Blue_Stream)
74. <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=TU&trk=m>
75. [http://www.geni.org/globalenergy/library/national\\_energy\\_grid/turkey/EnergyOverviewofTurkey.shtml](http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/turkey/EnergyOverviewofTurkey.shtml)
76. <http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/interactive-world-gas-map/europe/turkey>
77. <http://www.botas.gov.tr/defaultEN.asp>
78. [http://www.enerji.gov.tr/yayinlar\\_raporlar\\_EN/Sektor\\_Raporu\\_TPAO\\_2009\\_en.pdf](http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar_EN/Sektor_Raporu_TPAO_2009_en.pdf)
79. [http://en.wikipedia.org/wiki/Category:Energy\\_in\\_Turkey](http://en.wikipedia.org/wiki/Category:Energy_in_Turkey)
80. <http://www.invest.gov.tr/en-US/sectors/Pages/Energy.aspx>
81. [https://energypedia.info/wiki/Greece\\_Energy\\_Situation#Energy\\_Consumption](https://energypedia.info/wiki/Greece_Energy_Situation#Energy_Consumption)
82. <http://www.lngindustry.com/regasification/23072014/DESFA-receives-LNG-tank-approval-1054/>
83. IEA. Oil and Gas Security. Greece. 2010.
84. DESFA. Presentation to 8th GAS FORUM. Ljubljana 25-26 September 2013. Pres.
85. Michael Hoffman, Director External Affairs. TAP. —Opening the Southern Gas Corridor|| EU- Balkan Summit Sofia, October. 2013. Pres.
86. Konstantinos Maroullis. General Manager Director, Gas Transmission, Administration & Finance. DESFA. DESFA's LNG TERMINAL IN GREECE. Pres.
87. Anastasios Giamouridis. Natural Gas in Greece and Albania Supply and Demand Prospects to 2015. Oxford Institute for Energy Studies. 2009.
88. Dr. George Paparsenos, CEO DESFA S.A. Greek National Natural Gas System (NNGS): Development and Prospects. May 2011
89. <http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/interactive-world-gas-map/europe/greece>
90. <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=GR&trk=m>
91. [http://www.rae.gr/site/en\\_US/categories\\_new/gas/market/wholesale\\_gr.csp](http://www.rae.gr/site/en_US/categories_new/gas/market/wholesale_gr.csp)
92. <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1054179.PDF>
93. <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/36372.PDF>
94. <http://www.transconflict.com/2010/09/re-linking-the-western-balkans-the-energy-dimension-309/>



95. [www.novinite.com/articles/163381/Eurocoal%3A+Bulgaria's+Coal+Production+Decreases+over+Past+Few+Years](http://www.novinite.com/articles/163381/Eurocoal%3A+Bulgaria's+Coal+Production+Decreases+over+Past+Few+Years)
96. [http://www.bulgartransgaz.bg/UserFiles/File/News/TYNBP\\_26072013-en-FINAL.pdf](http://www.bulgartransgaz.bg/UserFiles/File/News/TYNBP_26072013-en-FINAL.pdf)
97. 2012-2013 Ten-Year Network Development Plan of Bulgartransgaz EAD
98. <http://www.reegle.info/countries/bulgaria-energy-profile/BG?gclid=CIyq0ubi6rgCFYmR3god8kMAQg>
99. <http://www.bulgartransgaz.bg/en/index.php?page=13&sid=24>
100. <http://www.mi.government.bg/en/themes-c186.html>
101. <http://europa.eu/about-eu/countries/member-countries/bulgaria/>
102. <http://www.iene.gr/4thSEED/articlefiles/5thSession/simitchiev.pdf>
103. Gas Regional Investment Plan. Southern Corridor. 2012 – 2021
104. The Future of the Natural Gas Market in Southeast Europe
105. The level of Transparency of Oil and Gas Transit Operations through Bulgaria, Georgia, Turkey and Ukraine
106. State Energy and Water Regulatory Commission (SEWRC) Bulgaria. Annual Report to European Commission. July 2014
107. <https://www.mercatoelettrico.org/EN/Mercati/PB-GAS/PBGAS.aspx>
108. <http://abarrellfull.wikidot.com/lng-terminals-in-europe> (LNG ტერმინალების კატალოგი)
109. [http://www.gie.eu/download/maps/2015/GIE\\_LNG\\_2015\\_A0\\_1189x841\\_FULL\\_wINF\\_OGRAPHICS\\_FINAL.pdf](http://www.gie.eu/download/maps/2015/GIE_LNG_2015_A0_1189x841_FULL_wINF_OGRAPHICS_FINAL.pdf) (LNG ტერმინალების ელექტრონული რუკა)
110. [http://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2013/ENTSOG\\_130724\\_MAP\\_CAP-Transmission.pdf](http://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2013/ENTSOG_130724_MAP_CAP-Transmission.pdf) (ევროპის გაზსადენების ელექტრონული რუკა)
111. თ.გოჩიტაშვილი. ენერჯეტიკის ზოგადი მიმოხილვა ქვესექტორებისა და ენერგორესურსების მიხედვით. სუფთა ენერჯის პროგრამა (EC-LEDS)/III კომპონენტი. თბილისი. 2015
112. Prospects of Underground Gas Storage Arrangement in Georgia, Preliminary study report, GOGC, 2014
113. საქართველოს გაზის ტრანსპორტირების კომპანია. [www.ggtc.ge](http://www.ggtc.ge)
114. ენერჯეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული კომისია. [www.gnerc.org](http://www.gnerc.org)
115. „საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაციის— 2014 წლის საქმიანობის ანგარიში. (ელექტრონული ვერსია)