# საქართველო

# მიწოდების უსაფრთხოების ანგარიში ელექტროენერგეტიკულ სექტორში

2021

# სარჩევი

1. ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოებისა და ელექტროენერგიის სექტორის სამართლებრივი რეგულირება 3
1.1. ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ კანონი 3
1.2 საქართველოს კანონი განახლებადი წყაროებიდან ენერგიის წარმოებისა და გამოყენების წახალისების შესახებ 4
1.3. ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების საკანონმდებლო ჩარჩოს დამტკიცება 6
2. ელექტროენერგიის სექტორი 21
2.1.ელექტროენერგიის ბაზარი 22
2.1.1 დღევანდელი ბაზრის მოდელი 22
2.1.2 ბაზრის კონცეფცია 24
2.1.3. ელექტროენერგიის ბაზრის ძირითადი მონაწილეები 24
2.2 ელექტროსისტემა 30
2.2.1.ელექტროენერგიის გენერაცია 30
2.2.1.1. გენერაციის სიმძლავრეები და ელექტროენერგიის გამომუშავება ბოლო წლებში მონაცემები გენერაციის შესახებ 30
2.2.1.2. ელექტროსადგურების მუშაობა 34
2.2.1.3. ენერგიის განახლებადი წყაროები 36
2.2.1.4. ახალი გენერაციის მშენებლობასთან დაკავშირებული საქმიანობები 36
3. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების სცენარები 43
3.1. გენერაციის ადეკვატურობა 44
3.2. თბოსადგურების საჭიროება 46
3.3. განახლებადი ენერგიის წყაროების ინტეგრირება საქართველოს ენერგოსისტემაში 47
3.4 გადამცემი სისტემა 54
3.5 გამანაწილებელი ქსელი 70
3.5.1 სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“ 70
3.5.2 სს „თელასი“ 74
3.6. ელ. ენერგიის დატვირთვა და მაქსიმალური მოხმარება 81
3.7 გენერაციის და მოხმარების ბალანსები გასულ წლებში 85
3.8 მოხმარების და გენერაციის პროგნოზი 2020-2030 წლებისთვის 86
4. დასკვნა 89

# 1. ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოებისა და ელექტროენერგიის სექტორის სამართლებრივი რეგულირება

## 1.1. ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ კანონი

ენერგეტიკული სექტორის მარეგულირებელი ძირითადი კანონი - „ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ საქართველოს კანონი (შემდგომში „ენერგეტიკის კანონი“) საქართველოს პარლამენტმა მიიღო 2019 წლის 20 დეკემბერს.

ენერგეტიკის კანონმა შექმნა სამართლებრივი ჩარჩო საქართველოს კანონმდებლობაში ევროკავშირის შემდეგი სამართლებრივი აქტების მოთხოვნათა გასათვალისწინებლად და ასამოქმედებლად: ა) 2009 წლის 13 ივლისის N2009/72/EC დირექტივა ელექტროენერგიის შიდა ბაზრისათვის საერთო წესების შესახებ, რომლითაც გაუქმდა დირექტივა N2003/54/EC; 2) 2009 წლის 13 ივლისის N714/2009(EC) რეგულაცია ელექტროენერგიის ტრანსსასაზღვრო გაცვლის სისტემებზე დაშვების პირობების შესახებ, რომლითაც გაუქმდა რეგულაცია (EC)N1228/2003; 3) 2006 წლის 18 იანვრის N2005/89/EC დირექტივა ელექტროენერგიის მიწოდებისა და ინფრასტრუქტურაში ინვესტიციების უსაფრთხოების უზრუნველყოფის ზომების შესახებ; 4) 2009 წლის 13 ივლისის N2009/73/EC დირექტივა ბუნებრივი გაზის შიდა ბაზრისათვის საერთო წესების დაწესების შესახებ, რომლითაც გაუქმდა დირექტივა N2003/55/EC; 5) 2009 წლის 13 ივლისის (EC)N715/2009 რეგულაცია ბუნებრივი გაზის გადამცემ ქსელებზე დაშვების პირობების შესახებ, რომლითაც გაუქმდა რეგულაცია (EC)N1775/2005; 6) 2004 წლის 26 აპრილის N2004/67/EC დირექტივა ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველყოფის ზომების შესახებ.

<u>ენერგეტიკის კანონი ელექტროენერგეტიკულ სექტორთან შესაბამისობაში ადგენს:</u>

- გენერაციის, გადაცემის, დისტრიბუციის, მიწოდების და ვაჭრობის ზოგად სამართლებრივი ჩარჩოს;
- ელექტროენერგეტიკული სექტორის მართვასა და ორგანიზებასთან, რეგულირებასთან, მონიტორინგთან და ზედამხედველობასთან დაკავშირებულ საკითხებს;
- ელექტროენერგიის ბაზრებზე თავისუფალ დაშვებას;
- ელექტროენერგიის ტრანსსასაზღვრო ვაჭრობას;
- კრიტერიუმებსა და პროცედურებს, რომლებიც გამოიყენება ტენდერის გამოცხადებასა და ენერგეტიკული საქმიანობის ავტორიზაციასთან, ელექტროენერგეტიკული სისტემების ოპერირებასა და მათზე დაშვებასთან;
- საჯარო მომსახურების ვალდებულებებს ელექტროენერგეტიკულ სექტორებში;
- მომხმარებელთა უფლებებს და მათი უფლებების დაცვას;
- ზომებს მიწოდების უსაფრთხოების ისეთი დონის დაცვის მიზნით, რომელიც უზრუნველყოფს ელექტროენერგეტიკის სექტორის გამართულად ფუნქციონირებას;
- სამართლებრივი ჩარჩოს, რომლის ფარგლებშიც განისაზღვრება მიწოდების უსაფრთხოების პოლიტიკა;

- ელექტროენერგიისა კონკურენტუნარიანი ბაზრის მოთხოვნების შესაბამისად, მიწოდების უსაფრთხოების დაცვის პროცედურებს.

ენერგეტიკის კანონის მიზანია, უზრუნველყოს:

- სამართლებრივი საფუძვლის შექმნა მომხმარებლისთვის დადგენილი ხარისხის სტანდარტების შესაბამისად, ელექტროენერგიის საიმედო მომარაგებისთვის;
- ელექტროენერგეტიკული სისტემის უსაფრთხო, საიმედო და ეფექტიანი ოპერირება;
- კომისიისა და რეგულირებული საწარმოების უფლებებისა და მოვალეობების განსაზღვრა;
- ელექტროენერგიის ბაზრის სრულად გახსნის ხელშეწყობა კონკურენტუნარიანობის, გამჭვირვალობისა და არადისკრიმინაციულობის პრინციპებზე დაყრდნობით;
- ერთიანი წესების დადგენა საქართველოს ელექტროენერგეტიკის ორგანიზებისა და ფუნქციონირებისთვის, მათი შემდგომი განვითარების ჩათვლით, მომავალში ენერგეტიკული გაერთიანების ქვეყნებთან ურთიერთდაკავშირების შემთხვევაში, ევროპის მასშტაბით ინტეგრაციის გათვალისწინებით;
- საჯარო მომსახურების ვალდებულებების განხორციელების ვადებისა და პირობების დადგენა და საბოლოო მომხმარებლის ინტერესების დაცვის უზრუნველყოფა;
- გადამცემი სისტემის ოპერატორებისა და გამანაწილებელი სისტემის ოპერატორების განცალკევების რეგულირება და მონიტორინგი;
- ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში, მათ შორის, მეზობელ სისტემებთან ურთიერთდამაკავშირებლებში, მიწოდების უსაფრთხოების გაზრდის საშუალებებში, ინვესტიციების განსახორციელებლად სათანადო პირობების შექმნა;
- სისტემისა და ბაზრის ოპერატორების, კომისიისა და სხვა სახელმწიფო ორგანოების რეგიონალური და საერთაშორისო თანამშრომლობა.

## 1.2 საქართველოს კანონი განახლებადი წყაროებიდან ენერგიის წარმოებისა და გამოყენების წახალისების შესახებ

ასოცირების შესახებ შეთანხმების შესაბამისად, ერთის მხრივ, საქართველოსა და მეორეს მხრივ, ევროკავშირს და ევროპის ატომური ენერგიის გაერთიანებას და მათ წევრ სახელმწიფოებს შორის (შემდგომში „ასოცირების ხელშეკრულება“) და ენერგეტიკული გაერთიანების დამფუძნებელ ხელშეკრულებაზე საქართველოს მიერთების შესახებ ოქმის შესაბამისად (შემდგომ„ ოქმი “), საქართველოს აქვს ვალდებულება, მოახდინოს ევროკავშირის 2009/28/EC დირექტივის ჰარმონიზება განახლებადი წყაროებიდან ენერგიის გამოყენების წახალისების შესახებ. საქართველომ შეასრულა აღნიშნული ვალდებულება და 2019 წლის 20 დეკემბერს საქართველოს პარლამენტმა მიიღო კანონი განახლებადი წყაროებიდან ენერგიის წარმოებისა და გამოყენების წახალისების შესახებ (შემდგომში „განახლებადი ენერგიის კანონი”).

განახლებადი ენერგიის კანონი ადგენს:

- სამართლებრივ საფუძვლებს განახლებადი წყაროებიდან ენერგიის წარმოებისა და გამოყენების წასახალისებლად;

- ენერგიის მთლიან საბოლოო მოხმარებასა და ენერგიის ტრანსპორტის მიერ მოხმარებაში განახლებადი წყაროებიდან მიღებული ენერგიის საერთო წილის სავალდებულო ეროვნული საერთო სამიზნე მაჩვენებლებს;
- მხარდაჭერის სქემებთან დაკავშირებულ ნორმებს;
- საქართველოსა და ენერგეტიკული გაერთიანების ხელშემკვრელ მხარეებს შორის სტატისტიკური ტრანსფერების განხორციელების შესაძლებლობას;
- საქართველოსა და ენერგეტიკული გაერთიანების ხელშემკვრელი მხარეების ერთობლივ პროექტებთან და საქართველოსა და მესამე ქვეყნების ერთობლივ პროექტებთან დაკავშირებულ წესებს;
- წარმოშობის სერტიფიკატებს, ადმინისტრაციულ პროცედურებთან, საინფორმაციო უზრუნველყოფასა და ტრენინგებთან, განახლებადი წყაროებიდან მიღებული ენერგიისა და ბიოგაზის ელექტროენერგეტიკულ ქსელსა და ბუნებრივი გაზის ქსელთან დაშვებასთან დაკავშირებულ ნორმებს;
- ბიოსაწვავისა და ბიოსითხეების მდგრადობის კრიტერიუმებს.

განახლებადი ენერგიის კანონის მიხედვით, ენერგიის მთლიან საბოლოო მოხმარებაში განახლებადი წყაროებიდან მიღებული ენერგიის წილის ეროვნული საერთო სამიზნე მაჩვენებლები განისაზღვრა 35%-ით, რომელიც მიღწეულ უნდა იქნეს 2030 წლისათვის. აღნიშნული სამიზნე მაჩვენებლის მისაღწევად კანონმდებელი მხარდაჭერის სქემების არჩევის შესაძლებლობის თავისუფლებას იძლევა. განახლებადი ენერგიის კანონის შესაბამისად, მთავრობა ვალდებულია, დაამტკიცოს განახლებადი ენერგიის ეროვნული სამოქმედო გეგმა (NREAP) ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროს (შემდგომში „სამინისტრო“) წარდგინებით 2 წელიწადში ერთხელ. NREAP ადგენს ეროვნულ საერთო სამიზნე მაჩვენებელს და, ასევე, საქართველოს ეროვნული საერთო სამიზნე მაჩვენებლების მიღწევისთვის მისაღებ ადეკვატურ ზომებს. 2019 წელს მთავრობამ დაამტკიცა განახლებადი ენერგიის ეროვნული სამოქმედო გეგმა ევროკავშირის 2009/28/EC დირექტივის შესაბამისად, მიუხედავად იმისა, რომ აღნიშნული დირექტივა არ იყო იმპლემენტირებული იმ დროისათვის.

NREAP– ის მიზნებია:

1. განახლებადი ენერგიის მიმდინარე საკანონმდებლო და ინსტიტუციური ჩარჩოს აღწერა, ევროკავშირის განახლებადი ენერგიის დირექტივის მოთხოვნების შესაბამისად.
2. მთელი რიგი პოლიტიკური და საინვესტიციო ღონისძიებების შეთავაზება (მათი სავარაუდო ინვესტიციის ღირებულების მითითებით).

განახლებადი ენერგიის კანონის შესაბამისად სამინისტრო შეიმუშავებს მხარდამჭერ სქემებს და წარუდგენს საქართველოს მთავრობას დასამტკიცებლად. მთავრობა, სამინისტროს წარდგინებით, დაამტკიცებს დახმარების სქემებს, განახლებადი ენერგიის კანონის ამოქმედებიდან 12 თვის განმავლობაში. მთავრობის მიერ სქემის დამტკიცებამდე, კონკურენციის პრინციპების გათვალისწინების მიზნით მხარდაჭერის სქემა შეთანხმებული უნდა იყოს სახელმწიფო დახმარების შესახებ საქართველოს კანონმდებლობით უფლებამოსილ სახელმწიფო ორგანოსთან. განახლებადი ენერგიის კანონი განსაზღვრავს თუ

რა სახის მხარდაჭერის სქემები შესაძლოა არსებობდეს, თუმცა ასევე აკეთებს დათქმას, რომ შესაძლოა მათი განვრცობა. ეს მხარდაჭერის სქემებია: საინვესტიციო დახმარება, გადასახადისგან გათავისუფლება ან მისი შემცირება, გადასახადის დაბრუნება, მწვანე სერტიფიკატები და პირდაპირი ფასის მხარდამჭერი სქემები, რომლებიც სპეციალურ მწვანე ტარიფსა და პრემიალურ ტარიფს მოიცავს.

2020 წლის 2 ივლისს საქართველოს მთავრობამ მიიღო N403 დადგენილება „განახლებადი წყაროებიდან ენერგიის წარმოებისა და გამოყენების მხარდაჭერის სქემის დამტკიცების შესახებ“. განახლებადი ენერგიის აღნიშნული მხარდაჭერის სქემა განსაზღვრავს კერძო ინიციატორის მიერ საქართველოში განახლებად წყაროზე მომუშავე 5 მეგავატზე მეტი დადგმული სიმძლავრის ელექტროსადგურის მშენებლობისა და ოპერირების ხელშემწყობ ღონისძიებებს. ახალი მხარდაჭერის სქემა წარმოადგენს ფასთა სხვაობის ხელშეკრულების მაგალითს (CfD) და მოიცავს ორ კომპონენტს: მხარდაჭერის პერიოდს (ათი წლის ვადით, წელიწადში 8 თვის განმავლობაში) და პრემიალურ ტარიფს (ელექტროენერგიის ორგანიზებულ ბაზარზე შესაბამისი საათისთვის დაფიქსირებულ საბითუმო (წონასწორულ) ფასზე დამატებული ტარიფი).

საქართველოს პარლამენტმა 2018 წლის 4 მაისს მიიღო კანონი საჯარო და კერძო თანამშრომლობის შესახებ ("PPP"). იგი ადგენს საჯარო და კერძო თანამშრომლობის სამართლებრივ საფუძვლებს, მათ შორის, საჯარო და კერძო თანამშრომლობის პროექტის შემუშავებასა და განხორციელებასთან დაკავშირებულ წესებსა და პროცედურებს, საჯარო და კერძო თანამშრომლობის პრინციპებს, ასევე, კანონი მოიცავს საჯარო და კერძო თანამშრომლობასთან დაკავშირებულ სხვა საკითხებს. საჯარო და კერძო თანამშრომლობის შესახებ კანონის შესაბამისად, საჯარო და კერძო თანამშრომლობის მიზნებს წარმოადგენს, პროექტების ეფექტიანობის ზრდა; საჯარო ინტერესის დაკმაყოფილება ახალი საჯარო ინფრასტრუქტურის შექმნით ან/და საჯარო მომსახურების მიწოდებით ან/და არსებულის გაუმჯობესებით; კერძო დაფინანსების მოზიდვა; საჯარო ფინანსების ხარჯვის ეფექტიანობის ზრდა; საჯარო და კერძო სექტორებს შორის რისკების განაწილება და კერძო პარტნიორის ნოუ-ჰაუს გამოყენება.

საქართველოს მთავრობის დადგენილება №426 „საჯარო და კერძო თანამშრომლობის პროექტის შემუშავებისა და განხორციელების წესის დამტკიცების შესახებ“ მიღებულ იქნა 2018 წლის 17 აგვისტოს. დადგენილება შემუშავდა „საჯარო და კერძო თანამშრომლობის შესახებ“ საქართველოს კანონის შესაბამისად.

## 1.3. ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების საკანონმდებლო ჩარჩოს დამტკიცება

ასოცირების ხელშეკრულების და მიერთების ოქმის შესაბამისად საქართველომ ევროკავშირის 2005/89/EC დირექტივა ელექტროენერგიის მიწოდებისა და ინფრასტრუქტურაში ინვესტირების უსაფრთხოების უზრუნველყოფის ზომების შესახებ დებულებების ეროვნულ კანონმდებლობაში გადმოტანის ვალდებულება იკისრა. თუმცა

ევროკავშირმა განაახლა დირექტივა 2005/89/EC პარიზის შეთანხმების შესაბამისად შექმნილი „სუფთა ენერგია ყველა ევროპელისთვის“ პაკეტის გათვალისწინებით. დირექტივა 2005/89 ძალა დაკარგულია ევროკავშირის დონეზე, იგი გაუქმებულ იქნა ევროკავშირის ახალი 2019/941 რეგულაციით.

ასოცირების შეთანხმების 418-ე მუხლი არეგულირებს დინამიური დაახლოების პრინციპს, რომლის მიხედვითაც განსაზღვრულია პერიოდული გადახედვა და განახლება ასოცირების შეთანხმების დანართების, მათ შორის ევროკავშირის სამართლისა და მხარეთა მიერ მართებულად მიჩნეულ საერთაშორისო დოკუმენტებში განმტკიცებული შესაბამისი სტანდარტების განვითარების ასახვის მიზნით. ამასთან, საქართველოს მთავრობის N183 (2020 წლის 30 იანვარი) განკარგულების მიხედვით, დამტკიცებულ იქნა „ქართული კანონმდებლობის ევროკავშირის კანონმდებლობასთან დაახლოების სახელმძღვანელო“, რომელიც მხარს უჭერს ეროვნულ კანონმდებლობაში ევროკავშირის სამართლებრივი აქტების მხოლოდ ბოლოს მოქმედი რედაქციის ტრანსპოზიციას.

„ენერგეტიკული გაერთიანების“ სამდივნო დაეთანხმა 2019/941 რეგულაციის ტრანსპოზიციას საქართველოს კანონმდებლობაში (დოკუმენტის პროექტის მიღების პროცესში) ე.წ ადრეული იმპლემენტაციის (early implementation) პრინციპზე დაყრდნობით, მიუხედავად იმისა, რომ 2019/941 რეგულაცია ჯერ კიდევ არ არის მიღებული ენერგეტიკულ გაერთიანებაში სავალდებულო კანონმდებლობით, ხოლო დირექტივა 2005/89/EC კვლავ ენერგეტიკული გაერთიანების კანონმდებლობის ნაწილია. უფრო მეტიც, 2005/89/EC დირექტივის მნიშვნელოვან მოთხოვნებს უკვე ასახავს საქართველოს ენერგეტიკის კანონი, რომელიც მიღებულია 2019 წლის 20 დეკემბერს.

მეორადი კანონმდებლობის მიღების ვალდებულება განსაზღვრულია ენერგეტიკის კანონის მიხედვით. 138.2. დ) მუხლის შესაბამისად, „*სამინისტრო ამტკიცებს ელექტროენერგიისა და ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების წესებს, რომელიც არეგულირებს ენერგეტიკული საწარმოების, გაზრის მონაწილეების, სისტემით მოსარგებლეებისა და მომხმარებლების ფუნქციებსა და პასუხისმგებლობას ელექტროენერგიისა და ბუნებრივი გაზის მიწოდების უსაფრთხოების მინიმალური დონისა და სტანდარტის მიღწევის პროცესში.*” აღნიშნული დანაწესის შესაბამისად, სამინისტრომ 2020 წლის 2 დეკემბერს დაამტკიცა „ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების წესები, (შემდგომში „მიწოდების წესები“) სამ დანართთან ერთად. მიწოდების უსაფრთხოების წესები, რომელიც მოიცავს ევროკავშირის 2019/941 რეგულაციის ძირითად დებულებებს, მომზადდა სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის მიერ“ სამინისტროსა და კომისიასთან თანამშრომლობით.

ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების წესები განსაზღვრავს:

- ელექტროენერგიის კრიზისის რისკების შემცირების, აგრეთვე, ელექტროენერგეტიკის სექტორში კრიზისის პრევენციისა და მართვისთვის მომზადების წესებს;
- საგანგებო სიტუაციების რისკების მართვის გეგმის შემუშავებას;
- ელექტროენერგიის უსაფრთხოების რისკებისა და კრიზისული სცენარების გამოვლენისა და შეფასების და ადეკვატურობის შეფასების მეთოდოლოგიების შედგენის წესებს;

- მიწოდების უსაფრთხოებასთან დაკავშირებული ინფორმაციის გაცვლის წესებს;
- ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების ადეკვატური დონის დაცვის საერთო მიზნის ხელშეწყობას;
- ელექტროენერგეტიკული საწარმოების, ელექტროენერგიის ბაზრის მონაწილეების, სისტემით მოსარგებლეებისა და მომხმარებლების როლებს და პასუხისმგებლობებს, ელექტროენერგიის უსაფრთხოების რისკების შემცირებისა და ელექტროენერგიის სფეროში კრიზისის პრევენციისა და მართვისთვის მომზადების თვალსაზრისით;
- ელექტროენერგიის კრიზისის მართვას გამჭვირვალობის უზრუნველყოფითა და კონკურენტული ელექტროენერგიის ბაზრის მოთხოვნების გათვალისწინებით.

მიწოდების უსაფრთხოების წესების შესაბამისად, სამინისტრომ დაამტკიცა სამი მეთოდოლოგია - 1) ელექტროენერგიის უსაფრთხოების რისკებისა და კრიზისული სცენარების გამოვლენისა და შეფასების მეთოდოლოგია (დანართი 1), 2) მოკლევადიანი და სეზონური ადეკვატურობის შეფასების მეთოდოლოგია (დანართი 2) და 3) საშუალო და გრძელვადიანი ადეკვატურობის შეფასების მეთოდოლოგია (დანართი 3).

### 1.3.1 ელექტროენერგიის უსაფრთხოების რისკებისა და კრიზისული სცენარების გამოვლენისა და შეფასების მეთოდოლოგია

მიწოდების უსაფრთხოების წესების მე-4 მუხლის შესაბამისად, გადაცემის სისტემის ოპერატორმა (გსო) უნდა განსაზღვროს და შეაფასოს ელექტროენერგიის უსაფრთხოების ყველაზე მნიშვნელოვანი რისკები და კრიზისული სცენარები დამტკიცებული მეთოდოლოგიის შესაბამისად. გსო-მ შეიმუშავა და სამინისტროს წარუდგინა ელექტროენერგიის კრიზისის ეროვნული სცენარების იდენტიფიკაციის მეთოდოლოგია, რომელიც დამტკიცდა მიწოდების უსაფრთხოების წესების დანართად N1, 2020 წლის 2 დეკემბერს. აღნიშნული მეთოდოლოგიის საფუძველზე, გსო-მ სამინისტროსთან თანამშრომლობით უნდა დაადგინოს ყველაზე შესაბამისი ელექტროენერგიის კრიზისული სცენარები და ელექტროენერგიის უსაფრთხოების საკითხებში კომპეტენტურმა ორგანომ - სამინისტრომ უნდა უზრუნველყოს ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოებასთან დაკავშირებული ყველა შესაბამისი რისკის შეფასება.

მეთოდოლოგია განსაზღვრავს სისტემის ადეკვატურობასთან, სისტემის უსაფრთხოებასთან და საწვავის უსაფრთხოებასთან დაკავშირებული ყველაზე რელევანტურ რისკებსა და ელექტროენერგიის კრიზისებს. მეთოდოლოგია ითვალისწინებს უნდა ითვალისწინებდეს, შემდეგ საფრთხეებსა და გარემოებებს:

ა) ბუნებრივი საფრთხეები, როგორიცაა მიწისძვრა, ხანძარი, ძლიერი ქარები, ძლიერი წვიმა, მაღალი ტემპერატურა, ექსტრემალური სიცივე;
ბ) n-1 კრიტერიუმის მიღმა არსებული შემთხვევითი საფრთხეები და გამონაკლისი გაუთვალისწინებელი სიტუაციები;
გ) შედეგობრივი საფრთხეები, მათ შორის, საწვავის დეფიციტის შედეგები, გადაცემის ან განაწილების ქსელის მშენებლობის გადაუდებელი სამუშაოების მოულოდნელი

აუცილებლობა და მტრული განზრახვით განხორციელებული თავდასხმა, როგორიცაა კიბერთავდასხმა;

დ) ისეთი მტრული და კრიმინალური თავდასხმები, როგორიცაა შეიარაღებული კონფლიქტები, ძარცვა, ოკუპაცია, დივერსია.

### 1.3.2. ადეკვატურობის შეფასების მეთოდოლოგიები

გსო-მ სამინისტროს დასამტკიცებლად წარუდგინა „სეზონური და მოკლევადიანი ადეკვატურობის შეფასების და საშუალოვადიანი და გრძელვადიანი ადეკვატურობის შეფასების მეთოდოლოგიები. აღნიშნული მეთოდოლოგიები მიწოდების უსაფრთხოების წესებთან ერთად მიღებულ იქნა 2020 წლის 2 დეკემბერს.

მიწოდების უსაფრთხოების წესების მე -6 მუხლის შესაბამისად, გსო-მ უნდა ჩაატაროს სეზონური და მოკლევადიანი ადეკვატურობის შეფასება, წესების დანართ #2 – ით განსაზღვრული მეთოდოლოგიის მიხედვით, რაც შეეხება ადეკვატურობის გრძელვადიან და საშუალოვადიან შეფასებას - იგი უნდა ჩატარდეს წესების დანართი # 3 მეთოდოლოგიის შესაბამისად

მეთოდოლოგიებში განსაზღვრულია შემდეგი საკითხები:

ა) არაპროგნოზირებადი/არაგეგმიური გარემოებები, მაგალითად, გადაცემის სიმძლავრის გათიშვის ალბათობა, ელექტროსადგურების არაგეგმური გათიშვის ალბათობა, მძიმე კლიმატური პირობები, მოთხოვნის ცვალებადობა და ენერგიის განახლებადი წყაროებიდან ენერგეტიკული გამომუშავების ცვალებადობა;

ბ) ელექტროენერგიის კრიზისის დადგომის ალბათობა;

გ) პარალელური ელექტროენერგიის კრიზისის დადგომის ალბათობა;

დ) გადამცემი სისტემის ოპერატორის და სხვა სუბიექტების იმ საინვესტიციო გეგმის განხილვა (არანაკლებ მომავალი 5 (ხუთი) კალენდარული წლის), რომელიც ეხება ტრანსსასაზღვრო ურთიერთკავშირების შესაძლებლობების უზრუნველყოფას.

საშუალო და გრძელვადიანი ადეკვატურობის შეფასებები უზრუნველყოფენ ინვესტიციის საჭიროებების შესახებ საქართველოს მიერ გადაწყვეტილებები მიღებულ იქნას გამჭვირვალე და საზოგადოდ მიღებული სტანდარტების მიხედვით (დაინტერესებულ მხარეებს შორის). მოკლე ვადიანი და სეზონური ადეკვატურობის შეფასებები გამოიყენება მოკლე ვადებში ადეკვატურობასთან დაკავშირებულ შესაძლო პრობლემების აღმოსაჩენად, კერძოდ სეზონური (ექვს თვიანი), ერთ თვიანი, ერთ კვირიანი ან მინიმუმ ერთ დღიანი ადეკვატურობის შეფასებები. ამ შეფასებებმა პირველ რიგში უნდა უზრუნველყონ რელევანტური დაინტერესებული მხარეების ინფორმირებულობა რისკების შესახებ, შეუწყონ ხელი სისტემის ოპერირებას რისკების იდენტიფიცირებით, მათი არსებობის შემთხვევაში.

გსო ვალდებულია საშუალოვადიანი და გრძელვადიანი ადეკვატურობის შეფასებები ჩაატაროს მეთოდოლოგიებზე დაყრდნობით. შესაბამისი სისტემის ადეკვატურობის შეფასება უნდა წარედგინოს სამინისტროს.

ენერგეტიკის კანონის 138-ე მუხლის შესაბამისად, სამინისტრო ვალდებულია მოამზადოს და გამოაქვეყნოს ამზადებს და აქვეყნებს ქვეყანაში ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების ერთიან ანგარიშს, რომელიც უნდა მოიცავდეს სხვა საკითხებთან ერთად ქვეყნის ელექტროენერგეტიკული სისტემის ერთიან შესაძლებლობას, უზრუნველყოს ელექტროენერგიაზე არსებული ან საპროგნოზო მოთხოვნის დაკმაყოფილება.

### 1.3.3 საგანგებო სიტუაციების რისკის მართვის გეგმა

მიწოდების უსაფრთხოების წესების მე-7-8 მუხლების შესაბამისად, სამინისტრო ეუუჯ-სთან, კომისიასთან, გსო-სთან, გამანაწილებელი სისტემის ოპერატორებთან, ელექტროენერგიის მწარმოებლებთან, საჭიროების შემთხვევაში, სხვა ენერგეტიკულ საწარმოებთან და საყოფაცხოვრებო და არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებლების ინტერესების წარმომადგენელ შესაბამის ორგანიზაციებთან თანამშრომლობის ფარგლებში შეიმუშავებს საგანგებო სიტუაციების რისკის მართვის გეგმას. რისკის მართვის გეგმა:

ა) მოიცვას ელექტროენერგიის უსაფრთხოების რისკებს და კრიზისული სცენარებს
ბ) მოიცავს დაგეგმილ ან განხორციელებულ ეროვნულ და რეგიონალურ ზომებს ელექტროენერგიის კრიზისის თავიდან ასაცილებლად, კრიზისისთვის მოსამზადებლად და შესამცირებლად.
გ) განსაზღვრავს სამინისტროს და სხვა სახელმწიფო ორგანოების, აგრეთვე ელექტროენერგეტიკული საწარმოების, ელექტროენერგიის ბაზრის მონაწილეების, სისტემით მოსარგებლეებისა და მომხმარებლების როლს და პასუხისმგებლობებს;
დ) განსაზღვრავს საბაზრო ღონისძიებების წვლილი ელექტროენერგიის კრიზისთან გამკლავებაში და ელექტროენერგიის კრიზისის დროს განსახორციელებელ შესაძლო არასაბაზრო ღონისძიებებს;
ე) აღწერს იმ მექანიზმებს, რომელიც გამოიყენება ნებისმიერი ელექტროენერგიის კრიზისის შესახებ საზოგადოების ინფორმირებისთვის.

რისკის მართვის გეგმა დამტკიცდება 2 წლის შემდგომ მიწოდების უსაფრთხოების წესების ძალაში შესვლიდან. რისკის მართვის გეგმა უნდა განახლდეს ოთხ წელიწადში ერთხელ

### 1.3.4 მიწოდების უსაფრთხოების ზედამხვედველობა

მიწოდების უსაფრთხოებაზე პასუხისმგებლობა ეკისრება სამინისტროს. ენერგეტიკის კანონის 138-ე მუხლის შესაბამისად, საქართველოში ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოებას ზედამხედველობს სამინისტრო, კომისიასთან და შესაბამის შემთხვევებში სხვა კომპეტენტურ სახელმწიფო ორგანოებთან და ელექტროენერგიის გადამცემი სისტემის ოპერატორთან თანამშრომლობით. ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების ზედამხედველობა მოიცავს შემდეგ საკითხებს:

ა) ელექტროენერგიის ბაზარზე არსებულ მიწოდებასა და მოთხოვნას შორის ბალანსის შენარჩუნება;

ბ) ელექტროენერგიაზე მოთხოვნის საპროგნოზო დონე და დაგეგმილი ან მშენებარე დამატებითი სიმძლავრე;
გ) ქსელის ხარისხი და მოვლა-პატრონობის დონე;
დ) პიკური მოთხოვნის დაკმაყოფილების მიზნით განსახორციელებელი ღონისძიებები და ერთი ან ერთზე მეტი მიმწოდებლისთვის ელექტროენერგიის დანაკლისის აღმოფხვრა.

ენერგეტიკის კანონის 138.2 მუხლის მიხედვით, სამინისტრო ვალდებულია, მომზადოს და გამოაქვეყნოს ქვეყანაში ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების ერთიანი ანგარიში, რომელიც მოიცავს სამინისტროს, კომისიის და შესაბამის შემთხვევებში სხვა კომპეტენტური სახელმწიფო ორგანოებისა და გადამცემი სისტემის ოპერატორის მიერ შეგროვებულ ინფორმაციას.

პირველი ერთიანი ანგარიშის გამოქვეყნების თარიღი განსაზღვრულია ენერგეტიკის კანონის 167-ე მუხლით და წარმოადგენს 2021 წლის 31 მარტს. აღნიშნული თარიღის შემდგომ, ყოველ მეორე წელს 31 ივლისამდე სამინისტრო ამზადებს და აქვეყნებს ანგარიშს, რომელიც დაუყოვნებლივ წარედგინება ენერგეტიკული გაერთიანების სამდივნოს.

ერთიანი ანგარიში სხვა საკითხებთან ერთად უნდა მოიცავდეს ქვეყნის ელექტროენერგეტიკული სისტემის ერთიან შესაძლებლობას, უზრუნველყოს ელექტროენერგიაზე არსებული ან საპროგნოზო მოთხოვნის დაკმაყოფილება, კერძოდ:
ა) ელექტროქსელის საოპერაციო უსაფრთხოებას;
ბ) ელექტროენერგიის მიწოდებასა და მოთხოვნას შორის საპროგნოზო ბალანსს მომდევნო 5 წლის პერიოდში;
გ) ანგარიშის შედგენის თარიღიდან 5-დან 15 წლამდე პერიოდში ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების პერსპექტივას;
დ) მომდევნო 5 ან 5-ზე მეტი წლის პერიოდში ურთიერთდამაკავშირებლების სიმძლავრესთან მიმართებით გადამცემი სისტემის ოპერატორის ან სხვა ისეთი პირის საინვესტიციო გეგმებს, რომლის შესახებ ინფორმაცია ხელმისაწვდომია.

ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების ერთიანი ანგარიშის ის ნაწილი, რომელიც შეეხება ურთიერთდამაკავშირებლებთან დაკავშირებულ საინვესტიციო გეგმებს, უნდა ითვალისწინებდეს:
ა) ელექტროენერგიის გადამცემ ქსელში გადატვირთვის მართვის პრინციპებს;
ბ) ელექტროენერგიის არსებულ და პერსპექტიულ გადამცემ ხაზებს;
გ) ელექტროენერგიის წარმოების, მიწოდების, ტრანსსასაზღვრო გადადინებისა და მოხმარების, აგრეთვე ელექტროენერგიით ვაჭრობის მოსალოდნელ სცენარებს, რაც უზრუნველყოფს ენერგოეფექტურობასა და მოთხოვნის მართვასთან დაკავშირებული სათანადო ღონისძიებების განხორციელებას;
დ) რეგიონული, ეროვნული და ევროპული მასშტაბებით არსებულ მდგრადი განვითარების ამოცანებს, მათ შორის, ენერგეტიკული გაერთიანების პრიორიტეტულ ინფრასტრუქტურულ პროექტებს.

მიწოდების უსაფრთხოების ზედამხვედველობის და ანგარიშის მომზადების პროცესში სამინისტროს აქვს უფლება, შეაგროვოს კომისიის მიერ მარეგულირებელი

უფლებამოსილების განხორციელებისას მოპოვებული ყველა მონაცემი და ინფორმაცია, აგრეთვე კომპეტენტური სახელმწიფო ორგანოების ხელთ არსებული ყველა საჭირო ინფორმაცია კომერციული საიდუმლოების შემცველი ინფორმაციის დაცვის შესახებ მითითებით.

გადამცემი სისტემის ოპერატორი სამინისტროს აწვდის ინფორმაციას ურთიერთდამაკავშირებლების სიმძლავრესთან დაკავშირებით, ელექტროენერგიის შიდა გადამცემი ხაზების მშენებლობასთან დაკავშირებული ისეთი ინვესტიციების შესახებ, რომლებიც არსებით გავლენას ახდენს ურთიერთდამაკავშირებლების სიმძლავრის ხელმისაწვდომობაზე ასევე სამინისტროს აწვდის ინფორმაციას განხორციელებული ტრანსსასაზღვრო თანამშრომლობის შესახებ.

## 1.4. ენერგეტიკული სექტორის მთავარი მონაწილეები და მათი როლი:

### 1.4.1. ეკონომიკის და მდგრადი განვითარების სამინისტროს როლი

ენერგეტიკის კანონის შესაბამისად ეკონომიკის და მდგრადი განვითარების სამინისტრო ვალდებულია:

- შეადგინოს და პერიოდულად დაამტკიცოს სახელმწიფო ენერგეტიკული პოლიტიკა;
- დაამტკიცოს მიწოდების უსაფრთხოების რეგულაციები და ზედამხედველობა გაუწიოს მათთან შესაბამისობას;
- დაადგინოს მხარდაჭერის სქემები და დაცვის რეჟიმები.

სამინისტრო წარმოადგენს საქართველოში ელექტროენეგიის უსაფრთხოების და ბუნებრივი გაზის მოწოდების დაცვის კომპეტენტურ ორგანოს. ენერგეტიკის კანონის შესაბამისად, მიწოდების უსაფრთხოებასთან დაკავშირებით, სამინისტროს კომპეტენცია მოიცავს შემდეგს:

- ელექტროენეგიის და ბუნებრივი გაზის სექტორში ავარიული მდგომარეობისას სამოქმედო სტრატეგიის შექმნა;
- საკანონმდებლო დ ნორმატიული ბაზის შექმნა და გაუმჯობესება;
- საქართველოს ენერგეტიკული პოტენციალის დადგენა;
- მიწოდების უსაფრთხოების წესების დადგენა, რომლებიც განსაზღვრავს ენერგეტიკული საწარმოების, ბაზრის მონაწილეების, სისტემის მომხმარებლების და მომხმარებლების ფუნქციებსა და ვალდებულებებს.

სამინისტრო, კომისიასთან და სხვა კომპეტენტურ სახელმწიფო ორგანოებთან თანამშრომლობით ახორციელებს ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების ნორმებს და უზრუნველყოფს შემდეგს:

- საქართველოს საბოლოო მომხმარებლისათვის ელექტროენერგიის უსაფრთხო და საიმედო მიწოდების უწყვეტობა;
- ენერგეტიკული ბაზრის მონაწილეების აქტივობებთან, როლთან და ვალდებულებებთან დაკავშირებული გამჭვირვალე და მდგრადი მარეგულირებელი ჩარჩო;

- საქართველოში ერთადერთი ენერგეტიკული ბაზრის ეფექტური ფუნქციონირება, განვითარება და ინტეგრაცია;
- ელექტრო გადამცემი და/ან გამანაწილებელი ხაზების შესაბამისი მოვლა-პატრონობა და განახლება საჭიროების შემთხვევაში;
- ელექტროენერგეტიკულ ქსელებში შესაბამისი ინვესტიციების განხორციელება ენერგეტიკული ბაზრის სავარაუდო მოთხოვნის დაკმაყოფილების მიზნით;
- განახლებადი ენერგიის წყაროების მიერ წარმოებული ელექტროენერგიის წახალისება;
- საკმარისი გადაცემის და გენერაციის სარეზერვო სიმძლავრის უზრუნველყოფა;
- ელექტროენერგიის მოთხოვნასა და გენერაციის საშულებებს შორის ბალანსის უზრუნველყოფა;
- ელექტროენერგიის მოთხოვნის ზრდის გრძელვადიანი ზეგავლენის შემცირება;
- რეალურ დროში არსებული ელექტროენერგიის მოთხოვნის მართვის მიზნით ენერგოეფექტურობის და ახალი ტექნოლოგიების დანერგვა, როგორიცაა მოთხოვნის მართვის და განახლებადი ენერგიის ტექნოლოგიები, „ჭკვიანი“ აღრიცხვის ტექნლოგიები და ელექტოენერგიის განაწილებული წარმოების წახალისება;
- ენერგიის დამზოგავი ზომების ხელშეწყობა;
- ინვესტიციების შემაფერხებელი ადმინისტრაციული ბარიერების მოხსნა და ენერგეტიკულ ინფრასტრუქტურაში ელექტროენერგიის წარმოების ახალი წყაროებისთვის დაგეგმილი ინვესტიციებისთვის მინიმალური ადმინისტრაციული პროცედურების დადგენა;
- მწარმოებლებისა და მომხმარებელებისათვის წყვეტადი ხელშეკრულებების გამოყენების და სხვადასხვა ხანგრძლივობის ხელშეკრულებების გაფორმების შემაფერხებელი ბარიერების მოხსნა.

### 1.4.2. ენერგეტიკის და წყალმომარაგების მარეგულირებელი კომისიის როლი

საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია წარმოადგენს „ეროვნული მარეგულირებელი ორგანოების შესახებ“ საქართველოს კანონის შესაბამისად შექმნილ იურიდიულ პირს, რომელიც ახორციელებს ელექტროენერგიის, ბუნებრივი გაზის და წყალმომარაგების სექტორის რეგულირებას. კომისია დამოუკიდებელია ნებისმიერი სხვა სახელმწიფო სტრუქტურებისაგან და მოქმედებს „ეროვნული მარეგულირებელი ორგანოების შესახებ“ საქართველოს კანონის და ენერგეტიკის კანონის შესაბამისად. კომისია ამტკიცებს საკუთარ ბიუჯეტს და ფინანსდება რეგულირების საფასურიდან, რომელსაც იხდიან ლიცენზიანტები. კომისია გასცემს ლიცენზიებს და ადგენს ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის (სადისპეტჩერო მომსახურების ლიცენზია არ გაიცემა ცალკე, იგი წარმოადგენს გადაცემის ლიცენზიის ნაწილს, რომელსაც გასცემს კომისია) და დისტრიბუციის ტარიფებს.

ენერგეტიკის შესახებ საქართველოს კანონის მუხლი 132.4 აღწერს კომისიის კომპეტენციას მიწოდების უსაფრთხოებასთან მიმართებაში: „კომისია ... კომპეტენციის

ფარგლებში ხელს უწყობენ მიწოდების უსაფრთხოებას ამ კანონის და სხვა სამართლებრივი აქტების შესაბამისად.“

კომისიის სპეციფიური როლი მიწოდების უსაფრთხოების კუთხით დადგენილია ენერგეტიკის კანონის 134-ე მუხლით და მოიცავს თანამშრომლობას სამინისტროსთან ელექტროენერგიის მიწოდების უსაფრთხოების წესების დადგენის და განხორციელების მიზნით, ასევე ენერგეტიკის კანონის 138-ე მუხლის თანახმად სამინისტრო ახორციელებს მიწოდების უსაფრთხოების მონიტორინგის ფუნქციას კომისიასთან თანამშრომლობით.

## 1.5. ენერგეტიკული პოლიტიკა

პოლიტიკის ჩამოყალიბებასა და სტრატეგიულ დაგეგმარებას ახორციელებს საქართველოს მთავრობა წარმოდგენილი სამინისტროთი. კერძოდ, ენერგეტიკის კანონის მე-7 მუხლის (სახელმწიფო ენერგეტიკული პოლიტიკა) თანახმად სამინისტრო საქართველოს მთავრობასთან, კომისიასთან და სხვა შესაბამის მხარეებთან თანამშრომლობით შეიმუშავებს სახელმწიფოს ენერგეტიკულ პოლიტიკას სულ მცირე 10 წლიანი პერიოდისთვის და საქართველოს პარლამენტის მიერ სათანადო წესით დამტკიცების და გამოქვეყნების შემდეგ უზრუნველყოფს მის განხორციელებას. დამატებით, სახელმწიფოს ენერგეტიკული პოლიტიკით გათვალისწინებული უნდა იყოს მოკლე, საშუალო და გრძელვადიანი პერიოდებისთის შემუშავებული სტრატეგია და პრიორიტეტები ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის სექტორებისთვის, მათ შორის, ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის (მათ შორის ტრანსსასაზღვრო გადაცემის) და განაწილების, აგრეთვე ბუნებრივი გაზის წარმოების, გადაცემის (მათ შორის ტრანსსასაზღვრო გადაცემის), განაწილების, შენახვის და გათხევადებულ ბუნებრივ გაზთან დაკავშირებული საქმიანობის სტრატეგია.

შესაბამისად 2020 წელს მომზადდა ენერგეტიკული პოლიტიკის კონცეფციის პროექტი, რომელიც აღწერს საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში არსებულ სიტუაციას, ხედვას, პრიორიტეტებს და გამოწვევებს, აგრეთვე მათთან გამკლავების გზებს.

ზემოაღნიშნული დოკუმენტის თანახმად განახლებადი ენერგია წარმოადგენს ენერგეტიკული სექტორის განვითარებისთვის ერთერთ წამყვან საკითხს. ამასთანავე, სხვადასხვა სახის განახლებადი ენერგიის წყაროების გამოყენება და ინტეგრაცია, რომელიც ძირითადად მოიცავს მზის და ქარის ენერგიას, მნიშვნელოვან წვლილს შეიტანს ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოებისა და ენერგო დამოუკიდებლობის საქმეში. ახალი ენერგეტიკული სტრატეგიის ერთერთ სტრატეგიულ მიზანს წარმოადგენს განახლებადი ენერგიის წყაროების ინტეგრაცია და გაზრდილი მოთხოვნის დაკმაყოფილება.

მიწოდების უსაფრთხოება წარმოადგენს ენერგეტიკული პოლიტიკის კონცეფციის პროექტის მთავარ კომპონენტს. მთავრობის სტრატეგიული როლია მიწოდების უსაფრთხოების ხელშეწყობა, ენერგო ეფექტურობის დამტკიცება და ენერგეტიკულ ინფრასტრუქტურაში ინვესტიციების მხარდაჭერა და მოზიდვა. ენერგეტიკული პოლიტიკის კონცეფციის პროექტის კიდევ ერთი მნიშვნელოვანი ნაწილია ენერგო ეფექტურობა. ის

ითვალისწინებს სახელმწიფო ენერგო ეფექტურობის პოლიტიკასთან მიმართებაში სხვადასხვა ღონისძიებებისა და ინიციატივების მხარდაჭერას.

გარდა ამისა, კიდევ ერთ მნიშვნელოვან დაგეგმილ სტრატეგიულ დავალებას წარმოადგენს საქართველოს საკანონმდებლო და მარეგულირებელი ჩარჩოების თანდათანობით მიახლოვება ევროკავშირის ენერგეტიკის კანონთან. საქართველოს კანონმდებლობის ევროკავშირის კანონმდებლობასთან თანდათანობითი მიახლოვება მნიშვნელოვანია ეკონომიკური და პოლიტიკური ურთიერთობების გაღრმავების მიზნებისთვის.

ზემოაღნიშნული მიზნის მისაღწევად ერთერთი მნიშვნელოვანი საშუალებაა ინტეგრირებული „ენერგეტიკისა და კლიმატის ინტერგრირებული გეგმის“ (NECP) შექმნა და დამტკიცება.

„ენერგეტიკისა და კლიმატის ინტერგრირებული გეგმა“ გათვლილია 2021-2030 წლების პერიოდზე და მოიცავს 5 მთავარ ასპექტს:

- დეკარბონიზაცია
- ენერგოეფექტურობა
- ენერგეტიკული უსაფრთხოება
- შიდა ენერგეტიკული ბაზარი
- კვლევა, ინოვაცია და კონკურენტუნარიანობა

ეროვნულ გეგმაში გაწერილი იქნება თითოეულ ასპექტის მიზნები და ასევე თითოეული მიზნის მისაღწევად საჭირო დაგეგმილი პოლიტიკა და ღონისძიებები. ეროვნული გეგმა დამტკიცდება როგორც სახელმწიფო ენერგეტიკული პოლიტიკის განუყოფელი ნაწილი, ან მისი დანართის სახით.

გეგმა ეფუძნება არსებულ ეროვნულ სტრატეგიებსა და გეგმებს და მოიცავს ენერგეტიკული სისტემის არსებულ მიმოხილვას, ენერგეტიკულ და კლიმატურ პოლიტიკას და ეროვნულ მიზნებს ზემოჩამოთვლილ ასპექტებთან მიმართებაში.

„ენერგეტიკისა და კლიმატის ინტერგრირებული გეგმის“ შექმნა დაიწყო 2020 წლის მარტში, ხოლო სამუშო ჯგუფების მიერ საწყისი ინფორმაციის შეგროვება განხორციელდა ზაფხულის ბოლოს. გეგმის პირველი პროექტი დასრულდა, განახლდა და მიეწოდა ენერგეტიკულ გაერთიანებას შემოდგომის დასაწყისში. უკვე დაწყებულია მუშაობა სტრატეგიული გარემოსდაცვითი ზეგავლენის კვლევაზე (SEA).

კიდევ ერთი სტრატეგიული დავალება არის საქართველოს როგორც ტრანზიტული მარშრუტის როლის გაძლიერება იმ რეგიონში, სადაც საქართველო წარმოადგენს მნიშვნელოვან სატრანზიტო ქვეყანას. საქართველო წარმოადგენს დამაკავშირებელ კორიდორს ევროპასა და აზიას შორის და აქვს პოტენციალი გააძლიეროს საკუთარი როლი აღმოსავლეთ-დასავლეთ და ჩრდილოეთ-სამხრეთ სატრანზიტო პროექტებში. საკუთარი გეოპოლიტიკური ადგილმდებარეობის ეფექტური გამოყენება ხელს შეუწყობს ქვეყნის ენერგეტიკულ უსაფრთხოებას და ეკონომიკურ განვითარებას.

ენერგეტიკული პოლიტიკის კონცეფციის პროექტი ასევე ხაზს უსვამს ენერგეტიკული უსაფრთხოების მნიშვნელობას და მასთან დაკავშირებულ გამოწვევებსა და

გადაწყვეტილებებს (მაგ.: შიდა ენერგეტიკული წყაროების და ელექტროენერგიის რეგიონალური მიმოცვლის და თანამშრომლობის განვითარება, ასევე ქვეყნის შესაძლებლობების განვითარება საერთაშორისო ტრანზიტის კუთხით).

ზემოხსენებული ენერგეტიკული პოლიტიკის კონცეფციის პროექტის დამტკიცება დაგეგმილია 2021 წლის ბოლომდე.

### 1.6. ენერგეტიკული ბალანსი

ენერგეტიკის კანონის მე-60-ე მუხლის თანახმად ელექტროენერგიის გადამცემი ქსელის წესები ადგენს ელექტროენერგიის ბალანსის შემუშავების წესს, რაც განსაზღვრავს ელექტროენერგიის წარმოების და სისტემაში მიწოდების და მოთხოვნის საპროგნოზო მონაცემებს და გამოიყენება დოსპეტჩერიზაციის და დაბალანსების მიზნებისთვის. ელექტროენერგიის ბალანსის მომზადება და განახლება განხორციელდება პერიოდულად დაკავშირებული სისტემების ოპერატორებთან და სხვა შესაბამის სისტემის მომხმარებლებთან და გამოქვეყნდება გადამცემი სისტემის ოპერატორის ვებ-გვერდზე. ელექტროენერგიის ბალანსის ძირითადი მიზანია განახორციელოს გარკვეული დროის შემდეგ სისტემაში მოსალოდნელი სიტუაციის წინასწარი ანალიზი, რაც სისტემას საშუალებას მისცემს მომზადებული შეხვდეს მოსალოდნელ სიტუაციას. ელექტროენერგიის ბალანსის სტრუქტურა მოიცავს შემდეგს: წარმოება, საწარმოო დანაკარგები (ქვესადგურის ან საკუთარი დანაკარგები), მოხმარება, გადაცემის დანაკარგები და იმპორტ-ექსპორტი.

კვალიფიციური საწარმოები და წარმოების ობიექტები ვალდებული არიან წარმოადგინონ მოხმარების/წარმოების პროგნოზი მიმდინარე წლის 1 ნოემბრამდე, შესაბამისი მომავალი წლის ყოველთვიური (საათობრივი) მონაცემების მითითებით. ენერგეტიკული სისტემის მდგრადობის და უსაფრთხოების უზრუნველყოფის მიზნით გადამცემი ქსელის ოპერატორი ამუშავებს მიღებულ ინფორმაციას მიმდინარე წლის 20 ნოემბრამდე და ახორციელებს რეჟიმების კალკულაციას.

მიმდინარე წლის 1-ელ დეკემბერს საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტრო ამტკიცებს მომავალი წლის ბალანსს. თუმცა, 2021 წლიდან სამინისტროს ეს ვალდებულება აღარ ექნება. მიმდინარე წლის ბალანსში ცვლილება განხორციელდება ახალი წარმოების ობიექტის ან კვალიფიციური საწარმოს დამატების შემთხვევაში.

წარმოების და მოხმარების ობიექტები, გადაცემის და დისტრიბუციის ლიცენზიანტები, მარეგულირებელი (საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების ეროვნული მარეგულირებელი კომისია) და ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტრო წარმოადგენენ დაინტერესებულ მხარეებს.

მიწოდების უსაფრთხოება და ელექტროენერგიის ბალანსი პირდაპირ კავშირშია ერთმანეთთან, რადგან ბალანსის მიზანია ბალანსის მიერ დადგენილი საპროგნოზო რეჟიმების ანალიზი (იმის გათვალისწინებით, რომ ვერ განხორციელდება სიმძლავრის

გამოტანა კონკრეტული წარმოების ობიექტიდან ან ვერ მოხერხდება მოხმარების დაფარვა მოუმზადებელი ინფრასტრუქტურის მიზეზით).

არსებული საპროგნოზო ბალანსი დამტკიცებულია 2021 წლისთვის კანონით გათვალისწინებულ ვადებში.

ელექტროენერგიის (სიმძლავრის) ბალანსი 2020 წლის 1 იანვრიდან 2020 წლის 31 დეკემბრამდე პერიოდზე დამტკიცებულია 2020 წლის ელექტროენეგიის ბალანსის (სიმძლავრის) დამტკიცების შესახებ საქართველოს ეკონომიკის და მდგრადი განვითარების სამინისტროს #1-1/601 ბრძანებით (2019 წლის 23 დეკემბერი). გარდა ამისა, ენერგეტიკული სისტემის სტაბილურობის, მდგრადობის და სანდო ფუნქციონირების უზრუნველყოფის მიზნით ელექტროენერგიის დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიანტი უფლებამოსილია მიიღოს დამოუკიდებელი გადაწყვეტილება წყაროების ჩანაცვლების შესახებ, ელექტროენერგიის იმპორტის მთლიანი მოცულობის შესაბამისად ელექტროენერგიის ბალანსის (სიმძლავრის) გათვალისწინებით მიმწოდებელი ქვეყნის მიხედვით.

## 1.7. ქსელის განვითარების გეგმა

ენერგეტიკის კანონის 53-ე მუხლის თანახმად, თითოეული გადამცემი სისტემის ოპერატორი ყოველწლიურად აწვდის კომისიას გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიან გეგმას, რომელიც უნდა ეფუძნებოდეს მიწოდების და მოთხოვნის არსებულ და საპროგნოზო მაჩვენებლებს.

გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმა შეიცავს:

- ინფორმაციას ელექტროენერგიაზე ან ბუნებრივ გაზზე არსებულ და საპროგნოზო მოთხოვნის და მიწოდების შესახებ;
- ინფორმაციას გადამცემი ქსელის იმ ძირითადი ინფრასტრუქტურის შესახებ, რომელიც მომდევნი წლის განმავლობაში უნდა აშენდეს ან გაუმჯობესდეს;
- ინფორმაციას გადაწყვეტილი ინვესტიციების და იმ ახალი ინვესტიციების შესახებ, რომლებიც უნდა განხორციელდეს მომდევნო 3 წლის განმავლობაში;
- კონკრეტულ ვადებს საინვესტიციო პროექტების განხორციელებისთვის;
- ინფორმაციას წარმოების ახალი ობიექტების (მათ შორის განახლებადი ენერგიის წყაროების) ქსელში ინტეგრირების შესახებ;
- სხვა ინფორმაციას, ომელიც საჭიროა საქართველოს ენერგეტიკული სისტემების ეფექტიანი ოპერირების და მართვისთვის, ამ კანონით, გადამცემი ქსელის წესებით და მიწოდების უსაფრთხოების მარეგულირებელი ნორმატიული აქტებით დადგენილი მოთხოვნების შესაბამისად.

გადამცემი სისტემის ოპერატორი გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის პროექტის შემუშავების და დაინტერესებულ მხარეებთან კონსულტაციების გავლის შემდეგ, მაგრამ არაუგვიანეს შესაბამისი წლის 1 ოქტომბრისა, წარუდგენს სამინისტროს და კომისიას.

კომისია განიხილავს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმის პროექტს, ამოწმებს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა მოიცავს თუ არა ყველა

საინვესტიციო საჭიროებას და მასთან დაკავშირებით თავის შენიშვნებს და რეკომენდაციებს წარუდგენს სამინისტროს ამ პროექტის მიღებიდან 1 თვის განმავლობაში.

სამინისტრო, საქათველოს მთავრობის თანხმობის საფუძველზე, არაუგვიანეს შესაბამისი წლის დასრულებისა უზრუნველყოფს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის დამტკიცებას. გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის შესრულებას ზედამხედველობენ და აფასებენ კომისია და სამინისტრო თავიანთი კომპეტენციის ფარგლებში.

## 1.8. განახლებადი ენერგიის წყაროების მშენებლობის ინიციატივები

ენერგეტიკის კანონის მე-5 მუხლის თანახმად ენერგეტიკული საქმიანობების ორგანიზების, რეგულირების და მონიტორინგის ძირითადი პრინციპებია განახლებადი ენერგიის წყაროებიდან ენერგიის წარმოების და ელექტროენერგიის და სითბოს კომბინირებული წარმოების ხელშეწყობა.

გარდა ამისა, ენერგეტიკის კანონის მე-7 მუხლის თანახმად სახელმწიფო ენერგეტიკული პოლიტიკით გათვალისწინებული უნდა იყოს ზომები, რომელთა მიზანია განახლებადი ენერგიის წყაროების გამოყენება ასეთი წყაროებიდან წარმოებული ელექტროენერგიის წარმოების და მოხმარების მიზნით, ისევე, როგორც ნებისმიერი წამახალისებელი ზომა ან მხარდამჭერი მექანიზმი, რომელიც გამოიყენება განახლებადი ენერგიის წყაროების წასახალისებლად.

ენერგეტიკის კანონის 37-ე მუხლის თანახმად (ელექტროენერგიის წარმოების ხელშეწყობა) განახლებადი ენერგიების წყაროებიდან ელექტროენერგიის წარმოება და მაღალი ეფექტიანობის კოგენერაცია შეიძლება წახალისდეს საქართველოს საკანონმდებლო აქტებით ან საქართველოს მთავრობის ნორმატიული აქტებით დადგენილი წესების და პირობების შესაბამისად განსაზღვრული წახალისების და მხარდაჭერის მექანიზმებით, განახლებადი ენერგიების წყაროებიდან ელექტროენერგიის წარმოების და/ან ელექტროენერგიისა და სითბოს კომბინირებული წარმოების იმ დონის მისაღწევად, რომელიც შესაბამისი საკანონმდებლო აქტებით საქართველოსთვის არის დადგენილი.

ახალი ენერგეტიკული კანონმდებლობა ხელს შეუწყობს ადგილობრივ და უცხოურ ინვესტიციებს ისეთი სფეროების რეაბილიტაციისათვის როგორიცაა ნახშირი, ბუნებრივი გაზი, წყალმომარაგება, ასევე ხელს შეუწყობს ადგილობრივი ჰიდრორესურსების და სხვა მდგრადი და ალტერნატიული საშუალებების გამოყენებას. კანონმდებლობა ასევე აღწერს მცირე ელექტროსადგურებს დადგმული სიმძლავრით 15 მგვტ და ხაზს უსვამს მათი წარმოების ხარისხს განახლებადი ენერგიების წყაროების ეფექტურ და ეკოლოგიურად სუფთა გამოყენებასთან მიმართებაში.

ამას გარდა, 2019 წლის 20 დეკემბერს საქართველოს პარლამენტმა დაამტკიცა კანონი „განახლებადი წყაროებიდან ენერგიის წარმოების და გამოყენების წახალისების შესახებ“. მოცემული კანონის მიზანს წარმოადგენს განახლებადი წყაროებიდან მიღებული ენერგიის წახალისების, მხარდაჭერის და გამოყენებისათვის საკანონმდებლო ბაზის შექმნა.

განახლებადი ენერგიების წყაროების შესახებ კანონის მიღებამდე საქართველოს მთავრობამ წარმოადგინა რიგი ინიციატივები სუფთა ენერგიაში ინვესტიციების წახალისების მიზნით. წახალისების ერთერთი მექანიზმია სახელმწიფოსა და ინვესტორებს შორის ჰიდროელექტროსაგურების მშენებლობის შესახებ მემორანდუმის ხელმოწერა. მშენებლობის წახალისების პირველი მხარდამჭერი მექანიზმი დაინერგა 2008 წელს. მთავრობამ მიიღო დადგენილება #107 „სახელმწიფო პროგრამა «განახლებადი ენერგია 2008» - საქართველოში განახლებადი ენერგიის ახალი წყაროების მშენებლობის უზრუნველყოფის წესის დამტკიცების შესახებ“. 2013 წელს მთავრობამ მიიღო დადგენილება #214 „საქართველოში ელექტროსადგურების მშენებლობის ტექნიკურ-ეკონომიკური შესწავლის, მშენებლობის, ფლობის და ოპერირების შესახებ ინტერესთა გამოხატვის წესის დამტკიცების შესახებ“.

2014 წელს მთავრობამ განახორციელა #214 დადგენილების ცვლილება ბრძანებით #40 „იმ ელექტროსადგურების მშენებლობის ტექნიკურეკონომიკური შესწავლის, მშენებლობის, ფლობის და ოპერირების შესახებ წინადადებების საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტროსათვის წარდგენისა და განხილვის წესის და პირობების დამტკიცების თაობაზე, რომლებიც არ არის შეტანილი საქართველოში ასაშენებელი პოტენციური ელექტროსადგურების ნუსხაში“. ბრძანება #40 თანახმად, „ურთიერთგაგების მემორანდუმის სავალდებულო მოთხოვნას წარმოადგენს შემდეგი: „ელექტროსადგურის ექსპლუატაციაში შესვლიდან 10 წლის განმავლობაში ელექტროსადგურის მიერ წარმოებული ენერგიის სრული მოცულობა უნდა გაიყიდოს ადგილობრივ ბაზარზე, ყოველი წლის იანვარში, თებერვალში, მარტში, აპრილში, სექტემბერში, ოქტომბერში, ნოემბერში და დეკემბერში“.

| განახლებადი ენერგიების წყაროების და მხარდაჭერის სქემების შესახებ საქართველოს კანონმდებლობა | | | |
|---|---|---|---|
| **დასახელება** | **შინაარსი** | **სტატუსი** | **შენიშვნა** |
| დადგენილება #107 სახელმწიფო პროგრამა «განახლებადი ენერგია 2008» - საქართველოში განახლებადი ენერგიის ახალი წყაროების მშენებლობის უზრუნველყოფის წესის დამტკიცების შესახებ | ეროვნული/ დარგობრივი | დამტკიცებულია 2008 წლის 18 აპრილს | ადგენს განახლებადი ენერგიების წყაროების განვითარების წესებს და პროცედურებს |
| დადგენილება #214 „საქართველოში ელექტროსადგურების მშენებლობის ტექნიკურ-ეკონომიკური შესწავლის, მშენებლობის, ფლობის და ოპერირების შესახებ ინტერესთა გამოხატვის წესის დამტკიცების შესახებ“. | ეროვნული/ დარგობრივი | დამტკიცებულია 2013 წლის 21 აგვისტოს | ადგენს ახალი განახლებადი ენერგიების პროექტების ტექნიკური და ეკონომიკური კვლევის შესახებ ინტერესთა გამოხატვის წესებს |

| | | | |
|---|---|---|---|
| საქართველოს ენერგეტიკის მინისტრის ბრძანება #40 „იმ ელექტროსადგურების მშენებლობის ტე ქნიკურეკონომიკური შესწავლის, მშენებლო ბის,ფლობის და ოპერირების შესახებ წინად ადებების საქართველოს ენერგეტიკის სამინ ისტროსათვის წარდგენისა და განხილვის წე სის და პირობების დამტკიცების თაობაზე, რომლებიც არ არის შეტანილი საქ ართველოში ასაშენებელი პოტენციური ელექტროსადგურების ნუსხაში“ | ეროვნული/ დარგობრივი | დამტკიცებ ულია 2014 წლის 10 აპრილს | არეგულირებს წესებს იმ ელექტროსადგურების ტექნიკური და ეკონომიკური კვლევის, მშენებლობის, ფლობის და ოპერირების შესახებ, რომლებიც არ არის გათვალისწინებული საქართველოში პოტენციური ელექტროსადგურების ჩამონათვალში და რომლებსაც განსაზღვრავენ ინვესტორები |
| საქართველოს კანონი საჯარო და კერძო თანამშრომლობის შესახებ (“PPP”) | ეროვნული | დამტკიცებ ულია 2018 წლის 4 მაისს | ადგენს საჯარო და კერძო თანამშრომლობის (მათ შორის ენერგეტიკული) სამართლებრივ საფუძვლებს, მათ შორის საჯარო და კერძო პროექტების შემუშავებასა და განხორციელებასთან დაკავშირებულ წესებსა და პროცედურებს, საჯარო და კერძო თანამშრომლობის პრინციპებს, შესაბამის ინსტიტუციურ სისტემას, აგრეთვე საჯარო და კერძო თანამშრომლობასთან დაკავშირებულ სხვა საკითხებს. |
| საქართველოს მთავრობის დადგენილება #426 „საჯარო და კერძო თანამშრომლობის პროექტების შექმნისა და განხორციელების პროცედურების დამტკიცების შესახებ“ | ეროვნული | ძალაში შევიდა 2018 წლის 17 აგვისტოს | განსაზღვრავს დეტალურ ინსტრუქციებს საჯარო და კერძო თანამშრომლობის პროექტების იდენტიფიკაციის, ინიცირების, მომზადების, განხორციელების და განხორციელების შემდგომი ეტაპების შესახებ |

| | | | |
|---|---|---|---|
| განახლებადი ენერგიების სამოქმედო ეროვნული გეგმა | ეროვნული | დამტკიცებულია 2019 წლის 13 აგვისტოს | მოცემული გეგმა ადგენს სახელმწიფო პოლიტიკის ჩარჩოს განახლებადი ენერგიის წყაროებთან მიმართებაში და ასევე შეესაბამება განახლებადი ენერგიების დირექტივას 2009/28/EC |
| ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების შესახებ საქართველოს კანონი | ეროვნული | დამტკიცებულია 2019 წლის 20 დეკემბერს | ადგენს, რომ განახლებადი ენერგიების წყაროებიდან მიღებული ენერგიის მხარდაჭერა უნდა განხორციელდეს გამჭვირვალედ და არადისკრიმინაციული გზით |
| საქართველოს კანონი „განახლებადი წყაროებიდან ენერგიის წარმოებისა და გამოყენების წახალისების შესახებ“ | ეროვნული | დამტკიცებულია 2019 წლის 26 დეკემბერს | საქართველომ შეასრულა საერთაშორისო ვალდებულება და განახორციელა ევროკავშირის განახლებადი წყაროების შესახებ დირექტივა 2009/28/EC |
| საქართველოს მთავრობის დადგენილება #403 „განახლებადი წყაროებიდან ენერგიის წარმოებისა და გამოყენების მხარდაჭერის სქემის დამტკიცების შესახებ“. | ეროვნული | დამტკიცებულია 2020 წლის 2 ივლისს | უზრუნველყოფს 5მგვტ ჰიდროელექტროსადგურების მხარდაჭერას პრემიუმიალური ტარიფით |

## 2. ელექტროენერგიის სექტორი

საქართველომ ენერგეტიკული ბაზრის ცვლილების მიზნით რეფორმების გატარება დაიწყო.

რეფორმის მიზანს წარმოადგენს ევროპული პრინციპების შესაბამისი ბაზრის ჩამოყალიბება. ბაზრის პრინციპებს წარმოადგენს: კონკურენტულობა, გამჭვირვალობა, არადისკრიმინაციულობა და სტაბილურობა.

ენერგეტიკის კანონი წარმოადგენს საფუძველს მეორადი კანონმდებლობისთვის, როგორიცაა ელექტროენერგიის ბაზრის მოდელის კონცეფცია და ელექტროენერგიის ბაზრის

წესები. 2020 წლის 16 აპრილს, საქართველოს მთავრობამ დაამტკიცა კონცეფცია. 2020 წლის 11 აგვისტოს მარეგულირებელმა კომისიამ დაამტკიცა ელექტროენერგიის ბაზრის წესები ყველა საბითუმო ბაზრის სეგმენტისთვის.

## 2.1.ელექტროენერგიის ბაზარი

### 2.1.1 დღევანდელი ბაზრის მოდელი

საქართველოს ენერგობაზრის ახალი მოდელი უზრუნველყოფს სექტორში ფუნქციონირებად სუბიექტებს შორის უფლება-მოვალეობებისა და პასუხისმგებლობების მკაფიოდ გამიჯვნას.

საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტრო ენერგეტიკის სფეროში სახელმწიფო პოლიტიკას ახორციელებს, მონაწილეობს სექტორში სახელმწიფო სტრატეგიისა და პროგრამების შემუშავებაში, შეისწავლის მათი შესრულების მიმდინარეობას და შეიმუშავებს სათანადო რეკომენდაციებს.

სამინისტროს ერთ-ერთი უმთავრესი ამოცანაა ენერგორესურსების ბაზარზე კონკურენტული გარემოს შექმნა. იგი უფლებამოსილია, მიიღოს გადაწყვეტილება დარგის ცალკეულ სეგმენტში დერეგულირების ან ნაწილობრივი დერეგულირების თაობაზე.

სახელმწიფო ენერგეტიკული პოლიტიკის თანახმად, სამინისტროს პრიორიტეტებს წარმოადგენს განახლებადი და ალტერნატიული რესურსების შეღავათიანი გამოყენება და ენერგეტიკის სექტორში უცხოური ინვესტიციების მოზიდვა.

საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია არის ენერგეტიკული სექტორის მარეგულირებელი ორგანო. იგი არ არის დაფუძნებული სახელმწიფო ქონების ბაზაზე და არაა დამოკიდებული სახელმწიფო ორგანიზაციებზე. კომისიის საქმიანობის დაფინანსების ძირითადი წყაროა ლიცენზიატების, იმპორტიორების, მიმწოდებლებისა და ელექტროენერგეტიკული სისტემის კომერციული ოპერატორის მიერ გადახდილი რეგულირების საფასური. კომისია დაკომპლექტებულია 4 წევრისგან და ერთი თავმჯდომარისგან. მარეგულირებელი კომისია გასცემს წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციისა და განაწილების ობიექტებზე მათი საქმიანობის შესაბამის ლიცენზიებს.

აღსანიშნავია, რომ 13 მგვტ-ზე მცირე ელექტროსადგურებს წარმოების ლიცენზია არ ესაჭიროებათ. 2008 წლის 1 აგვისტოს შემდეგ აშენებული ელექტროსადგურებისთვის წარმოების ტარიფი დერეგულირებულია. მათ უფლება აქვთ ელექტროენერგიით ვაჭრობა თავისუფალი (დერეგულირებული) ტარიფით განახორციელონ.

საქართველოში 13 წარმოების ლიცენზიანტი და 25 მცირე სიმძლავრის ჰესი ფუნქციონირებს. აქედან მხოლოდ შპს „ენგურჰესი“ და შპს „ვარდნილჰესი“ რჩება სახელმწიფო საკუთრებაში.

ელექტროენერგიის გადაცემა და ტრანზიტი ხორციელდება ორი გადაცემის ლიცენზიანტის მიერ:

1. „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის“ ბალანსზე არის 35/110/220 კვ ძაბვის გადამცემი ხაზები და 500/220/110/35 კვ ძაბვის ქვესადგურები. სსე-ს აქციების სრულ პაკეტს ფლობს სსიპ ,,სახელმწიფო ქონების ეროვნული სააგენტო“, ხოლო ორგანიზაციის მართვის უფლება გადაცემული აქვს საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროს.
2. სს „საქრუსენერგო“ მართავს 500/330/220 კვ ძაბვის გადამცემ ხაზებს.

სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა“ წარმოადგენს ერთადერთ დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიანტს. ის არის პასუხისმგებელი საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპერატიულ მართვაზე, 550/220/110/35 კვ ძაბვის მოწყობილობების შესაბამის ოპერირებაზე და ქსელის სტაბილურობაზე. ეროვნული სადისპეტჩერო ცენტრი უზრუნველყოფს სისტემის ერთიან ოპერირებას.

ორი სადისტრიბუციო კომპანია ახდენს ელექტროენერგიის განაწილებას ქვეყნის მასშტაბით: სს „თელასი“- თბილისი და მისი შემოგარენი და „ენერგო-პრო ჯორჯია“- საქართველოს დანარჩენი ტერიტორია.

საქართველოში ახალი ელექტროსადგურის მშენებლობის თაობაზე საქართველოს მთავრობას, სისტემის კომერციულ ოპერატორსა (ესკო) და შესაბამის პირს შორის შეთანხმების შემთხვევაში სისტემის კომერციული ოპერატორი ვალდებულია, შესაბამის პირთან გააფორმოს პირდაპირი ხელშეკრულება ახლად აშენებული ელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ნასყიდობის შესახებ იმ პირობებით, რომლებზედაც შეთანხმდნენ საქართველოს მთავრობა, სისტემის კომერციული ოპერატორი და შესაბამისი პირი.

საქართველოში ელექტროენერგიის ძირითადი ნაწილი პირდაპირი ხელშეკრულებებით იყიდება, რომლებიც შეიძლება იყოს მოკლევადიანი (1 წელი) ან გრძელვადიანი (5 წელი). ეს ხელშეკრულებები განაწილების ლიცენზიატებს ან პირდაპირ მომხმარებლებსა და წარმოების ლიცენზიატებს შორის ფორმდება. პირდაპირი ხელშეკრულების ფარგლებში ანგარიშსწორებაც უშუალოდ მხარეებს შორის ხორციელდება.

მომხმარებლებსა და მწარმოებლებს შორის პირდაპირი კონტრაქტებით განსაზღვრული ელექტროენერგიის რაოდენობასა და რეალურ მოხმარებას შორის წარმოქმნილ სხვაობას ესკო აბალანსებს წარმოშობილი სხვაობის ყიდვა-გაყიდვის გზით.

კომერციული ოპერატორისგან საბალანსო ელექტროენერგიით ვაჭრობა წარმოებს ორი გზით:

1. როდესაც მოხმარების გადაჭარბება ხდება დაუგეგმავად ან პირდაპირი ხელშეკრულება საერთოდ არ არის გაფორმებული, მაშინ მომხმარებელი ენერგიას ავტომატურად კომერციული ოპერატორისგან ყიდულობს.
2. საბალანსო ელექტროენერგიით ვაჭრობის მეორე ვარიანტის მიხედვით, კომერციულ ოპერატორსა და მომხმარებლებს შორის წინსწრებით ფორმდება ხელშეკრულება, სადაც საჭირო ელექტროენერგიის არც მოცულობა და არც ფასი განსაზღვრული არ არის.

ყოველი კონკრეტული მოთხოვნის შემდეგ მხარეები ერთმანეთს მათთვის მისაღებ ტარიფებს სთავაზობენ, ამ კონკრეტულ შემთხვევაში ვაჭრობა წარმოებს ე.წ.

ელექტროენერგეტიკული ბირჟის ფორმატით, რაც სამომხმარებლო ტარიფზე გავლენას არ ახდენს. სისტემის კომერციული ოპერატორი მომსახურეობას ახდენს მარეგულირებელი კომისიის მიერ დადგენილი მომსახურეობის ტარიფის მიხედვით.

აღსანიშნავია, რომ მომხმარებელს საბალანსო ელექტროენერგიის შესყიდვა კომერციული ოპერატორის გარდა პირდაპირი კონტრაქტის საშუალებითაც შეუძლია.

## 2.1.2 ბაზრის კონცეფცია

როგორც აღინიშნა, 2020 წლის 16 აპრილს საქართველოს მთავრობამ დაამტკიცა ელექტროენერგიის ბაზრის მოდელის კონცეფცია, რომელიც მოიცავს ელექტროენერგიის საბითუმო ბაზრის მოქმედების ძირითად პრინციპებს, მისი ორგანიზებისთვის და ფუნქციონირებისთვის საჭირო ღონისძიებებს. ბაზრის კონცეფციის მიზანია:

- ინვესტორებისთვის მიმზიდველი გარემოს შექმნა და მომხმარებლებისთვის თავისუფალი არჩევანის გაკეთების საშუალება, კონკურენტული და გამჭვირვალე ბაზრის მოდელის შექმნის გზით;
- ორგანიზებული ბაზრების ჩამოყალიბება: დღით ადრე, დღიური, საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების და ორმხრივი ხელშეკრულებების ბაზრები;
- ბაზრის მონაწილეების უფლება-მოვალეობებს შორის სწორი ზღვრების გატარება;
- კონკურენტული, ლიკვიდური ბაზრის ფასის ფორმირება. ბაზრის კონცეფცია მოიცავს კანონის მიღებამდე არსებული ხელშეკრულებებით აღებული ვალდებულებების შესულების მექანიზმებს, ასევე საქართველოს ოკუპირებული ტერიტორიებისთვის ელექტროენერგიის მიწოდებისთვის სპეციალურ მოთხოვნებს.

ელექტროენერგიის საბითუმო ბაზარი დაყოფილია 4 სეგმენტად:

- დღით ადრე ბაზარი;
- დღიური ბაზარი;
- ორმხრივი ხელშეკრულებების ბაზარი;
- საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების ბაზარი.

## 2.1.3. ელექტროენერგიის ბაზრის ძირითადი მონაწილეები

საბითუმო ბაზრის მონაწილეები არიან:

- ელექტროენერგიის ბაზრის ოპერატორი;
- გადამცემი სისტემის ოპერატორი;
- გამანაწილებელი სისტემის ოპერატორი;
- ელექტროენერგიის მწარმოებელი;
- ტრეიდერი;
- მიმწოდებელი;
- მსხვილი მომხმარებელი;
- საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევი ორგანიზაცია.

დღით ადრე და დღიური ბაზრის ოპერატორი უზრუნველყოფს შესაბამისი ბაზრის ოპერირებას, ბაზრის მონაწილეების რეესტრის წარმოებას და ანგარიშსწორების გამჭვირვალე, ხელმისაწვდომი და საიმედო მექანიზმის შექმნას.

საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების ბაზრის ოპერატორი უზრუნველყოფს შესაბამისი ბაზრის ოპერირებას, განსაზღვრავს საბალანსო პროდუქტებს, ითვლის უბალანსობის საფასურს და ადგენს ფინანსური გარანტიის მოცულობას, რომელსაც წარმოადგენს დაბალანსებაზე პასუხისმგებელი პირი.

გადაცემის სისტემის ოპერატორი (გსო) ადგენს:

- საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების ბაზრებზე პროდუქტების საპროგნოზო მოცულობის განსაზღვრას; თვითდისპეტჩირების პრინციპით ელექტროენერგეტიკული სისტემის მართვას, ასევე, დაბალანსებისთვის საჭირო სხვა ღონისძიებების გატარებას, მათ შორის, საბალანსო ბაზრის შედეგების საფუძველზე შესაბამისი სიმძლავრის გააქტიურებას;
- ტრანსსასაზღვრო დაბალანსების მექანიზმის ორგანიზებას, რაც, მათ შორის, მოიცავს ელექტროენერგეტიკულ სისტემებს შორის ავარიული დახმარების მიწოდების მართვას;
- დაბალანსებაზე პასუხისმგებელი პირების, მათ შორის, დაბალანსების მომსახურების მიმწოდებელთა რეგისტრაციას და შესაბამისი კოდების მინიჭებას;
- საბითუმო ბაზრების ოპერირებისათვის საჭირო ელექტროენერგიის აღრიცხვის სისტემის მართვას და განვითარებას, საათური აღრიცხვის მონაცემების ხელმისაწვდომობას.

ელექტროენერგიის საცალო ბაზარზე საბოლოო მომხმარებელი, მათ შორის მსხვილი მომხმარებელი, ელექტროენერგიას შეისყიდის მიმწოდებლისგან, შესაბამისი ელშეკრულების საფუძველზე. მომხმარებელი თავად ირჩევს მიმწოდებელს.

საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევი ორგანიზაცია, უნივერსალური მიმწოდებელი, ბოლო იმედის მიმწოდებელი, საჯარო მომსახურების ელექტროენერგიის მწარმოებლები და გარანტირებული წყაროები არიან ვალდებული, გაწიონ საჯარო მომსახურება. საჯარო მომსახურების ვალდებულება არის დროებითი და მისი გადახედვა მოხდება ყოველ ორ წელიწადში ერთხელ.

ჩამოყალიბდა საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევი ორგანიზაცია, გენერაციის განახლებადი წყაროების ბაზართან ინტეგრაციის გასამარტივებლად, ასევე, უნივერსალური სერვისების მიმწოდებელთა მხარდასაჭერად სტაბილური შესყიდვის ფასის შენარჩუნებით. ეს ორგანიზაცია, ასევე, უზრუნველყოფს ოკუპირებული ტერიტორიებისთვის ელექტროენერგიის მიწოდებას. ამ მიზნებისთვის საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევმა ორგანიზაციამ:

- უნდა შეისყიდოს ელექტროენერგია გარანტირებული შესყიდვის ხელშეკრულების მქონე სადგურებისგან და გაყიდოს ორგანიზებულ ბაზრებზე;
- უზრუნველყოს ფინანსური ანგარიშსწორება იმ გენერაციის ობიექტებთან რომლებიც მონაწილეობენ განახლებადი ენერგიების მხარდამჭერ და სხვა მხარდამჭერ სქემებში;
- უზრუნველყოს ფინანსური ანგარიშსწორება საჯარო მომსახურების გენერაციის ობიექტებთან ბაზრის მიერ შეთავაზებულ და კომისიის მიერ დადგენილ ფასებს შორის სხვაობის დასაკომპენსირებლად;

- უნდა შეისყიდოს ელექტროენერგია ორგანიზებულ ბაზრებზე ოკუპირებული ტერიტორიების მოსამარაგებლად და აიღოს შესაბამის უბალანსობაზე პასუხისმგებლობა;
- უზრუნველყოს ფინანსური ანგარიშსწორება უნივერსალურ მიმწოდებლებთან ბაზრის მიერ შეთავაზებულ და კომისიის მიერ დადგენილ ფასებს შორის სხვაობის დასაკომპენსირებლად;

გარანტირებული შესყიდვის ხელშეკრულების მქონე გენერაციის ობიექტების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგია შესაძლოა, გაიყიდოს ორგანიზებულ ბაზრებზე საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევი ორგანიზაციის ან თავად ამ გენერაციის ობიექტის მიერ. ბაზრის და ხელშეკრულების ფასებს შორის სხვაობის დასაკომპენსირებლად ან სხვა შეთანხმების მიღწევის მიზნით აღნიშნული გენერაციის ობიექტს და საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევი ორგანიზაციას შეუძლიათ ხელშეკრულების გაფორმება, რომელზეც თანხმობას გასცემს საქართველოს მთავრობა. სხვა შემთხვევაში სხვაობა უნდა დაიფაროს საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევი ორგანიზაციის მიერ. ელექტროენერგიის მწარმოებლები, რომლებიც არიან მხარდაჭერის სქემის ბენეფიციარები თავად უზრუნველყოფენ ელექტროენერგიის გაყიდვას. მხარდაჭერის სქემით გამოწვეული ხარჯები იფარება საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევი ორგანიზაციის მიერ.

საჯარო მომსახურების გამწევი ელექტროენერგიის მწარმოებლები ვაჭრობენ ორგანიზებულ ბაზრებზე. ელექტროენერგიის მწარმოებლების ვალდებულება საჯარო მომსახურების გაწევის შესახებ აისახება საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევ ორგანიზაციასთან დადებულ ხელშეკრულებაში ფასების სხვაობაზე. ბაზრის ფასსა და ხელშეკრულებით გათვალისწინებულ ფასს შორის პოზიტიური სხვაობისას ელექტროენერგიის მწარმოებელი უხდის აღნიშნულ სხვაობას საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევ ორგანიზაციას. უარყოფითი სხვაობის შემთხვევაში საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევ ორგანიზაცია უკომპენსირებს აღნიშნულ სხვაობას.

საბითუმო საჯარო მომსახურების გამწევი ორგანიზაცის მექანიზმი ეფუძნება შემოსავლების განაწილებას რათა არ მოხდეს ფასების შორის სხვაობის დაფიქსირება, რომლითაც ყიდიან საჯარო მომსახურების ელექტროენერგიის მწარმოებლები თავიანთ ელექტროენერგიას და მათთვის დადგენილ ტარიფებს შორის.

შემოსავლების განაწილება ხდება ისე, რომ მოხდეს აფხაზეთის მიერ მოხმარებული ელექტროენერგიის საფასურის, ასევე, გარანტირებული ხელშეკრულების მქონე და უნივერსალური მიმწოდებლების ფასებს შორის სხვაობის სხვაობა (ეს მოცულობები ივაჭრება ბირჟის მეშვეობით).

ოკუპირებულ ტერიტორიაზე მოხმარებული ელექტროენერგიის შესყიდვა ხდება დღით ადრე ან დღიურ ბაზარზე.

ბაზრის კონცეფცია მოიაზრებს ელექტროენერგიის მიწოდებას უნივერსალური მიმწოდებლების მეშვეობით. აღნიშნული მიმწოდებლები მოამარაგებენ მოსახლეობას და მცირე საწარმოებს, რომლებსაც არ ჰყავთ მიმწოდებელი, ელექტროენერგიით.

ბოლო იმედის მიმწოდებელი მოამარაგებს წინასწარ მარეგულირებლის მიერ დადგენილი ტარიფით იმ მომხმარებლებს, რომლებმაც დაკარგეს მიმწოდებელი დაგეგმილი

ან დაუგეგმავი შეზღუდვების ან მიმწოდებლის მხრიდან ვალდებულების შეუსრულებლობის გამო.

### 2.1.4. ორმხრივი ხელშეკრულებების ბაზარი

დღეისათვის ორმხრივი ხელშეკრულებების ბაზრის წესები განხილვის პროცესშია. სამომავლოდ იგეგმება მისი შერწყმა ბაზრის წესებთან, როგორც დღით ადრე დღიური და საბალანსო ბაზრის წესები. 2021 წლის 1 ივლისიდან, OTC პლატფორმა შევა მოქმედებაში და ბაზრის მონაწილეებს მიეცემათ ვაჭრობის საშუალება.

### 2.1.5. დღით ადრე და დღიური ელექტროენერგეტიკული ბაზრები

შეიქმნა საქართველოს ენერგეტიკული ბირჟა, რომლის ძირითად მიზნებს წარმოადგენს ორმხრივი ხელშეკრულებების და დღით ადრე ბაზრის ჩამოყალიბება, მოგვიანებით დღიური ბაზრის შექმნისათვის საჭირო ღონისძიებების ორგანიზება და კოორდინაცია.

საქართველოს ენერგეტიკული ბირჟა შეიქმნა სამინისტროს ინსტრუქციითა და კოორდინაციით, სსე–ს და კომერციული ოპერატორის 50–50%–იანი მონაწილეობით.

ენერგეტიკული ბირჟა წარმოადგენს ნეიტრალურ, მიუკერძოებელ და გამჭვირვალე ორგანიზაციას. ბირჟა გაუწევს დღით ადრე და დღიური ბაზრებს ოპერირებას ნორდ პულ კონსალტინგის პროგრამული უზრუნველყოფით.

„ენერგეტიკულ გაერთიანებაში“ წევრობის ერთ–ერთ ვალდებულებას წარმოადგენს თავისუფალი, კონკურენტული ელექტროენერგეტიკული ბაზრების ჩამოყალიბება.

2020 წლის 28 მაისს, ენერგეტიკის მარეგულირებელმა კომისიამ გასცა ბაზრის ოპერატორის ლიცენზია „საქართველოს ენერგეტიკულ ბირჟაზე“, დღით ადრე და დღიური ბაზრის ოპერირებისთვის. დღით ადრე ბაზრის სატესტო (dry-run) ოპერირება დაიწყო 2020 წლის 1 ივლისს. ბაზრის ოფიციალურად გაშვების თარიღად ჩანიშნულია 2021 წლის 1 ივლისი. დღიური ბაზრის ოფიციალური გაშვება 2022 წლის 1 ივლისიდან იგეგმება. ბაზრების ძირითად მიზნებს წარმოადგენს:

- სამართლებრივი ჩარჩოების ჩამოყალიბება კონკურენტული ბაზრის შექმნისა და სამართლიანი ფასის ჩამოყალიბებისათვის.
- გენერირებული/მოხმარებული ელექტროენერგიის ეფექტური გამოყენება საათობრივი ვაჭრობის გზით, რაც იძლევა მოთხოვნილი ელექტროენერგიის მენეჯმენტის საშუალებას (საათობრივ ჭრილში დიფერენცირებული ფასები რომლებსაც მიმწოდებელი თავაზობს საბოლოო მომხმარებელს);
- საუკეთესო ევროპული პრაქტიკის გაზიარება და პრინციპების/პროცედურების გაზიარება ელექტროენერგიით ვაჭრობის კუთხით;
- ფინანსური ანგარიშსწორების დაცული, გამჭვირვალე და ხელმისაწვდომი საერთო მექანიზმის შემუშავება.

### 2.1.6. საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების ბაზარი

2020 წლის 28 მაისს ენერგეტიკის მარეგულირებელმა კომისიამ გასცა ბაზრის ოპერატორის ლიცენზია „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემაზე“, საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების ბაზრის ოპერირებისთვის.

2020 წლის 11 აგვისტოს ენერგეტიკის მარეგულირებელი კომისიის მიერ დამტკიცდა „ელექტროენერგიის ბაზრის წესები“ თითოეული საბითუმო ბაზრისთვის. ეს წესები მოიცავს საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების ბაზრის წესებსაც.

„ელექტროენერგიის ბაზრის მოდელის კონცეფციის“ თანახმად დღით ადრე და საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების ბაზრების გაშვება დაგეგმილია 2021 წლის 1 ივლისს, ხოლო დღიური ბაზრის 2022 წლის 1 ივლისს.

მიმდინარეობს ბაზრის მონაწილეების სწავლების პროცესი ბაზარზე ოპერირებისთვის. პირველი ფაზა დაგეგმილია 2020 წლის 16 ოქტომბერს. ამ სწავლების ფარგლებში, ბაზრის პოტენციურ მონაწილეებს ექნებათ საშუალება გაეცნონ ახალი ბაზრის საკანონმდებლო ჩარჩოებს, პრინციპებს და დეტალურ პროცედურებს რომელიც უკავშირდება საბალანსო ბაზარს, რაც მოიცავს დაბალანსებაზე პასუხისმგებელი პირების, დაბალანსების მომსახურების მიმწოდებლების რეგისტრაციას, ნომინაციების წარდგენას, ტენდერებში მონაწილეობის მიღებას, ანგარიშსწორების ციკლს ა.შ

საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების ბაზრის მიზნებს წარმოადგენს:

- მიწოდება–მოხმარებას შორის ბალანსის შენარჩუნება, რისთვისაც გამოიყენება შესაბამისი რეზერვები;
- რეზერვების შეძენა გამჭვირვალე გზით;
- რეზერვების აქტივაცია – მინიმალური დანახარჯის პრინციპით;
- რეზერვების ოპტიმალური ღირებულების დადგენა და დაბალანსების მომსახურების მიმწოდებლების სიის ფორმირება მათ მიერ წარდგენილი ფასების მიხედვით;
- უბალანსობის აღმოფხვრა სამართლიანი და ოპტიმალური დანახარჯით ნებისმიერ დროის ჭრილში;
- ფინანსური ანგარიშსწორების დაცული, გამჭვირვალე და ხელმისაწვდომი საერთო მექანიზმის შემუშავება.

ელექტროენერგიის საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების ბაზრის წესები მოიცავს შემდეგს:

- საბალანსო და დამხმარე მომსახურებების ბაზრის ოპერირებას, გადამცემი სისტემის ოპერატორის და ბაზრის ოპერატორის ვალდებულებებს, ელექტროენერგეტიკული ქსელის დაბალანსების კუთხით.
- დაბალანსებაზე პასუხისმგებელი პირის და დაბალანსების მომსახურების მიმწოდებლის ვალდებულებებს;
- საბალანსო ელექტროენერგიის და საბალანსო სიმძლავრის შეძენას;
- დაბალანსებაზე პასუხისმგებელი პირების და დაბალანსების მომსახურების მიმწოდებლების რეგისტრაციას;

ბაზრის ორგანიზების და რეგულაციის ძირითად პრინციპებს წარმოადგენს:

- ბაზრის/შესაბამისი სერვისების უსაფრთხო და საიმედო ოპერირება;
- საბალანსო და დამხმარე სერვისების კონკურენტული, გამჭვირვალე და არადისკრიმინაციული უზრუნველყოფა;
- ბაზრის მონაწილეების და საბოლოო მომხმარებლების უფლებების და ინტერესების დაცვა
- უბალანსობის გამომწვევი ბაზრის მონაწილისთვის ფინანსური პასუხისმგებლობის დაკისრება;
- უმცირესი ფასის მქონე რეზერვების გამოყენება სისტემის ბალანსის შესანარჩუნებლად ;
- ელექტროენერგეტიკული სისტემის თვით დისპეტჩირების მოდელის ჩამოყალიბება დაგეგმვის და ოპერირების კუთხით;
- ბაზრის ლიკვიდურობის უზრუნველყოფა.

ელექტროენერგიის დაბალანსების სახელმძღვანელოს მიხედვით, გადამცემი სისტემის ოპერატორს ქსელის უსაფრთხოების, სტაბილურობისა და საიმედობის მიზნებისთვის შეუძლია სხვადასხვა პროდუქტების გამოყენება. დაგეგმილია ENTSO-E სტანდარტების შესაბამისი პროდუქტების შექმნა სამომავლო მოთხოვნების შესაბამისობისთვის.

აღნიშნულ სტანდარტებთან შესაბამისობისთვის საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სისტემის საბალანსო პროდუქტები შემდეგნაირად ჩამოყალიბდა:

- სიხშირის შენარჩუნების რეზერვი
- სიხშირის ავტომატურად აღდგენის რეზერვი
- სიხშირის ხელით მართვის აღდგენის რეზერვი

ამასთან, უახლოეს მომავალში, დაგეგმილია ნორმატიულ დონეზე შემდეგი სახის საბალანსო პროდუქტების დამატება:

- სწრაფი ავარიული რეზერვი
- ნელი ავარიული რეზერვი

ეს პროდუქტები საჭიროა სისტემის დაბალანსებისთვის ნორმალურ ან ავარიულ რეჟიმებში. ავარიული რეჟიმის დროს. ავარიული რეჟიმის დროს დარღვეულია მომხმარებლის ელექტროენერგიით მომარაგება და/ან ელექტროენერგიის ხარისხის მაჩვენებლები სცდება დასაშვებ ზღვრებს, რა დროსაც ხდება სასისტემო ავტომატიკის ამუშავება, სისტემის მდგრადობის და უსაფრთხოების აღდგენა ელექტროენერგიის მოხმარების შეზღუდვით. აქედან გამომდინარე ავარიული რეზერვების გამოყენება მოიაზრება მხოლოდ ავარიული რეჟიმის დროს გენერაციის ადეკვატურობის და სისტემის სტაბილურობის შესანარჩუნებლად.

ყველა საბალანსო პროდუქტის განსაზღვრას ახდენს გადამცემი სისტემის ოპერატორი, რომელიც აისახება  ბაზრის წესებში და ამ უკანასკნელს ამტკიცებს საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია.

# 2.2 ელექტროსისტემა

## 2.2.1. ელექტროენერგიის გენერაცია

### 2.2.1.1. გენერაციის სიმძლავრეები და ელექტროენერგიის გამომუშავება ბოლო წლებში მონაცემები გენერაციის შესახებ

საქართველოს ენერგოსისტემა ხასიათდება ენერგიის მოხმარებისა და გენერაციის სეზონური ასიმეტრიულობით, რაც გულისხმობს მოხმარების შედარებით დაბალ და გენერაციის მაღალ მაჩვენებლებს ზაფხულში და მოხმარების მაღალ და გენერაციის დაბალ მაჩვენებლებს ზამთარში. აღნიშნული საშუალებას აძლევს ქვეყანას, განახორციელოს ელექტროენერგიის ექსპორტი ზაფხულში. ზამთრის პერიოდში წყლის სიმცირის გამო საქართველოს ენერგო მომარაგებაში მნიშვნელოვანი ადგილი უკავია თბო გენერაციას, რომელიც მთლიანი ელექტროენერგიის წარმოების 28% შეადგენს ზამთარში, თუმცა ეს მაჩვენებელი 1%-ზე ნაკლებია ზაფხულში.

ქვეყანაში წარმოებული ელექტროენერგიის მთლიანი მოცულობის ერთ მესამედს გამოიმუშავებს უმსხვილესი ჰიდროელექტროსადგური „ენგური“ („ენგურჰესი“), რომლის დადგმული სიმძლავრე შეადგენს 1300 მგვტ-ს. სიდიდით მეორე ჰესია „ვარდნილის კასკადი“. „ენგურჰესი“ და „ვარდნილის კასკადი“, სხვა შედარებით მცირე ჰესებთან ერთად, წარმოადგენენ მარეგულირებელ ჰესებს და უზრუნველყოფენ დაახლოებით 1990 მგვტ სიმძლავრეს.

2019 წლის მონაცემებით დადგმული სიმძლავრის ჯამური მოცულობა ტოლია 4247 მგვტ-ის, რომელიც მოიცავს ჰესების დადგმულ სიმძლავრეს 3300 მგვტ-ს და თბოელექტროსადგურების მიერ დადგმულ სიმძლავრეს 925 მგვტ. ნავარაუდებია, რომ 2020-2030 წლებში არსებულ დადგმულ სიმძლავრეს დაემატება ახალი ჰესების დამატებითი სიმძლავრე, რაც უზრუნველყოფს ჯამური დადგმული სიმძლავრის ზრდას არსებული 4247 მგვტ-დან 5014 მგვტ-მდე 2022 წლისთვის, 5984 მგვტ-მდე - 2024 წლისთვის და 7945 მგვტ-მდე – 2030 წლისთვის.

ჰესების მიერ ელ. ენერგიის წარმოების ზრდასთან ერთად, თანდათანობით შემცირდა ქვეყნის დამოკიდებულება იმპორტსა და თბოგენერაციაზე. 2007 წელს, ჰესების მიერ გენერირებული ენერგიის მოცულობამ 6.8 მილიარდი კვტ.სთ, ანუ ქვეყნის მასშტაბით არსებული მოთხოვნის 82% შეადგინა. 2010 წელს ეს მაჩვენებელი 9.4 მილიარდ კვტ.სთ-მდე გაიზარდა და მოთხოვნის 93% დააკმაყოფილა, 2014 წლის განმავლობაში ჰესების მიერ გენერირებული ენერგიის მოცულობამ 8.3 მილიარდ კვტ.სთ-ს მიაღწია, 2017 წლის მონაცემებით ეს სიდიდე 9.2 მილიარდ კვტ.სთ-ს შეადგენს, ხოლო 2018 წელს 9.95 მილიარდ კვტ.სთ-ს. აღნიშნული ცვლილებები განპირობებულია, როგორც ჰიდროლოგიური პირობების ცვლილებებით, ასევე არსებული ჰესების რეაბილიტაციით.

ქვეყნის ენერგოსისტემა დაკავშირებულია რუსეთის, თურქეთის, აზერბაიჯანისა და სომხეთის ენერგოსისტემებთან და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მოცულობის უდიდესი ნაწილი სწორედ პირველ ორ ქვეყანაზე მოდის. აღნიშნული ქვეყნებიდან იმპორტი

ხორციელდება ზამთარში გაზრდილი მოთხოვნის დასაკმაყოფილებლად, ხოლო ექსპორტი - ზაფხულის თვეებში ბუნებრივი წყალუხვობისა და გამომუშავებული ელექტროენერგიის სიჭარბის გამო. სომხეთთან მიმოცვლა ხორციელდება შედარებით მცირე მოცულობით.

2006-2010 წლებში ექსპორტის მოცულობა ყოველწლიურად იზრდებოდა. 2011-2013 წლებში გაზრდილი შიდა მოხმარების გამო, ელ.ენერგიის ექსპორტის მოცულობა შემცირდა, და 2014 წლის განმავლობაში განხორციელებულმა ექსპორტმა სულ 0.60 მილიარდი კვტ.სთ შეადგინა, რაც 2013 წლის შესაბამისი მაჩვენებლის 25%-იან მატებას წარმოადგენს. თუმცა აღსანიშნავია, რომ 2014 წელს გაზრდილი მოხმარების გამო განხორციელდა 0.85 მილიარდი კვტ.სთ იმპორტი, რაც წინა წლის მაჩვენებელს 75%-ით აღემატება. 2015-2016 წლებში ექსპორტ-იმპორტის მოცულობები მცირედით განსხვავდება ერთმანეთისგან. 2017 წლის განმავლობაში განხორციელებული ექსპორტი ტოლია 0.686 მილიარდი კვტ.სთ, ხოლო იმპორტი 1.5 მილიარდი კვტ.სთ. იმპორტის გაზრდა 2016 წლის იმპორტთან შედარებით, გამოიწვია სისტემის მოხმარების ზრდამ და გენერაციის ობიექტების ექსპლუატაციაში შესვლის გადავადებამ. 2018 წლის მონაცემებით ელ. ენერგიის იმპორტის მოცულობა შეადგენს 1.5 მილიარდ კვტ.სთ-ს, ხოლო ექსპორტის 0.589 მილიარდ კვტ.სთ-ს.

ცხრილი 1. საქართველოს ენერგოსისტემაში არსებული ელ. სადგურები 2019 წლის ბოლოსთვის

| № | ელექტროსადგური | დადგმ სიმძ (მგვტ) | რაოდენობა | ტიპი | ექსპ გაშ წელი |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ენგურჰესი | 1300 | 5x260 | მარეგ | 1978 |
| 2 | ვარდნილჰესი 1 | 220 | 3x73.33 | მარეგ | 1971 |
| 3 | ხრამჰესი 1 | 113.5 | 3x37.6 + 1x0.65 | მარეგ | 1947 |
| 4 | ხრამჰესი 2 | 110 | 2x55 | მარეგ | 1963 |
| 5 | შაორჰესი | 38.4 | 4x9.6 | მარეგ | 1955 |
| 6 | ძევრულაჰესი | 80 | 4x20 | მარეგ | 1956 |
| 7 | ჟინვალჰესი | 130 | 4x32.5 | მარეგ | 1984 |
| 8 | რიონჰესი | 48 | 4x12 | მოდინებაზე | 1933 |
| 9 | გუმათჰესის კასკადი | 66.7 | 4x11 + 3x7.6 | მოდინებაზე | 1958-1956 |
| 10 | ვარციხის კასკადი | 184 | 8x23 | მოდინებაზე | 1976-1977 |
| 11 | ლაჯანურჰესი | 111.8 | 3x37.28 | დ.ღ. რეგ. | 1960 |
| 12 | ზაჰესი | 36.8 | 4x3.2 + 2x12 | მოდინებაზე | 1927 |
| 13 | ორთაჭალჰესი | 18 | 3x6 | მოდინებაზე | 1954 |
| 14 | ჩითახევჰესი | 21 | 3x7 | მოდინებაზე | 1949 |
| 15 | აწჰესი | 16 | 2x8 | მოდინებაზე | 1937 |
| 16 | საცხენჰესი | 14 | 2x7 | მოდინებაზე | 1992 |
| 17 | ხადორჰესი | 26 | 2x12+2x1 | მოდინებაზე | 2004 |
| 18 | ლარსი | 19.5 | 2x6.5 | მოდინებაზე | 2014 |
| 19 | ფარავანჰესი | 87 | 2x43.27 | მოდინებაზე | 2014 |

| № | ელექტროსადგური | დადგმ სიმძ (მგვტ) | რაოდენობა | ტიპი | ექსპ გაშ წელი |
|---|---|---|---|---|---|
| 20 | ბჟუჟაჰესი | 12.2 | 3x4.08 | მცირე ჰესი | 1956 |
| 21 | თეთრიხევჰესი | 13.6 | 2x6.8 | მცირე ჰესი | 1952 |
| 22 | ალაზანჰესი | 4.8 | 2x2.4 | მცირე ჰესი | 1942 |
| 23 | აბჰესი | 2.01 | 1x0.888+2x0.56 | მცირე ჰესი | 1928 |
| 24 | სიონჰესი | 9.1 | 2x4.57 | მცირე ჰესი | 1964 |
| 25 | რიცეულაჰესი | 6.3 | 1x3.816+2x1.296 | მცირე ჰესი | 1967 |
| 26 | ჩალაჰესი | 1.5 | 1x1.5 | მცირე ჰესი | 1941 |
| 27 | ჩხორჰესი | 5.4 | 1x2.9+1x2.45 | მცირე ჰესი | 1967 |
| 28 | დაშბაშჰესი | 1.3 | 3x0.42 | მცირე ჰესი | 1935 |
| 29 | მაშავერაჰესი | 0.8 | 1x0.8 | მცირე ჰესი | 1949 |
| 30 | კაბალჰესი | 1.5 | 3x0.45 | მცირე ჰესი | 1953 |
| 31 | კახარეთიჰესი | 2.1 | 2x1.04 | მცირე ჰესი | 1957 |
| 32 | მარტყოფიჰესი | 3.9 | 1x3.87 | მცირე ჰესი | 1952 |
| 33 | ინწობაჰესი | 1.8 | 1x0.6+2x0.6 | მცირე ჰესი | 1998 |
| 34 | ყაზბეგიჰესი 2 | 0.38 | 2x0.19 | მცირე ჰესი | 1951 |
| 35 | ენერგეტიკიჰესი | 0.59 | 1x0.59 | მცირე ჰესი | 2006 |
| 36 | ალგეთაჰესი | 1.3 | 1x1+1x0.25 | მცირე ჰესი | 2006 |
| 37 | მაჭახელაჰესი | 1.6 | 2x0.8 | მცირე ჰესი | 1957 |
| 38 | მისაქციელი | 3 | 1x2+1x1 | მცირე ჰესი | 1964 |
| 39 | სქურიჰესი | 1 |  | მცირე ჰესი | 1958 |
| 40 | ტირიფონჰესი | 3.2 | 2x1.6 | მცირე ჰესი | 1951 |
| 41 | ხერთვისიჰესი | 0.3 | 2x0.152 | მცირე ჰესი | 1950 |
| 42 | კინკიშაჰესი | 0.9 | 2x0.452 | მცირე ჰესი | 1954 |
| 43 | აჭიჰესი | 1 | 1x0.74+1x0.288 | მცირე ჰესი | 1958 |
| 44 | რუსთავიჰესი | 0.5 |  | მცირე ჰესი | 2009 |
| 45 | სულორჰესი | 0.8 |  | მცირე ჰესი | 2009 |
| 46 | ოკამი 2007 | 1.6 |  | მცირე ჰესი | 2009 |
| 47 | ბოლდოდაჰესი-ლოპოტა | 2.5 |  | მცირე ჰესი | 2009 |
| 48 | ზვარეთიჰესი | 0.2 |  | მცირე ჰესი | 2010 |
| 49 | ფშაველაჰესი | 2.9 | 1x2.9 | მცირე ჰესი | 2010-2015 |
| 50 | იგოეთიჰესი | 2 | 1x0.525+1x1.25 | მცირე ჰესი | 1953 |
| 51 | სანალიაჰესი | 5 |  | მცირე ჰესი | 2007 |
| 52 | მინი ჰესი ხადორი 1 | 0 |  | მცირე ჰესი | 2011 |
| 53 | ხადორჰესი 2 | 6 | 2x3 | მცირე ჰესი | 2012 |
| 54 | ხანჰესი | 0.3 |  | მცირე ჰესი | 2012 |
| 55 | რაჭაჰესი | 11 | 2x5.5 | მცირე ჰესი | 2013 |
| 56 | დაგვაჰესი | 0.1 |  | მცირე ჰესი | 2013 |

| № | ელექტროსადგური | დადგმ სიმძ (მგვტ) | რაოდენობა | ტიპი | ექსპ გაშ წელი |
|---|---|---|---|---|---|
| 57 | ალაზანი 2 | 6 | 2x3 | მცირე ჰესი | 2013 |
| 58 | შილდაჰესი | 5 | 2x2.5 | მცირე ჰესი | 2013 |
| 59 | ყაზბეგი | 6 | 2x3 | მცირე ჰესი | 2014 |
| 60 | ბახვიჰესი-3 | 10 | 2x4+1x2 | მცირე ჰესი | 2013 |
| 61 | პანტიანიჰესი | 0.4 | | მცირე ჰესი | 2012 |
| 62 | არაგვიჰესი | 8.5 | 2x4.7 | მცირე ჰესი | 2014 |
| 63 | ახმეტაჰესი | 9.1 | 2x4.57 | მცირე ჰესი | 2014 |
| 64 | ფშაველა-სტორი ფაუერი | 1.95 | | მცირე ჰესი | 2015 |
| 65 | კაზრეთიჰესი | 2.5 | | მცირე ჰესი | 2014 |
| 66 | დებედა ჰესი | 3.2 | 2x1.6 | მცირე ჰესი | 2016 |
| 67 | შაქშაქეთი ჰესი | 1.9 | 1x1.9 | მცირე ჰესი | 2016 |
| 68 | მაქსანიაჰესი | 0.315 | 1x315 | მცირე ჰესი | 2016 |
| 69 | დარიალი ჰესი | 108 | 3x36 | მოდინებაზე | 2016 |
| 70 | საგურამო ჰესი | 4.2 | 2x2.25 | მოდინებაზე | 2016 |
| 71 | ხელვაჩაური ჰესი | 47.48 | 4x11.5+1 x 1.48 | დ.ღ. რეგ. | 2016 |
| 72 | მარნეული ჰესი | 0.25 | 1x0.25 | მცირე ჰესი | 2016 |
| 73 | შუახევი ჰესი | 178.72 | 2x89.36 | დ.ღ. რეგ. | 2017* |
| 74 | ღორეშა ჰესი | 0.125 | 1x0.125 | მცირე ჰესი | 2017 |
| 75 | კინტრიშა ჰესი | 5.50 | 2x2.75 | მოდინებაზე | 2017 |
| 76 | ნაბეღლავი ჰესი | 2 | 2x1 | მოდინებაზე | 2017 |
| 77 | სკურდიდი ჰესი | 1.33 | 1x1.33 | მოდინებაზე | 2018 |
| 78 | შილდა ჰესი 1 | 1.20 | 1x1.2 | მოდინებაზე | 2018 |
| 79 | ხეორი ჰესი | 1.48 | 1x1.48 | მოდინებაზე | 2018 |
| 80 | ბოდორნა ჰესი | 2.5 | 1x2.5 | მოდინებაზე | 2018 |
| 81 | კასლეთი 2 | 9.1 | 2x4.55 | მოდინებაზე | 2018 |
| 82 | ჯონოული ჰესი 1 | 1.85 | 1x1.85 | მოდინებაზე | 2018 |
| 83 | კირნათი ჰესი | 51.22 | 4x12.33+1x1.9 | დ.ღ. რეგ. | 2018 |
| 84 | ოლდ ენერჯი ჰესი | 21.39 | 3x7.13 | მოდინებაზე | 2018 |
| 85 | არაგვი ჰესი 2 | 1.95 | 1x1.95 | მოდინებაზე | 2019 |
| 86 | მესტიაჭალა 1 | 20 | 2x10 | მოდინებაზე | 2019 |
| 87 | მესტიაჭალა 2 | 30 | 3x10 | მოდინებაზე | 2019 |
| 88 | ავანი ჰესი | 3.5 | 2x1.75 | მოდინებაზე | 2019 |
| 89 | ოროჰესი (ზემო ორზ. ჰესი) | 1.12 | 1x1.12 | მოდინებაზე | 2019 |
| 90 | ბლოკი №9 | 300 | 1x300 | თბოსადგური | 1991 |
| 91 | ბლოკები №3, №4 | 272 | 130+142 | თბოსადგური | 1963 |
| 92 | აირტურბინა | 110 | 2x55 | თბოსადგური | 2006 |

| № | ელექტროსადგური | დადგმ სიმძ (მგვტ) | რაოდენობა | ტიპი | ექსპ გაშ წელი |
|---|---|---|---|---|---|
| 93 | ტყიბულის ქვანახ თბო | 13 | 2x6.5 | თბოსადგური | 2011 |
| 94 | გარდაბნის კომბ თბო | 230 | 2x75+80 | თბოსადგური | 2015 |
| 95 | ქარის სადგური | 20.7 | 6x3.45 | ქარის სადგური | 2016 |
| **I** | **მარეგ. ჰესების ჯამი** | **2381.12** | | | |
| **II** | **მოდინ. ჰესების ჯამი** | **919.84** | | | |
| **III** | **სულ ჰესების ჯამი** | **3300.96** | | | |
| **IV** | **სულ თესების ჯამი** | **925** | | | |
| **V** | **ქარის სადგური** | **20.7** | | | |
| **VI** | **სისტემა** | **4246.66** | | | |

ცხრილი 2. ელ. ენერგიის გენერაციის და მოხმარების სტატისტიკა 2016-2020 წლებისთვის (მლრდ.კვტ.სთ)

| წელი | ჯამური გენერაცია | ჰესები | თბოსადგურები | ქარი | მოხმარება | ექსპორტი |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2016 | 11.58 | 9.33 | 2.25 | 0 | 11.5 | 0.08 |
| 2017 | 11.53 | 9.21 | 2.23 | 0.09 | 12.34 | -0.81 |
| 2018 | 12.79 | 10.53 | 2.18 | 0.086 | 13 | -0.21 |
| 2019 | 14.14 | 11.2 | 2.85 | 0.093 | 13.65 | 0.49 |
| 2020 | 11.18 | 8.25 | 2.84 | 0.091 | 12.62 | -1.46 |

### 2.2.1.2. ელექტროსადგურების მუშაობა

როგორც აღნიშნულ იქნა, საქართველოს ენერგოსისტემის გენერაციის ძირითადი წყაროები კონცენტრირებულია დასავლეთ საქართველოში, კერძოდ მდინარე ენგურის აუზში და მათ წარმოადგენს ენგურჰესი და ვარდნილჰესი. ზაფხულის წყალუხვობის პერიოდში (მაისი-ივნისი-ივლისის პირველი ნახევარი) ამ სადგურების მიერ გენერირებული ჯამური სიმძლავრე უტოლდება 1250 მგვტ-ს. აქედან, ერთი ნაწილის (250 მგვტ) გადაცემა ხდება აფხაზეთის რეგიონში ეგხ კოხლიდა-3-ით (ვარდნილჰესი-ოჩამჩირე), მეორე ნაწილით (120 მგვტ-მდე) ხდება ზუგდიდის, მენჯის და ხორგას ქვესადგურების კვება. დანარჩენი ნაწილი, დაახლოებით 860 მგვტ გადაიცემა 500 კვ ეგხ „იმერეთით“ და 130 მგვტ - მისი პარალელური 220 კვ მაგისტრალით აღმოსავლეთის მიმართულებით და ნაწილდება ქ/ს ახალციხიდან თურქეთში ექსპორტზე (600 მგვტ) და თბილის-რუსთავის მოხმარების ცენტრების ენერგომომარაგებაზე.

ამასთან, წყალტუბო-ქუთაისის (100 მგვტ) და ზესტაფონის (250 მგვტ) მსხვილი მოხმარების ცენტრების მოხმარება ძირითადად ბალანსდება წყალტუბო-ქუთაისისა (320 მგვტ) და ზესტაფონის (30 მგვტ) რეგიონებში არსებული რამდენიმე ჰიდროელექტროსადგურის მიერ. ამრიგად, დაახლოებით 865 მგვტ სიმძლავრე შეიძლება გადმოდინებული იქნას ეგხ "იმერეთზე" აღმოსავლეთით. ამ გადმოდინებიდან დაახლოებით 407 მგვტ სჭირდება თბილისი-რუსთავის კვანძების და ხაშური-გორის მოხმარებების კვებას. დანარჩენი 590 მგვტ სიმძლავრე შესაძლებელია გადინებული იქნას თურქეთში. ამ პერიოდში, ეგხ "იმერეთზე" 8651 მგვტ-ზე მეტის გატარება ხანგრძლივად მიზანშეუწონელია (მისი შეზღუდული გამტარუნარიანობის გამო და მდგრადობის პრობლემების აცილებისათვის). ამიტომ შეზღუდულია რუსეთიდან თურქეთში ტრანზიტი საქართველოს გავლით. იმის მიუხედევად, რომ საქართველო რუსეთთან პარალელურ რეჟიმში მუშაობს და თურქეთში ჩანართზე „თავისუფალი" რჩება კიდევ 100 მგვტ სიმძლავრის გატარების უნარი. ამიტომ ამ „ჩანართის თავისუფალი სიმძლავრის" ათვისება შესაძლებელია მოხდეს აზერბაიჯანიდან და/ან სომხეთიდან შემოდინების ხარჯზე, კუნძულოვანი სქემით.

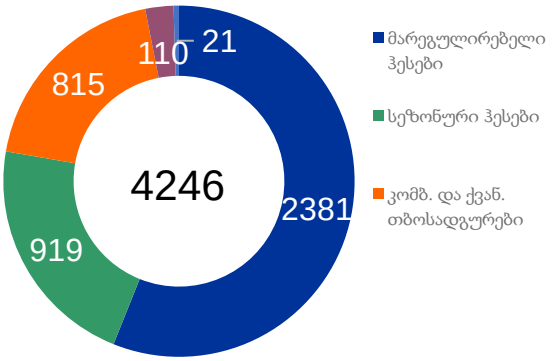
ქვემოთ ცხრილში მოცემულია საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სისტემაში არსებული მსხვილი გენერატორების ავარიული გამორთვების და დაფიქსირებული მიუწოდებელი ენერგიის საშუალოწლიური სტატისტიკა.

ცხრილი 3. 100 მგვტ და უფრო მძლავრი გენერატორების ავარიული გამორთვების 2016-2020 წლების გასაშუალოებული სტატისტიკა და საიმედოობის მაჩვენებლები

| № | გენერატორი | ძაბვა | N | T | U | DE |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | კვ | (რაოდ/წელ) | (სთ/წელ) | % | (კვტ.სთ/წელ) |
| 1 | ენგურჰესი გ1 | 500 | 3.2 | 10.63 | 0.12 | 5'667 |
| 2 | ენგურჰესი გ2 | 500 | 2 | 1.78 | 0.02 | 0 |
| 3 | ენგურჰესი გ3 | 500 | 1.6 | 8.12 | 0.09 | 0 |
| 4 | ენგურჰესი გ4 | 500 | 3.8 | 42.53 | 0.49 | 0 |
| 5 | ენგურჰესი გ5 | 500 | 3 | 6.03 | 0.07 | 201'903 |
| 6 | გარდაბანი ბლოკი N3 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | გარდაბანი ბლოკი N4 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | გარდაბანი ბლოკი N9 | 500 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | | **ჯამი** | | **207'570** |

ზემოთ ცხრილში: N - ელემენტების გამორთვების რაოდენობა წელიწადში. T-ავარიული გამორთვების შედეგად უქმად ყოფნის (აღდგენის) დრო. U - ავარიული გამორთვების ხანგრძლივობა %-ებში (T/8760*100%). DE - წლის განმავლობაში მიუწოდებელი ელექტროენერგიის სიდიდე.

### 2.2.1.3. ენერგიის განახლებადი წყაროები




ნახ.1 ელ. სადგურების არსებული სიმძლავრეები

ამჟამად საქართველოს ენერგოსისტემის დადგმული სიმძლავრე 4246 მგვტ-ია, აქედან მარეგულირებელი ჰესების სიმძლავრეა 2381 მგვტ, მოდინებაზე მომუშავე ჰესების სიმძლავრე 919 მგვტ, 110 მგვტ აირტურბინების, 21 მგვტ ქარის სადგურების, ხოლო კომბინირებული და თბოელექტროსადგურებისა - 815 მგვტ (ნახ. 1) ჯამური დადგმული სიმძლავრის დაახლოებით 78% მოდის ჰესებზე. მარეგულირებელი ჰესების წილი შეადგენს დადგმული სიმძლავრის დაახლოებით 56%-ს. ამრიგად, საქართველოს ელექტროსისტემის გამომუშავების ძირითად ნაწილის უზრუნველყოფს ენერგიის განახლებადი წყაროები.

როგორც აღინიშნა, საქართველო ძალზედ მდიდარია ჰიდრორესურსებით და შესაბამისად, დაგეგმილი გენერაციის პროექტების მთავარი ნაწილი წარმოადგენს ჰეს-ებს. ამას გარდა, საქართველოს აქვს ასევე დიდი პოტენციალი განახლებადი ენერგიის წყაროების - ქარის და მზის კუთხით. გენერაციის სიმძლავრეების განვითარება განხილული იქნება შემდეგ ქვეთავში.

### 2.2.1.4. ახალი გენერაციის მშენებლობასთან დაკავშირებული საქმიანობები

#### 1. საწყისი ინფორმაცია ქსელის განვითარებისთვის

*ენერგეტიკის კანონის „მუხლი 53-ის (საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა) პუნქტი 2-ის თანახმად საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა შეიცავს:*

*ა) ინფორმაციას ელექტროენერგიის არსებული და სამომავლო (საპროგნოზო) მოთხოვნისა და მიწოდების შესახებ;*

*გ) ინფორმაციას ელექტროენერგიის შიდა საპროგნოზო წარმოებისა და ტრანსსასაზღვრო გადადინების შესახებ;*

*....*

*ვ) ინფორმაციას წარმოების ახალი ობიექტების (მათ შორის , განახლებადი ენერგიის წყაროების) ქსელში ინტეგრირების შესახებ.*

*ქსელის წესების მუხლი 39-ის პუნქტი 6-ის თანახმად: გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმა სხვა ინფორმაციასთან ერთად უნდა შეიცავდეს ინფორმაციას გადამცემი ქსელის საექსპლუატაციო მახასიათებლების შესახებ, რომელიც მოიცავს:*

*...*

*ზ) გადამცემი ქსელის განვითარებას, რომელიც ეფუძნება ელექტროენერგიის მოხმარების ზრდის პროგნოზს;*

*თ) გადამცემი ქსელის განვითარებას, რომელიც ეფუძნება ახალი ელექტროსადგურების მშენებლობის გეგმებს;*

*ი) ახალი სისტემათაშორისი ელექტროგადამცემი ხაზებისა და ქვესადგურების მშენებლობების შეთავაზებებს;*

*კ) მეზობელი ქვეყნების ელექტროენერგეტიკულ სისტემებთან დაგეგმილი გადადინებების მოცულობებს.*

საქართველოს ენერგოსისტემის გადამცემი ქსელის განვითარებისთვის საწყის ინფორმაციას წარმოადგენს: 1. ცნობები გენერაციისა და მოხმარების შესახებ, კერძოდ, ახალი გენერაციის ობიექტების ტიპი, დადგმული სიმძლავრე, წლიური გამომუშავება, ექსპლუატაციაში გაშვების თარიღი, კატეგორია; ძველი გენერაციის ობიექტების ექსპლუატაციიდან გამოყვანის თარიღი, მოხმარების ზრდის სცენარები, 2. გადამცემი ქსელის ელემენტების მიახლოებითი ფასები, 3. შეთანხმებები მეზობელ ქვეყნებთან ტრანსსასაზღვრო გადამცემი ინფრასტრუქტურის მშენებლობის შესახებ და მათი საქართველოს მიმდებარე ქსელის განვითარება; 4. სპეციალური მოთხოვნები მაგენერირებელი ობიექტებისა და მუდმივი დენის ჩანართებისადმი. 5. სამინისტროს/მთავრობის დავალებები წინა ვერსიის ათწლიან გეგმასთან შედარებით ცვლილებების შესახებ.

ცნობები გენერაციის და მოხმარების შესახებ მიღებულ იქნა ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროდან სამინისტროს ოფიციალური წერილის საფუძველზე. აღნიშნული ინფორმაცია, რომელიც გათვალისწინებულია ბოლო დამტკიცებულ ათწლიან გეგმაში (2020-2030) ნაჩვენებია ცხრილის სახით ქვემოთ:

ცხრილი 4. საპროგნოზო დადგმული სიმძლავრე გენერაციის ტიპების მიხედვით (მგვტ)

| ენერგიის წყარო | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *ჰიდრო* | 3301 | 3443 | 3693 | 3945 | 4540 | 4927 | 5357 | 6137 | 6137 | 6137 | 6536 | 6536 |
| *თბო* | 925 | 1175 | 1295 | 1295 | 1405 | 1405 | 1355 | 1355 | 1355 | 1355 | 1355 | 1355 |
| *ქარის* | 21 | 21 | 354 | 354 | 354 | 354 | 686 | 686 | 686 | 686 | 686 | 1330 |
| *მზის* | | | 130 | 130 | 130 | 130 | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 | 520 |
| *ბიომასა* | | | | | | | | | | | | |
| *სხვა* | | | | | | | | | | | | |
| *ჯამი* | 4247 | 4639 | 5472 | 5724 | 6429 | 6816 | 7658 | 8438 | 8438 | 8438 | 8837 | 9741 |

ცხრილი 5. პერსპექტიული ჰესები საპროგნოზო მონაცემებით

| № | დასახელება | დადგმ. სიმძლ (მგვტ) | გამომუშ (მლნ. კვტ.სთ) | ტიპი | ექსპლუატაციაში გაშვების სავარაუდო თარიღი | კატეგორია [3] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ხელრა | 3 | 17 | მოდინებაზე | 2020 | 2 |
| 2 | იფარი | 3 | 17 | მოდინებაზე | 2020 | 2 |
| 3 | საშუალა 2 | 5 | 23 | მოდინებაზე | 2020 | 1 |
| 4 | რაჩხა | 3 | 11 | მოდინებაზე | 2020 | 1 |
| 5 | ჭაპალა | 0.43 | 3 | მოდინებაზე | 2020 | 2 |
| 6 | თბილისის ზღვა | 1 | 3 | მოდინებაზე | 2020 | 2 |
| 7 | ჭართალი | 2 | 12 | მოდინებაზე | 20/01/2020 | 3 |
| 8 | მაშავერა 1 | 2 | 9 | მოდინებაზე | 21/02/2020 | 3 |
| 9 | მაშავერა 2 | 2 | 9 | მოდინებაზე | 22/02/2020 | 3 |
| 10 | ზემო ყარაბულახი | 1 | 7 | მოდინებაზე | 23/02/2020 | 3 |
| 11 | სტორი 1 | 20 | 103 | მოდინებაზე | 14/04/2020 | 1 |
| 12 | ლახამი 1 | 6 | 37 | მოდინებაზე | 19/04/2020 | 2 |
| 13 | ლახამი 2 | 10 | 50 | მოდინებაზე | 19/04/2020 | 2 |
| 14 | ბოყო | 1 | 5 | მოდინებაზე | 01/06/2020 | 3 |
| 15 | ზეკარი | 2 | 11 | მოდინებაზე | 06/06/2020 | 2 |
| 16 | ხრამი | 1 | 7 | მოდინებაზე | 06/06/2020 | 2 |
| 17 | სხალთა | 10 | 28 | მოდინებაზე | 09/07/2020 | 1 |
| 18 | დვირულა | 2 | 10 | მოდინებაზე | 13/11/2020 | 2 |
| 19 | მტკვარი | 53 | 230 | მოდინებაზე | 01/12/2020 | 1 |
| 20 | ჯაღონ-ნაშუმი | 2 | 9 | მოდინებაზე | 01/12/2020 | 3 |
| 21 | ნაცეშარი | 2 | 8 | მოდინებაზე | 01/12/2020 | 3 |
| 22 | დეკა | 1 | 6 | მოდინებაზე | 01/12/2020 | 3 |
| 23 | პატარა ზეკარი | 2 | 12 | მოდინებაზე | 01/12/2020 | 3 |
| 24 | საშუალა 1 | 7 | 33 | მოდინებაზე | 29/12/2020 | 1 |
| 25 | ნაროვანი | 1 | 4 | მოდინებაზე | 31/12/2020 | 2 |
| 26 | კასლეთი 1 | 8 | 46 | მოდინებაზე | 31/03/2021 | 3 |
| 27 | ბაისუბანი | 5 | 33 | მოდინებაზე | 08/04/2021 | 3 |
| 28 | ახალსოფელი | 5 | 27 | მოდინებაზე | 08/04/2021 | 3 |
| 29 | ლოპოტა 1 | 6 | 34 | მოდინებაზე | 24/04/2021 | 2 |
| 30 | სამყურისწყალი 1 | 5 | 26 | მოდინებაზე | 30/04/2021 | 1 |
| 31 | სამყურისწყალი 2 | 26 | 129 | მოდინებაზე | 30/04/2021 | 1 |
| 32 | ქვემო ოროზმანი | 1 | 4 | მოდინებაზე | 01/06/2021 | 3 |
| 33 | ლაჰლაჭალა | 12 | 53 | მოდინებაზე | 01/06/2021 | 3 |
| 34 | ტორზილა | 2 | 7 | მოდინებაზე | 14/06/2021 | 3 |
| 35 | ხობი 2 | 47 | 202 | მოდინებაზე | 10/08/2021 | 1 |

| № | დასახელება | დადგმ. სიმძლ (მგვტ) | გამომუშ (მლნ. კვტ.სთ) | ტიპი | ექსპლუატაციაში გაშვების სავარაუდო თარიღი | კატეგორია[3] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 36 | პლატო | 10 | 39 | მოდინებაზე | 29/08/2021 | 3 |
| 37 | ბორჯომი | 2 | 11 | მოდინებაზე | 29/08/2021 | 3 |
| 38 | ბუჯა 1 | 2 | 10 | მოდინებაზე | 01/10/2021 | 2 |
| 39 | ბუჯა 2 | 1 | 5 | მოდინებაზე | 01/10/2021 | 2 |
| 40 | ბუჯა 3 | 2 | 11 | მოდინებაზე | 01/10/2021 | 2 |
| 41 | სორგითი 1 | 13 | 60 | მოდინებაზე | 06/10/2021 | 3 |
| 42 | სორგითი 2 | 10 | 48 | მოდინებაზე | 06/10/2021 | 3 |
| 43 | ლასკადურა | 7 | 33 | მოდინებაზე | 17/11/2021 | 2 |
| 44 | ბარამიძე | 8 | 39 | მოდინებაზე | 01/12/2021 | 2 |
| 45 | უძილაურთა | 8 | 41 | მოდინებაზე | 01/12/2021 | 2 |
| 46 | დარჩი | 17 | 94 | მოდინებაზე | 01/12/2021 | 3 |
| 47 | ზოტი | 44 | 169 | მოდინებაზე | 01/12/2021 | 2 |
| 48 | ხადა 1 | 3 | 17 | მოდინებაზე | 01/12/2021 | 3 |
| 49 | შავი არაგვი 1 | 3 | 14 | მოდინებაზე | 01/12/2021 | 3 |
| 50 | ხევი | 3 | 22 | მოდინებაზე | 01/12/2021 | 3 |
| 51 | ნაკრა | 8 | 35 | მოდინებაზე | 01/01/2022 | 2 |
| 52 | ძეგვი | 16 | 82 | მოდინებაზე | 03/01/2022 | 3 |
| 53 | ჩორდულა | 2 | 9 | მოდინებაზე | 12/01/2022 | 3 |
| 54 | ფონა | 11 | 55 | მოდინებაზე | 20/01/2022 | 3 |
| 55 | ნახიდურა | 9 | 57 | მოდინებაზე | 01/02/2022 | 3 |
| 56 | გოგინაური | 5 | 19 | მოდინებაზე | 10/02/2022 | 2 |
| 57 | ბარისახო | 14 | 64 | დ.ღ. რეგ. | 26/02/2022 | 3 |
| 58 | აკავრეთა | 20 | 84 | მოდინებაზე | 01/05/2022 | 3 |
| 59 | სადმელი 2 | 4 | 23 | მოდინებაზე | 01/06/2022 | 3 |
| 60 | მენესო | 8 | 41 | მოდინებაზე | 01/06/2022 | 3 |
| 61 | ლუხრა | 5 | 23 | მოდინებაზე | 21/06/2022 | 3 |
| 62 | გუბაზეული 6 | 3 | 20 | მოდინებაზე | 11/07/2022 | 3 |
| 63 | ახალქალაქი | 10 | 54 | მოდინებაზე | 01/09/2022 | 3 |
| 64 | ხრამი 3 | 16 | 112 | მოდინებაზე | 06/09/2022 | 3 |
| 65 | თბილისი | 20 | 113 | მოდინებაზე | 21/10/2022 | 3 |
| 66 | ხადორი 3 | 5 | 28 | მოდინებაზე | 21/10/2022 | 2 |
| 67 | ჭიორა | 14 | 68 | მოდინებაზე | 06/11/2022 | 2 |
| 68 | ბჟუჟა 2 | 5 | 26 | მოდინებაზე | 16/11/2022 | 3 |
| 69 | მეტეხი 1 | 37 | 145 | დ.ღ. რეგ. | 01/12/2022 | 2 |
| 70 | მეტეხი 2 | 12 | 63 | მოდინებაზე | 01/12/2022 | 2 |
| 71 | ხადა 2 | 1 | 8 | მოდინებაზე | 01/12/2022 | 3 |
| 72 | შავი არაგვი | 5 | 25 | მოდინებაზე | 01/12/2022 | 3 |

| № | დასახელება | დადგმ. სიმძლ (მგვტ) | გამომუშ (მლნ. კვტ.სთ) | ტიპი | ექსპლუატაციაში გაშვების სავარაუდო თარიღი | კატეგორია[3] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 73 | ნაკრა 1 | 9 | 40 | მოდინებაზე | 31/12/2022 | 3 |
| 74 | ნაკრა 2 | 13 | 60 | მოდინებაზე | 31/12/2022 | 3 |
| 75 | ყიზილაჯლო | 4 | 23 | მოდინებაზე | 25/02/2023 | 3 |
| 76 | ოქროპილაური | 4 | 22 | მოდინებაზე | 10/04/2023 | 3 |
| 77 | დიღომი | 18 | 95 | მოდინებაზე | 05/06/2023 | 3 |
| 78 | ღები | 14 | 71 | მოდინებაზე | 08/08/2023 | 2 |
| 79 | ღერე | 9 | 41 | მოდინებაზე | 08/08/2023 | 2 |
| 80 | საკაურა | 12 | 59 | მოდინებაზე | 08/08/2023 | 2 |
| 81 | მაჟიეთი | 12 | 63 | მოდინებაზე | 08/08/2023 | 2 |
| 82 | ბახვი 2 | 36 | 123 | მოდინებაზე | 13/08/2023 | 3 |
| 83 | კამარა | 14 | 65 | მოდინებაზე | 21/09/2023 | 3 |
| 84 | ნამახვანი | 433 | 1,496 | სეზ. რეგ. | 01/10/2023 | 2 |
| 85 | წაბლარი 2 | 24 | 85 | მოდინებაზე | 30/11/2023 | 2 |
| 86 | ლაჯანური 1 | 5 | 27 | მოდინებაზე | 31/12/2023 | 2 |
| 87 | ლაჯანური 2 | 5 | 31 | მოდინებაზე | 31/12/2023 | 2 |
| 88 | ლაჯანური 3 | 5 | 33 | მოდინებაზე | 31/12/2023 | 2 |
| 89 | ჯონოული 2 | 32 | 129 | მოდინებაზე | 23/02/2024 | 3 |
| 90 | ვედი | 24 | 115 | მოდინებაზე | 26/02/2024 | 3 |
| 91 | ნენსკრა | 280 | 1,219 | სეზ. რეგ. | 01/10/2024 | 1 |
| 92 | ხელედულა 3 | 51 | 255 | მოდინებაზე | 15/12/2024 | 3 |
| 93 | ცირმინდი | 16 | 77 | მოდინებაზე | 26/02/2025 | 3 |
| 94 | ხობი 1 | 60 | 320 | მოდინებაზე | 01/10/2025 | 3 |
| 95 | ახალდაბა | 74 | 366 | მოდინებაზე | 01/10/2025 | 3 |
| 96 | პალდო | 7 | 48 | მოდინებაზე | 31/12/2025 | 3 |
| 97 | მლეთა | 5 | 31 | მოდინებაზე | 31/12/2025 | 3 |
| 98 | ქვეშეთი | 10 | 70 | მოდინებაზე | 31/12/2025 | 3 |
| 99 | ბოჭორმა | 5 | 32 | მოდინებაზე | 31/12/2025 | 3 |
| 100 | ქვედი | 2 | 10 | მოდინებაზე | 31/12/2025 | 3 |
| 101 | ანდეზიტი | 1 | 4 | მოდინებაზე | 31/12/2025 | 3 |
| 102 | დიზი | 250 | 960 | დ.ღ. რეგ. | 2025 | 3 |
| 103 | მტკვრის კასკადი 4 | 78 | 615 | მოდინებაზე | 13/08/2026 | 3 |
| 104 | ხუდონი | 702 | 1,528 | სეზ. რეგ. | 01/10/2026 | 2 |
| 105 | ონი 1 | 122 | 441 | მოდინებაზე | 01/10/2029 | 3 |
| 106 | ონი 2 | 84 | 339 | მოდინებაზე | 01/10/2029 | 3 |
| 107 | ცხენისწყლის კასკადი | 193 | 910 | მოდინებაზე | 01/10/2029 | 3 |

| № | დასახელება | დადგმ. სიმძლ (მგვტ) | გამომუშ (მლნ. კვტ.სთ) | ტიპი | ექსპლუატაციაში გაშვების სავარაუდო თარიღი | კატეგორია [3] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 108 | კვანჭიანი | 230 | 920 | დ.ღ. რეგ. | - | 3 |
| 109 | იელი | 80 | 305 | დ.ღ. რეგ. | - | 3 |
| | **ჯამი** | **3545** | **14020** | | | |

ცხრილი 6. პერსპექტიული თბოსადგურები საპროგნოზო მონაცემებით

| № | დასახელება | დადგმული სიმძლავრე (მგვტ) | მქკ | ტიპი | ექსპლუატაციაში გაშვების სავარაუდო თარიღი | კატეგორია [3] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **1** | 1-თბო | 250 | 55 | კომბინირებული | 01.01.2020 | 1 |
| **2** | 2-თბო | 250 | 55 | კომბინირებული | 01.01.2021 | 3 |
| **3** | 3-თბო | 250 | 55 | კომბინირებული | 01.01.2023 | 3 |
| **4** | 4-თბო | 250 | 55 | კომბინირებული | 01.01.2025 | 3 |

ცხრილი 7. პერსპექტიული მზის, ქარის, გეოთერმული ან სხვა განახლებად რესურსზე მომუშავე სადგურები საპროგნოზო მონაცემებით

| № | პროექტი | რეგიონი | დადგმული სიმძლავრე (მგვტ) | წლიური გენერაცია (გვტ.სთ) | ტიპი |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | იმერეთი-1 | იმერეთი | 420 | 1100 | ქარის |
| 2 | რიკოთი | იმერეთი | 65 | 219 | ქარის |
| 3 | ცენტრალური | იმერეთი | 120 | 560 | ქარის |
| 4 | ტყიბული | იმერეთი | 50 | 321 | ქარის |
| 5 | ზესტაფონი | იმერეთი | 50 | 165 | ქარის |
| 6 | ქუთაისი | იმერეთი | 50 | 171 | ქარის |
| 7 | ფონა | შიდა ქართლი | 25 | 87 | ქარის |
| 8 | ნიგოზა | შიდა ქართლი | 50 | 232 | ქარის |
| 9 | ქართლი-2 | შიდა ქართლი | 100 | 317 | ქარის |
| 10 | პირველი | შიდა ქართლი | 110 | 388 | ქარის |
| 11 | ზემო | შიდა ქართლი | 11 | 39 | ქარის |
| 12 | კასპი | შიდა ქართლი | 50 | 205 | ქარის |
| 13 | ფლევი | შიდა ქართლი | 35 | 140 | ქარის |
| 14 | მარტყოფი | თბილისი | 50 | 172 | ქარის |
| 15 | თბილისი | თბილისი | 50 | 200 | ქარის |
| 16 | დიდგორი | ქვემო ქართლი | 50 | 193 | ქარის |
| 17 | პირველი-1 | ქვემო ქართლი | 30 | 114 | ქარის |
| 18 | სააკაძე | ქვემო ქართლი | 15 | 56 | ქარის |

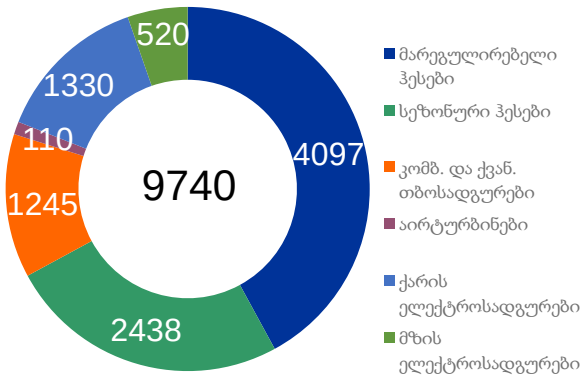
| № | პროექტი | რეგიონი | დადგმული სიმძლავრე (მგვტ) | წლიური გენერაცია (გვტ.სთ) | ტიპი |
|---|---|---|---|---|---|
| 19 | უდაბნო | კახეთი | 5 | 8 | მზის |
| 20 | ალგეთა | ქვემო ქართლი | 50 | 67 | მზის |
| 21 | ახალციხე-1 | სამცხე-ჯავახეთი | 50 | 65 | მზის |
| 22 | ახალციხე-2 | სამცხე-ჯავახეთი | 50 | 65 | მზის |
| 23 | გარდაბანი-1 | სამცხე-ჯავახეთი | 50 | 68 | მზის |
| 24 | გარდაბანი-2 | სამცხე-ჯავახეთი | 50 | 68 | მზის |
| 25 | გლდანი | თბილისი | 50 | 67 | მზის |
| 26 | კასპი | შიდა ქართლი | 50 | 66 | მზის |
| 27 | მარნეული | ქვემო ქართლი | 50 | 67 | მზის |
| 28 | საკაძე | ქვემო ქართლი | 50 | 67 | მზის |
| 29 | ქსანი | შიდა ქართლი | 50 | 66 | მზის |
| 30 | გარეჯი | კახეთი | 15 | 20 | მზის |
| 31 | გარდაბანი | | 3 | 25.9 | ბიოგაზის |
| | **ჯამი** | | 1854 | 5399 | |

***1-ლი კატეგორია*** *- პროექტები მშენებლობის ეტაპზე*

***მე-2 კატეგორია*** *- პროექტები ლიცენზირების ეტაპზე*

***მე-3 კატეგორია*** *- სამომავლო პროექტები*

2. გენერაციის მოსალოდნელი სიმძლავრეები 2030 წლისთვის




ნახ. 2 გენერაციის მოსალოდნელი სიმძლავრეები 2030 წლისთვის (მგვტ)

2030 წლისთვის საქართველოს ჯამური სიმძლავრე გაიზრდება 9740 მგვტ-მდე (ნახ 7.2). აქედან 4097 მგვტ იქნება მარეგულირებელი ჰესების სიმძლავრე, 2438 მგვტ მოდინებაზე მომუშავე ჰესების, დაახლოებით 1330 მგვტ ქარის სადგურების, 520 მგვტ მზის სადგურების, 110 მგვტ აირტურბინების, ხოლო დაახლოებით 1245 მგვტ მაღალი ეფექტურობის მქონე კომბინირებული თბოელექტროსადგურების სიმძლავრე, რომლებიც ჩაანაცვლებენ მოძველებულ გარდაბნის N 3, 4 და 9 ბლოკებს. ჰესების წილი ჯამურ დადგმულ სიმძლავრეში

2030 წლისთვის იქნება 67%-მდე. აქედან მარეგულირებელი ჰესების წილი ქვეყნის ჯამურ სიმძლავრის 42%-ს შეადგენს. ეს უზრუნველყოფს წყალუხვობისას დაგროვებული წყლის გამოყენებას წყალმცირობის პერიოდებში, ელექტროენერგიისა და თბოსადგურებისთვის საჭირო საწვავის იმპორტზე დამოკიდებულების შემცირებას.

აღსანიშნავია, რომ ქარის და მზის ელექტროსადგურების წილი, 2030 წლისთვის იქნება დაახლოებით 18 %.

## 3. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების სცენარები

განხილული იქნა საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების რამდენიმე სცენარი. ქსელის დაგეგმვის საწყის ინფორმაციად აღებული იქნა მონაცემები ქსელში ჩასართავი პერსპექტიული გენერაციის შესახებ. განხილული სცენარები იყოფა შემდეგ კატეგორიებად:

ცხრილი 8. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების სცენარები

| მოხმარების ზრდა | გენერაციის ზრდა | | |
|---|---|---|---|
| | “G1” 10%[Y]+90%[Y+10] | “G2” 25%[Y]+75%[Y+5] | “G3” 100%[Y] |
| **3 % ზრდა “L1”** | L1G1 | L1G2 | L1G3 |
| **5 % ზრდა “L2”** | L2G1 | L2G2 | L2G3 |
| **7 % ზრდა “L3”** | L3G1 | L3G2 | L3G3 |

მოხმარების საპროგნოზო წლიური ზრდის მაჩვენებელი ბაზისურ სცენარში, არის 5%, რომელიც დამყარებულია სსე-ს შიდა კვლევაზე, ასევე განაწილების ლიცენზიატების 5-წლიანი გეგმების (5-7%). ათწლიანი გეგმის განვითარების სცენარების ანალიზი ჩატარებული იქნა ასევე 3% „პესიმისტური“ და 7% „ოპტიმისტური“ ზრდის მაჩვენებლების გათვალისწინებით.

ცხრილ 8-ში მოცემულია მოხმარების წლიური პროცენტული ზრდისა და გენერატორების ექსპლუატაციაში შესვლის სხვადასხვა ვარიანტები.

- G1 სცენარი ითვალისწინებს პერსპექტიული სადგურების ჯამური დადგმული სიმძლავრის 10%-ის ექსპლუატაციაში დაგეგმილ ვადებში შესვლას, ხოლო დანარჩენი სიმძლავრის 10 წლით გადავადებას,
- G2 – ჯამური დადგმული სიმძლავრის 25%-ის დაგეგმილ ვადებში შესვლას, ხოლო დანარჩენი 75%-ის ქსელის ჩართვის 5 წლით გადავადებას,
- G3 - პერსპექტიული გენერაციის სრული შემადგენლობის - 100%-ის ქსელის დროულ ჩართვას.

ენერგოსისტემა შეიძლება განვითარდეს ზემოთ მოცემული ცხრილის რომელიმე კომბინაციის მიხედვით.

გასული წლების სტატისტიკის საფუძველზე შეიძლება ითქვას, რომ საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სისტემა ვითარდება G1 და G2-ს შორის არსებული სცენარით, რაც წარმოადგენს მძლავრი ელექტროსადგურების ქსელში შემოსვლის უწყვეტი გადავადებების

შედეგს. აღნიშნულის პარალელურად, მოხმარების ყოველწლიური ზრდა უტოლდება 5%-ს, რაც განაპირობებს სიტუაციას, როდესაც გენერაციის განვითარება ჩამორჩება მოხმარების ზრდას და შესაბამისად, იზრდება ენერგიის იმპორტზე დამოკიდებულება. ეს ასევე განაპირობებს ახალი თბოსადგურების მშენებლობის საჭიროებას - რამდენიმე მაღალი ეფექტურობის (კომბინირებული ციკლის) თბოსადგურის ქსელში ჩართვა ჯამური დადგმული სიმძლავრით 750 მგვტ ან მეტი დაგეგმილია 2025 წლამდე. აღნიშნული ვითარება არის გეწ-ის (ქარის და მზის) ენერგიის განვითარების მიზეზი საქართველოში, რადგანაც ადგილი აქვს საკმარისი სარეზერვო სიმძლავრეების დეფიციტს, რომელიც საჭიროა ცვლადი გენერაციის მქონე განახლებადი ენერგიის მქონე სადგურების გენერაციის დაბალანსებისთვის, აქედან გამომდინარე, სსე აქტიურად ახორციელებს გეწ-ის ინტეგრაციის შესაძლებლობის ანალიზს საქართველოს ენერგოსისტემის მდგრადობის საკმარისი დონის მიღწევის მიზნით.

## 3.1. გენერაციის ადეკვატურობა

ანგარიში ჩატარებულია თითოეული წლისთვის 2020 წლიდან 2030 წლამდე ყოველსაათობრივი იტერაციით სხვადასხვა სცენარებისთვის: G1L1, G1L2, G1L3, G2L1, G2L2, G2L3, G3L1, G3L2, G3L3. სადაც L1 შეესაბამება მოხმარების წლიურ 3.0%-ზრდას, L2 – 5.0%-ს, L3 – 7.0%-ზრდას, G1 სცენარი ითვალისწინებს პერსპექტიული სადგურების ჯამური დადგმული სიმძლავრის 10%-ის ექსპლუატაციაში დაგეგმილ ვადებში შესვლას, ხოლო დანარჩენი სიმძლავრის 5 წლით გადავადებას, G2 – ჯამური დადგმული სიმძლავრის 25%-ის დაგეგმილ ვადებში შესვლას, ხოლო დანარჩენი 75%-ის ქსელის ჩართვის 5 წლით გადავადებას, ხოლო G3 - პერსპექტიული გენერაციის სრული შემადგენლობის - 100%-ის ქსელის დროულ ჩართვას.

ყველა წლისთვის ნაანგარიშებია გენერაციის ადეკვატურობის ინდექსები:

ინდექსი LOLP (დატვირთვის დაკარგვის ალბათობა “LOSS OF LOAD PROBABILITY”) გაიანგარიშება შემდეგნაირად:

$$LOLP = \frac{N_{DNS}}{N} 100\%$$

სადაც:

$N_{DNS}$ წარმოადგენს იტერაციების რაოდენობას, რომლის დროსაც სისტემის ჯამური გენერაცია ნაკლებია ჯამურ მოხმარებაზე $DNS > 0$

$$DNS = \sum demand - \sum generation$$

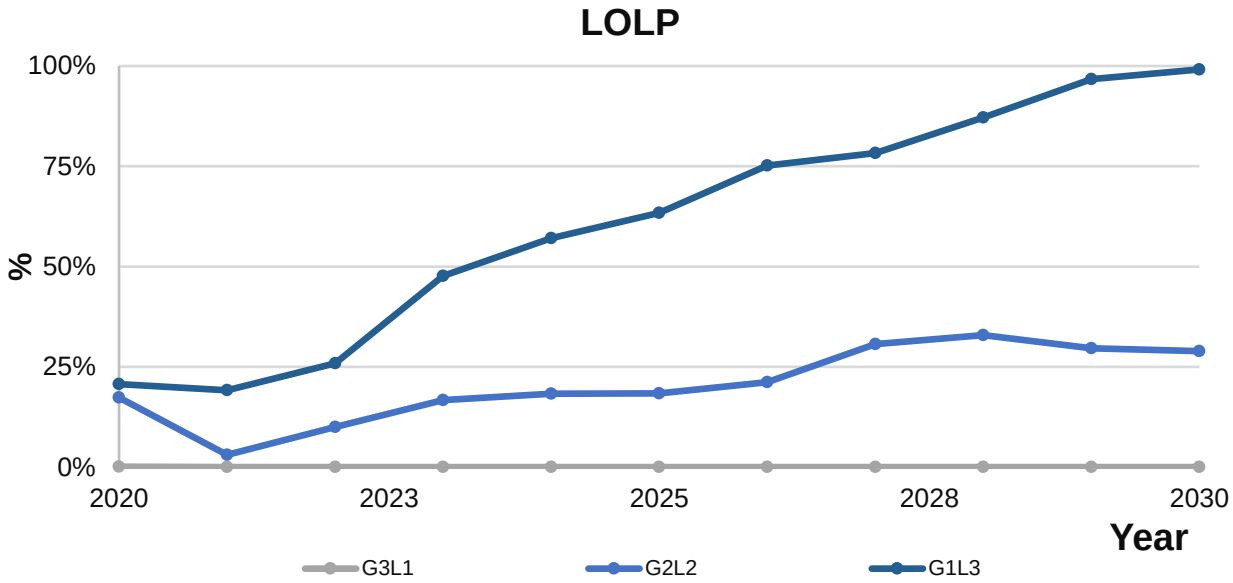
$N$ არის იტერაციების სრული რაოდენობა (8760)

მიუწოდებელი ენერგიის საშუალო სიდიდე (“EXPECTED DEMAND NOT SUPPLIED” EDNS) რომელიც უჩვენებს თანაფარდობას წლის მანძილზე მიუწოდებელ ენერგიასა და იტერაციების სრულ რაოდენობას შორის.

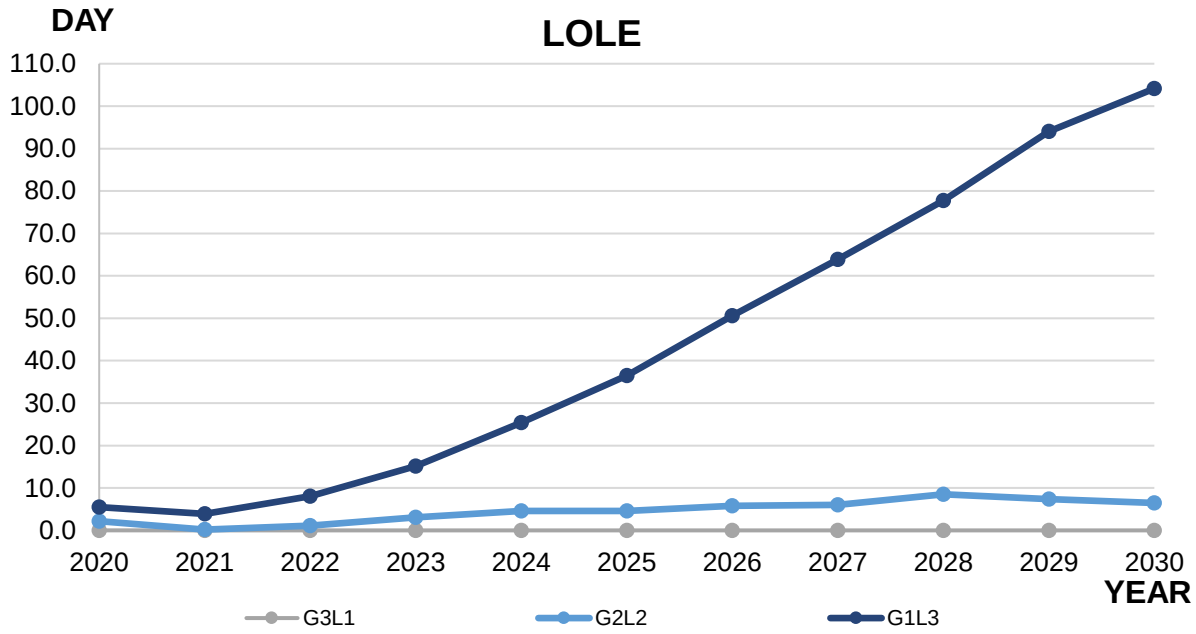
$$EDNS = \frac{\sum DNS}{N}$$

LOLE (“THE LOSS OF LOAD EXPECTATION”). ისეთი დღეების რაოდენობა (წელიწადში), რომლის განმავლობაშიც დატვირთვა არ იქნება დაკმაყოფილებული თუნდაც ერთხელ.

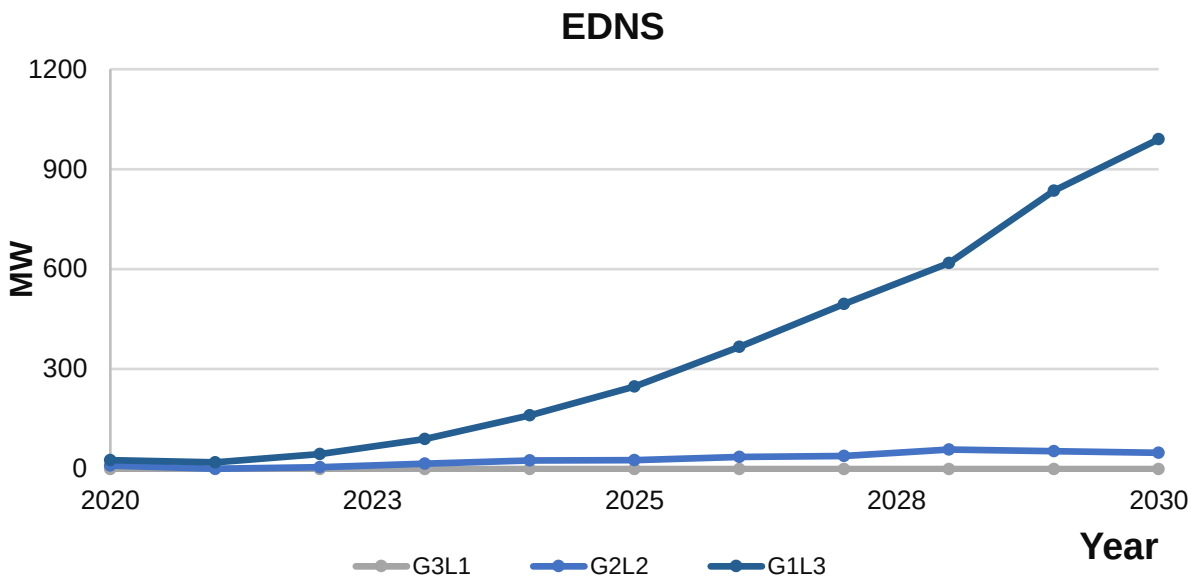
ანგარიშის შედეგები ყველაზე ოპტიმისტური, საშუალო და ყველაზე პესიმისტური სცენარებისთვის - G3L1, G2L2, G1L3 მოცემულია ქვემოთ:




ნახ. 3 დატვირთვის დაკარგვის ალბათობა




ნახ. 4 ადეკვატურობის პრობლემების მქონე დღეების რაოდენობა წლის განმავლობაში




ნახ. 5 მიუწოდებელი ენერგიის საშუალო სიდიდე

ამრიგად, მიწოდების უსაფრთხოების დონის გაუარესების თავიდან ასაცილებლად საჭიროა:

1. ქვეყნის პერსპექტიული მაგენერირებელი ობიექტების ექსპლუატაციაში შესვლის თარიღების გადავადების მაქსიმალურად არიდება;
2. წყალსაცავიანი ჰესების დროული მშენებლობა (როგორებიცაა ხუდონი, ნენსკრა, ნამახვანი), რათა ზაფხულის წყალუხვობისას დაგროვებული წყლის ენერგია გამოყენებული იქნას ზამთრის წყალმცირობის პერიოდში.
3. ჰიდრომააკუმულირებელი სადგურის მშენებლობა, რაც აამაღლებს სისტემის ადეკვატურობას, მდგრადობას, მოქნილობას და გააჩენს ცვალებადი გენერაციის (მზისა და ქარის) დამატებითი სიმძლავრეების ინტეგრაციის საშუალებას.
4. ენერგოეფექტურობისა და მოხმარების ზრდის შემარბილებელი სხვა ღონისძიებების გატარება.
5. არსებული გენერაციის ობიექტების შენარჩუნება და სრულ ტექნიკურ წესრიგში მოყვანა;
6. ენგურის კვანძიდან აღმოსავლეთით სიმძლავრის გამოტანის საიმედოობის ამაღლება, 500 კვ ეგხ „იმერეთი“-ს პარალელური 500 კვ ეგხ-ის მშენებლობით;
7. სისტემათაშორისი კავშირის ელექტროგადამცემი ინფრასტრუქტურის დროული მშენებლობა

### 3.2. თბოსადგურების საჭიროება

როგორც ცნობილია, საქართველოს ენერგოსისტემის მუშაობის სპეციფიკა განისაზღვრება მკვეთრად გამოხატული ჰიდროსადგურების ინტეგრაციით, რომლის მუშაობაც ატარებს სეზონურ ხასიათს. აღსანიშნავია, რომ ბოლო წლების განმავლობაში ელექტროენერგიის წლიური მოხმარების ზრდის მაჩვენებელი აღემატება 5%-ს. ამასთან მოსალოდნელია, რომ ეს ტენდენცია შენარჩუნდება მომავალი წლების განმავლობაში

გასათვალისწინებელია ისიც, რომ ჰიდროსადგურების მონაწილეობა ბაზისური რეჟიმის დაფარვაში მათი დადგმული სიმძლავრის 20-25 %-ის ფარგლებშია. ამასთანავე ჰესების მშენებლობის ტემპები ვერ ეწევა მზარდ მოხმარებას, ვინაიდან ხდება მათი მშენებლობის თარიღების მუდმივი გადავადებები. აღნიშნული დისბალანსი იწვევს ბაზისური სიმძლავრის მზარდ დეფიციტს, რაც განსაკუთრებულად გამოკვეთილია ენერგეტიკული ზამთრის პერიოდში (იანვარი, თებერვალი, მარტი, ნოემბერი, დეკემბერი). აღნიშნულის გამო წარმოებს ელ ენერგიის იმპორტის ზრდა და ენერგოსისტემის მოქნილობის და უსაფრთხოების შემცირება.

ზემოთაღნიშნულიდან გამომდინარე, ბაზისური სიმძლავრის დეფიციტის აღმოსაფხვრელად და ენერგოსისტემაში მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველსაყოფად, მიზანშეწონილია თბოსადგურების მშენებლობა, კერძოდ 2025 წლამდე აშენდეს დამატებით 500-600 მგვტ სიმძლავრის კომბინირებული თბოსადგური და თბოსადგურების ჯამურმა დადგმულმა სიმძლავრემ შეადგინოს 1600-1700 მგვტ. მაღალი ძაბვის ქსელის ტოპოლოგიიდან გამომდინარე მიზანშეწონილია მათი მიერთება აღმოსავლეთ საქართველოს ქსელზე.

### 3.3. განახლებადი ენერგიის წყაროების ინტეგრირება საქართველოს ენერგოსისტემაში

#### წინასიტყვაობა

ბოლო წლებში განსაკუთრებულად გაიზარდა საქართველოში ქარისა და მზის ელექტროსადგურების მშენებლობისადმი ინტერესი. აქედან გამომდინარე, საქართველოს გადამცემი სისტემის ოპერატორმა საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემამ ევროპელი კონსულტანტების DigSILENT, DMCC, R2B კონსორციუმის დახმარებით შეისწავლა ცვალებადი განახლებადი ენერგიის წყაროების საქართველოს ენერგოსისტემაში ინტეგრირების შესაძლებლობები.

ქარის ტურბინების და მზის პანელების თვითღირებულება სულ უფრო და უფრო მცირდება, რის გამოც ქარის და მზის ენერგიის ათვისება სულ უფრო მიმზიდველი ხდება. მათი ელექტროსადგურების მშენებლობას ბევრად ნაკლები დრო სჭირდება ვიდრე ჰესებს (კაშხლის და წყლის სადაწნეო სისტემის არარსებობის გამო). ასევე მინიმალურია მათზე ე.წ. საოპერაციო ხარჯები (დანახარჯები მუშაობის პერიოდში). ჰესების მშენებლობის გაჭიანურების და ქვეყნის ელექტროენერგიის მოხმარების ინტენსიური ზრდის ფონზე, მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველსაყოფად განსაკუთრებულად მნიშვნელოვანი ხდება შიდა წყაროების ათვისება. ამ მხრივ მნიშვნელოვანი როლის შესრულება შეუძლიათ ქარისა და მზის ელექტროსადგურებს. თუმცა მათი ინტეგრაცია არ უნდა მოხდეს ენერგოსისტემის საიმედოობის შემცირების ხარჯზე.

ქარისა და მზის ელექტროსადგურებს გააჩნიათ მთელი რიგი თავისებურებებისა, რომლებიც აუარესებენ ენერგოსისტემის მდგრადობას, რომელთაგან განსაკუთრებით აღსანიშნავია მათი გენერაციის ცვალებადობა. ეს შედარებით ნაკლებად არის გამოხატული მზის შემთხვევაში, რადგან მისი გენერაცია ძირითადად დამოკიდებულია კალენდარულ ცვალებადობაზე და ნაკლებად არის დამოკიდებული ამინდზე. ასევე დადებითი მომენტია,

რომ მზის ელექტროსადგურების გენერაცია შეიძლება კორელირებული იქნას დატვირთვაზე. ანუ, როგორც ჩვეულებრივ, დღის განმავლობაში იზრდება მოხმარება. რაც შეეხება ქარს, გენერაციის ცვალებადობა მკვეთრად არის დამოკიდებული ამინდზე, კერძოდ ქარზე. განსაკუთრებით აღსანიშნავია ძლიერი ქარის ამოვარდნისას ქარის ტურბინების გაჩერება და შესაბამისად სიმძლავრის დეფიციტის წარმოქმნა, ასევე ქსელში ჰარმონიკული დამახინჯების გენერირება. ამასთან, ქარის გენერაციის კორელირება მოხმარებასთან პრაქტიკულად ვერ ხდება. ამიტომ ქარის და მზის ენერგიის ათვისებისას სისტემის საიმედო მუშაობისათვის საჭირო იქნება სპეციალური მოთხოვნების დაკმაყოფილება. ქარის სადგურების დიდი სიმძლავრის ინტეგრირება გამოწვევა იქნება საქართველოს ენერგოსისტემისთვის ძაბვისა და სიხშირის რეგულირების სირთულის გამო. ქარის აგრეგატებს სისტემაში ჩასართავად გარდა კოდექსით გათვალისწინებული პირობებისა, მოუწევთ შეზღუდვების დაკმაყოფილება, რაც დაკავშირებული იქნება საქართველოს სისტემის დღევანდელ შეზღუდვებთან.

**ქარის და მზის ელექტროსადგურების ინტეგრირებისთვის საჭირო ფაქტორები**

ევროპულ საუკეთესო გამოცდილებაზე დაყრდნობით, ენერგოსისტემები, რომლებიც ახორციელებენ თავიანთ სისტემაში ქარის და მზის ელ. სადგურების დიდი სიმძლავრის ინტეგრაციას, უნდა ხასიათდებოდნენ შემდეგით:

- სისტემის ინერციის მუდმივის (ენერგოსისტემაში მომუშავე გენერატორების ჯამური დადგმული სიმძლავრე) საკმარისი დონე: (ენერგოსისტემაში მომუშავე გენერატორების ჯამური დადგმული სიმძლავრე უტოლდება 4.5 გიგავატს. ძირითადად, წლის განმავლობაში საქართველოს სისტემა აქვს პარალელური სინქრონული კავშირი დსთ-ს ზოგიერთ სახელმწიფოს სინქრონულად დაკავშირებულ გაფართოებულ ქსელთან (IPS/UPS-ის სისტემა), რომლის ინერციის მუდმივა მნიშვნელოვნად აღემატება საქართველოს სისტემის ანალოგიურ მაჩვენებელს, და შესაბამისად, იგი უზრუნველყოფს სიხშირის რეგულირებას საქართველოს ენერგოსისტემაში. იზოლირებული ოპერირების შემთხვევაში ადგილი აქვს სიხშირის რხევებს ჩვენს სისტემაში. აღნიშნული პრობლემის გადაწყვეტის სწორ ღონისძიებას წარმოადგენს დიდი ინერციის და ენერგიის დაგროვების უნარის მქონე მძლავრი წყალსაცავიანი ჰეს-ების მშენებლობა, რომლებიც მოახდენს ადეკვატურ რეაგირებას სიხშირის რხევებისას, მათ შორის ისეთ შემთხვევებში, როდესაც ეს უკანასკნელი გამოწვეულია ცვლადი გენერაციის მქონე სადგურებით (ქარი და მზე). ასეთი მსხვილი გენერაციის პროექტები წარმოადგენს საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის ნაწილს და მათი ექსპლუატაციაში შესვლა დაგეგმილია მომავალი ათი წლის განმავლობაში.
- მძლავრი და ურთიერთდარეზერვებული შიდა და სისტემათაშორისი გადამცემი ქსელი: ათწლიანი გეგმა მოიცავს ტრანსსასაზღვრო პროექტებს ყველა მეზობელი ენერგოსისტემის მიმართულებით - რუსეთთან - 500 კვ ეგხ სტეფანწმინდა (საქ) - მოზდოკი (რუს); სომხეთთან - 500 კვ ეგხ მარნეული (საქ) - აირუმი (სომ); აზერბაიჯანთან - ორჯაჭვა 330 კვ ეგხ გარდაბანი (საქ) - აღსტაფა (აზე) (არსებული ერთჯაჭვა ხაზის დემონტაჟი და ახალი ორჯაჭვა ხაზის მშენებლობა) და თურქეთთან - 400 კვ ეგხ ახალციხე (საქ) - თორთუმი (თურ); რუსეთთან,

აზერბაიჯანთან და თურქეთთან დამაკავშირებელი ხსენებული პროექტები, მათი განხორციელების შემდეგ, აამაღლებენ ენერგიის მიმოცვლის საიმედოობას საქართველოს და ხსენებული ქვეყნების სისტემებს შორის. მათი ექსპლუატაციაში შესვლა დაგეგმილია მომდევნო ათ წელიწადში.

- ენერგოსისტემის მოქნილობა, პირველადი, მეორეული და მესამეული სიმძლავრის რეზერვების საკმარისი მოცულობა, ჰიდრომააკუმულირებელი სადგურები და სწრაფმოქმედი რეაქტიული სიმძლავრის მაკომპენსირებელი წყაროები: დღევანდელი მდგომარეობით, საქართველოს ენერგოსისტემა განიცდის სარეზერვო სიმძლავრეების საკმარისი დონის დეფიციტს - საჭიროებას წარმოადგენს რეგულირების სისტემების რემონტი არსებული ელექტროსადგურების უმრავლესობაზე, რომლის განხორციელება დაგეგმილია მომდევნო ათი წლის მანძილზე. რაც შეეხება ახალ სადგურებს, მოთხოვნები რეზერვების კუთხით შესულია „ქსელის წესებში“. ამას გარდა, არსებობს ასევე ჰიდრომააკუმულირებელი სადგურის პროექტი დადგმული სიმძლავრით 570 მგვტ დასავლეთ საქართველოში (ენგურჰესის სიახლოვეს) და გათვალისწინებულია 600 მგვარ ჯამური დადგმული სიმძლავრის მქონე რეაქტიული სიმძლავრის მაკომპენსირებელი მოწყობილობების მონტაჟის პროექტი თბილისის ქვესადგურებში - პირველი ეტაპი მოიცავს 100 მგვარ რეაქტიული სიმძლავრის კომპენსატორებს, რომლისთვისაც უკვე მიმდინარეობს საკონსულტაციო და შეძენა/მონტაჟის მომსახურების შესყიდვის პროცედურები საპროგნოზო დასრულების ვადით 2021 წლის ბოლოს. შემდეგი ეტაპების განხორციელება ივარაუდება მომდევნო 5-6 წლის განმავლობაში.
- ქარის ზუსტი პროგნოზირება; ენერგოსისტემის ოპერირების დაგეგმვის თანამედროვე მეთოდების და SCADA-ს სისტემასთან ინტეგრირებული პროგრამული უზრუნველყოფები: USAID-ის მხარდაჭერით მიმდინარეობს ქარის პროგნოზირების სისტემის პროექტი. გადამცემი სისტემის ოპერატორში ამ პროექტის დანერგვის ძირითადი მიზანია მიწოდების უსაფრთხოების გაუმჯობესება ქარის სადგურების მფლობელებისგან ან ალტერნატიული დამოუკიდებელი მხარეებისგან მიწოდებული ქარის გენერაციის პროგნოზების საფუძველზე. დასრულების შემდეგ, აღნიშნული პროექტი შეამცირებს ცვლადი გენერაციის წყაროების პროგნოზირების ცდომილებისგან განპირობებული საჭირო რეზერვების მოცულობას, ასევე, ეროვნული სადისპეტჩერო ცენტრის დისპეტჩერს ექნება ინფორმაცია ხაზების გადადინებაზე ახლო მომავალში.
- ენერგოსისტემის ინტეგრაცია გაერთიანებულ ენერგობაზარში: საქართველოში უკვე დაწყებულია საბალანსო ბაზრის ჩამოყალიბების პროცესი, რომლის დასრულების შემდეგ (საპროგნოზო თარიღია 2021 წელი), ელექტროსადგურებს ექნებათ მოტივაცია მოახდინონ ძაბვის და სიჩქარის რეგულატორების რეაბილიტაცია და ამ გზით უზრუნველყონ მეტი სარგებელი ქსელის მდგრადობის კუთხით.

**საწყისი ინფორმაცია და დაშვებები**

DIGSILENT-DMCC-R2B კონსულტანტების კონსორციუმის ტექნიკური მხარდაჭერით, 2018 წელს სსე-მ ჩაატარა „საქართველოს გადამცემ ქსელში ცვლადი განახლებადი გენერაციის წყაროების ინტეგრაციის კვლევა“, რომლის ერთერთი ძირითადი დანიშნულება იყო

მაქსიმალურად დასაშვები მოცულობების განსაზღვრა 2020, 2025 და 2030 წლებისთვის, რომელთა ინტეგრაცია შესაძლებელია ქსელის მდგრადობის შემცირების გარეშე.
ხსენებული პროექტის ძირითად დაშვებებს წარმოადგენდა შემდეგი:

- 1850 მგვტ გ.ე.წ. სადგურების ინტეგრირების პოტენციალი:
  - 520 მგვტ მზის სადგურები;
  - 1330 მგვტ ქარის სადგურები;
  - მოხმარების წლიური ზრდა 5-6%.
- 2020 წლიდან:
  - გათვალისწინებულია საბალანსო ბაზრის არსებობა;
  - მოხმარების, გ.ე.წ. და მოდინების სადგურების პროგნოზირების სისტემის არსებობა გათვალისწინებულია.
- 2025 წელი:
  - ყველა დაგეგმილი ჰესი შედის ექსპლუატაციაში გარდა ხუდონჰესის და ცხენისწყლის კასკადის.
- 2030 წელი:
  - ყველა დაგეგმილი ჰესი შედის ექსპლუატაციაში.

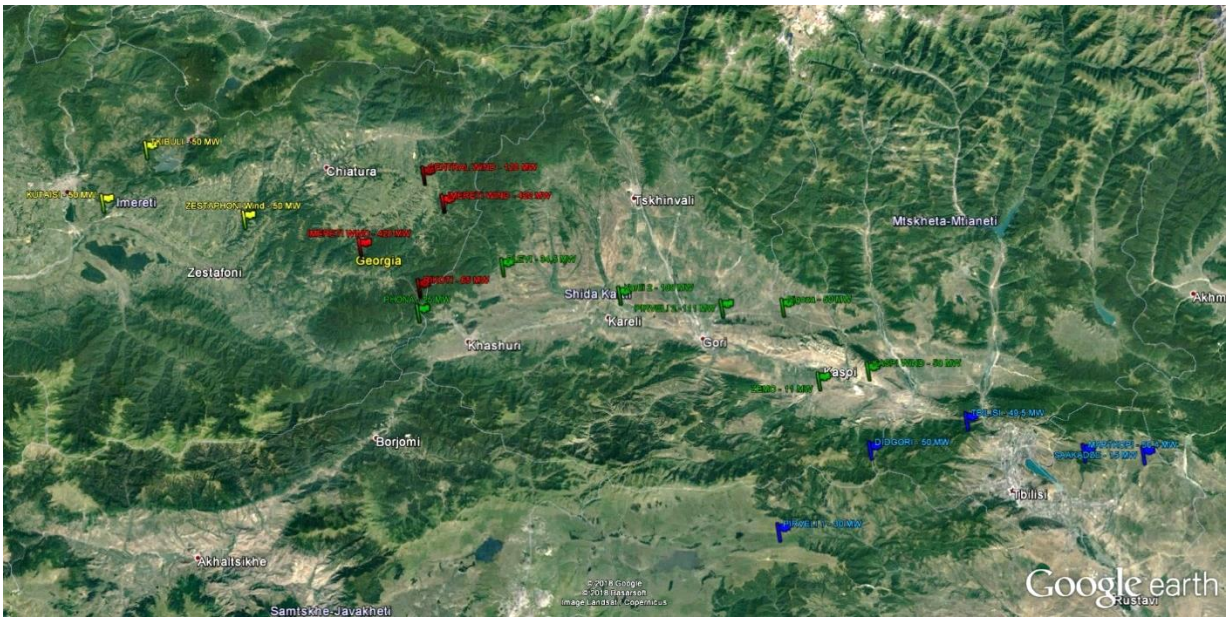
ცხრილი 9. მზის პოტენციური სადგურები

| № | პროექტი | რეგიონი | დადგმული სიმძლავრე (მგვტ) | წლიური გენერაცია (გვტ.სთ) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | უდაბნო | კახეთი | 5 | 8 |
| 2 | ალგეთა | ქვემო ქართლი | 50 | 67 |
| 3 | ახალციხე-1 | სამცხე-ჯავახეთი | 50 | 65 |
| 4 | ახალციხე-2 | სამცხე-ჯავახეთი | 50 | 65 |
| 5 | გარდაბანი-1 | სამცხე-ჯავახეთი | 50 | 68 |
| 6 | გარდაბანი-2 | სამცხე-ჯავახეთი | 50 | 68 |
| 7 | გლდანი | თბილისი | 50 | 67 |
| 8 | კასპი | შიდა ქართლი | 50 | 66 |
| 9 | მარნეული | ქვემო ქართლი | 50 | 67 |
| 10 | სააკაძე | ქვემო ქართლი | 50 | 67 |
| 11 | ქსანი | შიდა ქართლი | 50 | 66 |
| 12 | გარეჯი | კახეთი | 15 | 20 |
| | | ***ჯამი*** | ***520*** | ***695*** |

ცხრილი 10. ქარის პოტენციური სადგურები

| № | პროექტი | რეგიონი | დადგმული სიმძლავრე (მგვტ) | წლიური გენერაცია (გვტ.სთ) |
|---|---|---|---|---|
| **1** | იმერეთი-1 | იმერეთი | 420 | 1100 |

| № | პროექტი | რეგიონი | დადგმული სიმძლავრე (მგვტ) | წლიური გენერაცია (გვტ.სთ) |
|---|---|---|---|---|
| **2** | რიკოთი | იმერეთი | 65 | 219 |
| **3** | ცენტრალური | იმერეთი | 120 | 560 |
| **4** | ტყიბული | იმერეთი | 50 | 321 |
| **5** | ზესტაფონი | იმერეთი | 50 | 165 |
| **6** | ქუთაისი | იმერეთი | 50 | 171 |
| **7** | ფონა | შიდა ქართლი | 25 | 87 |
| **8** | ნიგოზა | შიდა ქართლი | 50 | 232 |
| **9** | ქართლი-2 | შიდა ქართლი | 100 | 317 |
| **10** | პირველი | შიდა ქართლი | 110 | 388 |
| **11** | ზემო | შიდა ქართლი | 11 | 39 |
| **12** | კასპი | შიდა ქართლი | 50 | 205 |
| **13** | ფლევი | შიდა ქართლი | 35 | 140 |
| **14** | მარტყოფი | თბილისი | 50 | 172 |
| **15** | თბილისი | თბილისი | 50 | 200 |
| **16** | დიდგორი | ქვემო ქართლი | 50 | 193 |
| **17** | პირველი-1 | ქვემო ქართლი | 30 | 114 |
| **18** | სააკაძე | ქვემო ქართლი | 15 | 56 |
| | | ***ჯამი*** | ***1330*** | ***4680*** |




ნახ. 6 ქარის პოტენციური სადგურების გეოგრაფიული განლაგება

ქარის სადგურები გეოგრაფიული განლაგების გამო დაყოფილი იქნა შემდეგ ზონებად:

- დასავლეთი - 150 მგვტ;

- ცენტრალური დასავლეთი - 605 მგვტ;
- ცენტრალური აღმოსავლეთი - 380 მგვტ;
- აღმოსავლეთი - 195 მგვტ.

### კვლევის შედეგები

ტექნიკური შესწავლის შედეგებმა აჩვენა, რომ 2020, 2025 და 2030 სცენარებში შესაძლებელია საქართველოს ენერგოსისტემაში ჯამურად ცხრილ 11-ში ნაჩვენები მოცულობის ცვალებადი განახლებადი ენერგიის სადგურების ინტეგრირება.

ცხრილი 11. განახლებადების მაქსიმალური დასაშვები ჯამური ინტეგრაცია

| განახლებადების მაქსიმალური დასაშვები ჯამური ინტეგრაცია | განახლებადების ინტეგრაცია | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **25%** ქარი: 333 მგვტ მზე: 130 მგვტ | **50%** ქარი: 665 მგვტ მზე: 260 მგვტ | **75%** ქარი: 1000 მგვტ მზე: 390 მგვტ | **100%** ქარი: 1330 მგვტ მზე: 520 მგვტ |
| **2020 წელი** | | #2a #2c #3 | | |
| **2025 წელი** | *მიმდინარეობს დასაშვები მოცულობების გადაანგარიშება (იხ. კომენტარი ქვეთავის ბოლოს)* | | | |
| **2030 წელი** | #2a #2c | | | #2b #4 |

*ცხრილში მწვანე ფერი დასაშვებია უპირობოდ ან უმნიშვნელო ღონისძიებების გათვალისწინებით, ყვითელი დასაშვებია გარკვეული ღონისძიებების გატარების მხედველობაში მიღებით, წითელი დაუშვებელია.*

შემდეგი ღონისძიებების და ფაქტორების გათვალისწინებით:

1. **#1 -** „გაჯერების ეფექტი“- ცვალებადი გ.ე.წ. სადგურები ეფექტურად ვეღარ აკმაყოფილებენ ინტეგრაციის ძირითად მიზანს, მეტად ვეღარ ანაცვლებს თბო გენერაციას ან/და იმპორტს. მათ მიერ დამატებით გამომუშავებული ენერგია პირდაპირ ზრდის საექსპორტო, ან წინააღმდეგ შემთხვევაში, შესაზღუდი ენერგიის სიდიდეს.
2. **#2 -** ცვალებადი განახლებადი ენერგიის სადგურების ოპერირება საჭიროებს სისტემაში დამატებით დიდი ოდენობით მარეგულირებელი (მომატების და მოკლების) რეზერვების არსებობას. სისტემაში არსებული მარეგულირებელი რეზერვები არის ლიმიტირებული და ზოგიერთ შემთხვევაში ინტეგრაციის ზრდისთვის საჭიროებს დამატებით სიმძლავრეების მოძიებას. კერძოდ:
   a. **#2a -** დამატებით 260 მგვტ მომატების რეზერვის მოძიების საჭიროება, რომელიც შეიძლება განხორციელდეს დამატებით ენგურის ერთი აგრეგატის მხოლოდ რეზერვების უზრუნველყოფის მიზნით გამოყენების შემთხვევაში.
   b. **#2b** - საჭიროა დამატებითი 380 მგვტ მომატების რეზერვის მოძიება.

c. **#2c** - დამატებით მოკლების რეზერვის მოძიების საჭიროება. საჭიროა ყველა გ.ე.წ. სადგურებმა უზრუნველყონ თავიანთი დადგმული სიმძლავრის 30%-მდე სიდიდით მოკლების რეზერვების უზრუნველყოფა.

3. **#3 -** ღონისძიებები საჭიროება სიხშირის სტაბილურობისთვის (მაგ, ბატარეები)

**4. #4 -** გადამცემი ქსელის გაძლიერება, რათა გეწ ინტეგრირებისას თავიდან აცილებული იქნას ხაზების და ტრანსფორმატორების გადატვირთვა

5. განახლებადების ენერგიის სადგურების მიერ გამომუშავებული ჭარბი ენერგია უნდა გავიდეს ექსპორტზე ან წინააღმდეგ შემთხვევაში გარკვეულწილად უნდა შეიზღუდოს:

✓ ტექნიკურად სისტემათაშორისი მიმოცვლის შესაძლებლობები სხვა ქვეყნებთან საკმარისია, მაგრამ

✓ კონკრეტულ მომენტში მიმზიდველი უნდა იყოს მეზობელი ქვეყნის ბაზარი ექსპორტისთვის

6. გეოგრაფიულ გაფანტვის ეფექტის მნიშვნელობა ცვლადი გ.ე.წ. სადგურების ინტეგრაციაში:

✓ ცვალებადი განახლებადი ენერგიის წყაროებზე (გ.ე.წ.) მომუშავე სადგურების მაქსიმალურად გეოგრაფიული გაფანტვა ამცირებს ამ ტიპის სადგურების დაბალანსებისთვის საჭირო რეზერვებს.

✓ ეს მიდგომა ცვალებადი გ.ე.წ. სადგურების მაქსიმალურად ინტეგრაციის შესაძლებლობას იძლევა.

შესაბამისად განახლებადების დადგმული სიმძლავრის კონცენტრაცია რომელიმე ადგილას შეზღუდავს ჯამურ ინტეგრაციის შესაძლებლობას.

აქედან გამომდინარე, ქსელის საპროგნოზო განვითარების გეგმის, არსებულ სადგურების სიჩქარისა და ძაბვის რეგულატორების რეაბილიტაციის გეგმის, სასისტემო სერვისების არსებობის, გ.ე.წ. სადგურების პროგნოზირების სისტემის არსებობის, ზოგიერთ შემთხვევაში გ.ე.წ სადგურების მიერ შემცირების რეზერვების უზრუნველყოფის, ცვალებადი გ.ე.წ. სადგურების მაქსიმალური გეოგრაფიული გაფანტვის და ჭარბი ენერგიის ექსპორტზე გასვლის ან/და შეზღუდვის გათვალისწინებით:

✓ 2020-2021 წლამდე (საბალანსო მექანიზმების ამუშავების შემდეგ) საქართველოს ენერგოსისტემაში შესაძლებელია 333 მგვტ ქარის და 130 მგვტ მზის სადგურების ინტეგრირება (პოტენციალის 25%)

✓ 2025 წლისთვის - **მიმდინარეობს განახლებული ანგარიშები გენერაციის განვითარების გეგმის ფარგლებში, რომლის შედეგები ცნობილი გახდება ახლო მომავალში.**

✓ 2030 წელს საპროგნოზოდ 1332 მგვტ ქარის და 520 მგვტ მზის სადგურების ინტეგრირება (პოტენციალის 100%).

ცხრილი 12. მზის სადგურების რეკომენდირებული მაქსიმალური ჯამური დადგმული სიმძლავრე

| მზის სადგურების რეკომენდირებული მაქსიმალური ჯამური დადგმული სიმძლავრე |
|---|

| სცენარი | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|---|---|---|
| ჯამური სიმძლავრე | 130 | *[1] | 520 |

დროთა განმავლობაში შეიძლება მოცემულობები გარკვეულწილად შეიცვალოს, ამიტომ შემდგომ წლებში მოხდება 2025 და 2030 წლების ინტეგრირების შესაძლებლობების გადაანგარიშება და დაზუსტება.

ძირითადი გამოწვევა საქართველოს ენერგოსისტემაში ქარის და მზის ენერგიის ინტეგრაციის კუთხით მდგომარეობს იმაში, რომ საჭიროა ამ ტიპის გენერაციის ქსელში ინტეგრაციის შესაძლებლობების ანალიზის ყოველწლიური განახლება. აღნიშნულის მიზეზს წარმოადგენს ის ფაქტი, რომ მათ აქვთ ცვლადი გენერაცია არამხოლოდ წლის ან თვის განმავლობაში, არამედ დღის შიგნითაც. ეს უკანასკნელი განაპირობებს სისტემაში საკმარისი სარეზერვო სიმძლავრეების საჭიროებას. თუმცა, დღესდღეობით საქართველოს ენერგოსისტემაში არ არსებობს სარეზერვო სიმძლავრეები და როგორც ზემოთ იქნა აღნიშნული, ძირითადად ადგილი აქვს მძლავრი ელექტროსადგურების (მათ შორის წყალსაცავიანი ჰესების) მშენებლობის დაყოვნებას. ამდენად, ქსელის მდგრადობის უზრუნველყოფის მიზნით, ქარის და მზის ენერგიის ინტეგრაციის შესაძლებლობების ფრთხილი და ზუსტი შეფასება ძალზედ მნიშვნელოვანია და ამიტომაც, სსე აღნიშნული ტიპის ანალიზს ატარებს ხშირად, ყოველწლიურად.

## 3.4 გადამცემი სისტემა

### არსებული სიტუაცია

*<u>ქსელის წესების</u> თანახმად გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმა სხვა ინფორმაციასთან ერთად უნდა შეიცავდეს ინფორმაციას გადამცემი ქსელის საექსპლუატაციო მახასიათებლების შესახებ, რომელიც მოიცავს:*

*ა) გადამცემი ქსელის ზოგად მახასიათებლებს, მეზობელი ქვეყნების გადამცემ ქსელებთან კავშირების გათვალისწინებით;*

*გ) გადამცემი ქსელის არსებული მდგომარეობის შეფასებებს და იმ უბნების სრულ ანალიზს, რომლებიც დაგეგმვის კრიტერიუმებს არ აკმაყოფილებენ;*

*გ) ... მაღალი ძაბვის გადამცემი ხაზების გამტარუნარიანობას;*

*დ) გადამცემი ქსელის ნაკადგანაწილებას მაქსიმალური დატვირთვების დროს;*

[1] * ამ ეტაპისთვის ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროს ზედამხედველობით მიმდინარეობს **გენერაციის განვითარების გეგმის** შემუშავება, რომლის ფარგლებშიც ხდება 2025 წლისთვის ქსელში შემოსაყვანი ქარის და მზის სადგურების სიმძლავრეების რეკომენდებული სიდიდეების გადაანგარიშება, რომლის შედეგები ცნობილი გახდება ახლო მომავალში.

## გადამცემი სისტემის ოპერატორი

ენერგეტიკის კანონში 2014 წლის 12 დეკემბრის შეტანილი ცვლილებით გადამცემი სისტემის ოპერატორად საქართველოში აღიარებულ იქნა დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატი - ს/ს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა“. „სსე“-ს აქციების 100%-ის მფლობელია სახელმწიფოს საკუთრებაში მყოფი სააქციო საზოგადოება „საპარტნიორო ფონდი“. „სსე“ 2002 წელს შეიქმნა სს „ელექტროგადაცემისა“ და შპს „ელექტროდისპეტჩერიზაციის“ შერწყმის შედეგად. „საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის“ (სემეკ) მიერ გაცემული ლიცენზიებისა და გადაცემა-დისპეტჩერიზაციისათვის დადგენილი ტარიფების საფუძველზე, „სსე“ ახორციელებს სისტემის ტექნიკურ მართვას ელექტროენერგიის მიწოდება-მოხმარების სტაბილური რეჟიმის უზრუნველსაყოფად, და საქართველოში წარმოებულ ან იმპორტირებულ ელექტროენერგიას გადასცემს სადისტრიბუციო ენერგოკომპანიებს, პირდაპირ მომხმარებლებს ან მეზობელი ქვეყნების ენერგოსისტემებს. „სსე“ საქმიანობას ახორციელებს სემეკ-ის მიერ 2002 წლის 20 დეკემბრის გადაწყვეტილებით დამტკიცებული ელექტროენერგიის გადაცემისა და დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიების საფუძველზე.

## დისპეტჩერიზაცია

საქართველოს ენერგოსისტემის ეროვნული სადისპეტჩერო ცენტრი განლაგებულია „სსე“-ს სათაო ოფისში. ის პასუხისმგებელია საქართველოს ენერგოსისტემის ოპერატიულ მართვაზე, 500/400/330/220/110/35 კვ გადამცემი ობიექტების გამართულ მუშაობასა და ენერგოსისტემის მდგრადობაზე. ეროვნული სადისპეტჩერო ცენტრი უზრუნველყოფს ენერგოსისტემის, როგორც ერთიანი ობიექტის, მუშაობას ნორმალურ და ავარიულ რეჟიმებში. ცენტრი აღჭურვილია უახლესი ტექნოლოგიებით, რითაც შესაძლებელია სისტემის შესახებ ინფორმაციის „ონლაინ“ რეჟიმში მიღება, სისტემის დისტანციური მართვა და ავარიული სიტუაციების ეფექტური მართვა. კერძოდ, ეროვნული სადისპეტჩერო ქვესადგურებიდან და სადგურებიდან იღებს სრულ ინფორმაციას და მუდმივად განახლებადი მონაცემთა ბაზის საფუძველზე, ოპერატიულად რეაგირებს ავარიულ სიტუაციებში.

## გადაცემა

„სსე“-ის და სს „საქრუსენერგოს“ ბალანსზე ირიცხება 500/400/330/220/110/35 კვ გადამცემი ხაზები საერთო სიგრძით - 4380 კმ, და 94 ქვესადგური საერთო დადგმული სიმძლავრით - 12114 მგვა, მათ შორის შვიდი (7) სტრატეგიული მნიშვნელობის 500 კვ ქვესადგური და ოცდაოთხი (24) 220 კვ ქვესადგური.

## მისია

რეგიონის ენერგეტიკულ სექტორში საქართველოს ენერგოსისტემის ლიდერად ჩამოყალიბება, ქვეყნის სატრანზიტო როლის განვითარება და ადგილობრივი და

საერთაშორისო მომხმარებლების მაღალი საიმედოობით და მაღალი ხარისხის ელექტროენერგიით მომარაგება.

**მეზობელ ქვეყნებთან ელექტროენერგიის მიმოცვლის შესაძლებლობები დღევანდელი მდგომარეობით**

საქართველოს, თავისი გეოგრაფიული მდებარეობიდან გამომდინარე, შეუძლია მნიშვნელოვანი როლი შეასრულოს კავკასიის (შავი ზღვის აუზის ქვეყნების) რეგიონში დაგეგმილი ენერგეტიკული ინტეგრაციის ამოცანათა გადაჭრაში. რაც გულისხმობს ამ ქვეყნებს შორის ელექტროენერგიის მიმოცვლას და საქართველოს ჰიდროენერგორესურსების ათვისებასა და გამოყენებას.

არსებული მდგომარეობით საქართველოს ენერგოსისტემიდან მეზობელ ენერგოსისტემებთან სიმძლავრის მიმოცვლა ხორციელდება 500, 400, 330, 220 კვ ძაბვის სატრანზიტო ელექტროგადამცემი ხაზებით.

ელექტროენერგიის მიმოცვლა ხორციელდება: საქართველოდან რუსეთში, თურქეთში, აზერბაიჯანში, სომხეთში და პირიქით; ასევე რუსეთიდან თურქეთში, აზერბაიჯანიდან თურქეთში; ამ ამოცანათა შესრულებას ემსახურება საქართველოს გადამცემი ქსელის სატრანზიტო ხაზები, თუმცა მათი გამტარუნარიანობა შეზღუდულია როგორც ქვეყნის ენერგოსისტემის მუშაობის დასაშვები რეჟიმული პარამეტრებით, ასევე აღნიშნული ხაზების გამტარუნარიანობით.

ცხრილი 13. მეზობელ ენერგოსისტემებთან სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა

| ქვეყანა | კავშირის ეგხ | ნომ ძაბვა (კვ) | მიმოცვლა | TTC ზაფხული (მგვტ) | TTC ზამთარი (მგვტ) | რეჟიმი |
|---|---|---|---|---|---|---|
| რუსეთი | „კავკასიონი“ | 500 | ექსპორტი | 570 | 650 | S |
| | | | იმპორტი | 570 | 650 | S |
| | „სალხინო“ | 220 | ექსპორტი | 50 | 50 | I |
| | | | იმპორტი | 150 | 150 | I |
| აზერბაიჯანი | „მუხრანის ველი“ | 500 | ექსპორტი | 630 | 710 | S |
| | | | იმპორტი | 630 | 710 | S |
| | „გარდაბანი“ | 330 | ექსპორტი | 210 | 240 | S |
| | | | იმპორტი | 210 | 240 | S |
| სომხეთი | „ალავერდი“ | 220 | ექსპორტი | 150 / 100 | 150 / 100 | S / I |
| | | | იმპორტი | 150 / 100 | 150 / 100 | S / I |
| თურქეთი | „მესხეთი“ | 400 | ექსპორტი | 700 | 700 | B |
| | | | იმპორტი | 700 | 700 | B |
| | „აჭარა“ | 220 | ექსპორტი | 150 / 150 | 150 / 150 | I / R |

| ქვეყანა | კავშირის ეგხ | ნომ ძაბვა (კვ) | მიმოცვლა | TTC ზაფხული (მგვტ) | TTC ზამთარი (მგვტ) | რეჟიმი |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | იმპორტი | 150 / 150 | 150 / 150 | I / R |

S სინქრონული მუშაობისას

I კუნძულოვან რეჟიმში მუშაობისას

B მუდმივი დენის ჩანართით მუშაობისას

R რეზერვში

ნახ. 7 საქართველოს გადამცემი ქსელის სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობები მეზობელ ქვეყნებთან

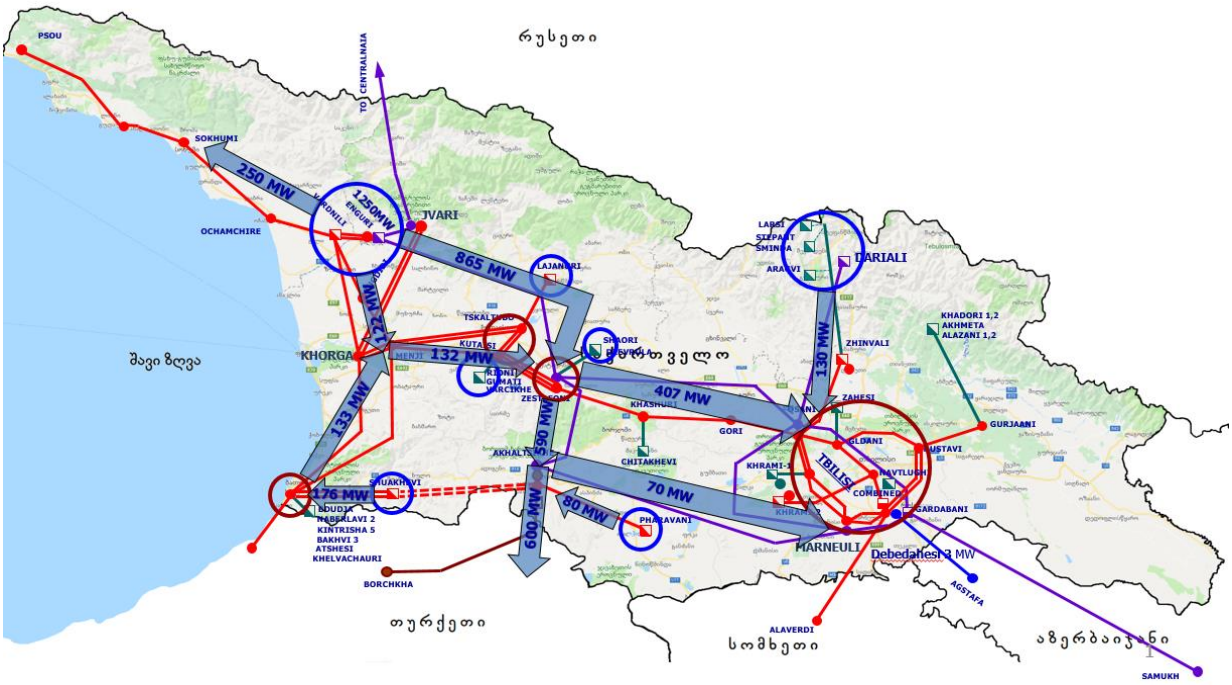
**ექსტრემალური გადადინებები დღევანდელი მდგომარეობით**

როგორც აღნიშნული იქნა, საქართველოს ძირითადი გენერაციის წყაროები თავმოყრილია ენგურის აუზში ენგურჰესის და ვარდნილჰესის სახით. ზაფხულის წყალუხვობის პერიოდში (მაისი-ივნისი-ივლისის პირველი ნახევარი) ამ სადგურების ჯამური გენერაციაა დაახლოებით 1250 მგვტ. ენგურჰესი-ვარდნილჰესის სიმძლავრის ნაწილი (250 მგვტ) მიდის აფხაზეთისკენ 220 კვ ეგხ კოხლხიდა-3-ით (ვარდნილი-ტყვარჩელი), ნაწილი (122 მგვტ) ხმარდება ზუგდიდის, მენჯისა და ხორგას კვებას. თითქმის 865 მგვტ კი 500 კვ ეგხ „იმერეთით“ და 132 მგვტ ეგხ იმერეთის პარალელური 220 კვ მაგისტრალით მიდის აღმოსავლეთით და ნაწილდება ახალციხიდან თურქეთში ექსპორტზე (600 მგვტ) და თბილისი-რუსთავის კვანძების კვებაზე. რაც შეეხება წყალტუბო-ქუთაისის (100 მგვტ) და

ზესტაფონის (250 მგვტ) მძლავრ მოხმარების ცენტრებს, ისინი ერთგვარად დაბალანსებულია აქ არსებული გენერაციით (ქუთაისი-წყალტუბო 320 მგვტ და ზესტაფონი 30 მგვტ). ამრიგად, დაახლოებით 865 მგვტ სიმძლავრე შეიძლება გადმოდინებული იქნას ეგხ "იმერეთზე" აღმოსავლეთით. ამ გადმოდინებიდან დაახლოებით 407 მგვტ სჭირდება თბილისი-რუსთავის კვანძების და ხაშური-გორის მოხმარებების კვებას. დანარჩენი 590 მგვტ სიმძლავრე შესაძლებელია გადინებული იქნას თურქეთში. ამ პერიოდში, ეგხ "იმერეთზე" 865[1] მგვტ-ზე მეტის გატარება ხანგრძლივად მიზანშეუწონელია (მისი შეზღუდული გამტარუნარიანობის გამო და მდგრადობის პრობლემების აცილებისათვის). ამიტომ შეზღუდულია რუსეთიდან თურქეთში ტრანზიტი საქართველოს გავლით. იმის მიუხედევად, რომ საქართველო რუსეთთან პარალელურ რეჟიმში მუშაობს და თურქეთში ჩანართზე „თავისუფალი" რჩება კიდევ 100 მგვტ სიმძლავრის გატარების უნარი. ამიტომ ამ „ჩანართის თავისუფალი სიმძლავრის" ათვისება შესაძლებელია მოხდეს აზერბაიჯანიდან და/ან სომხეთიდან შემოდინების ხარჯზე, კუნძულოვანი სქემით.

აღსანიშნავია, რომ ეგხ „იმერეთის" ასეთი დატვირთულობისას მისი გამორთვა გამოიწვევს ენგური-ზესტაფონის დამაკავშირებელი 220 კვ მაგისტრალის გადატვირთვას და ჩაქრობას. აღნიშნულის თავიდან აცილება ხდება ავარიის საწინააღმდეგო ავტომატიკის (ასა) საშუალებით, რომელიც თიშავს გენერაციას ენგურზე და დატვირთვას/ექსპორტს თბილისი-რუსთავში/ახალციხეში ისე, რომ ამ მაგისტრალზე, "იმერეთის" გამორთვის შემდეგ, გადმოდინება დარჩეს დასაშვებ ზღვრებში.

ამრიგად, საჭიროა აღმოსავლეთისკენ გამტარუნარიანობის გაზრდა, 500 კვ ეგხ "იმერეთის" პარალელური 500 კვ შტოს აშენებით. რაც უზრუნველყოფს ავტომატიკის მიერ გენერაციის და დატვირთვის გამორთვის საჭიროების აცილებას. ანუ აუცილებელია ქსელის იმდაგვარად განვითარება, რომ შესრულებული იქნას ნებისმიერ რეჟიმში N-1 კრიტერიუმი.



ნახ.8 ექსტრემალური გადადინებები წყალუხვობის პერიოდში

## საქართველოს დღევანდელი გადამცემი ქსელი

საქართველოს ენერგოსისტემა დაპროექტდა დიდ გაერთიანებულ ენერგოსისტემასთან პარალელურად მუშაობისთვის. ერთდროულად უნდა ემუშავა ყველა კავშირის ეგხ-ს, როგორც რუსეთთან ასევე სომხეთთან და აზერბაიჯანთან, ამიტომ 500 კვ ქსელი, რომელსაც საქართველოს ტერიტორიაზე რადიალური ტოპოლოგია ჰქონდა, ერთდროულად რეზერვდებოდა სამი მეზობელი ქვეყნიდან. მაშასადამე, სინამდვილეში საქართველოს რადიალური 500 კვ ქსელი წარმოადგენდა დიდი სისტემის ქსელის ერთ-ერთ შტოს. შესაბამისად, საქართველოს ენერგოსისტემის ნებისმიერი ელემენტის დაკარგვა, ეს იქნებოდა 500 კვ ეგხ თუ მძლავრი გენერატორი, არ იწვევდა მომხმარებლების შეზღუდვის საჭიროებას. 90-იანი წლებიდან მოყოლებული, საქართველოსგან დამოუკიდებელი მიზეზების გამო, შეუძლებელი გახდა ერთზე მეტ მეზობელ ქვეყანასთან სინქრონული პარალელური მუშაობა, ამიტომ დარეზერვების გარეშე დარჩა როგორც საქართველოს შიდა რადიალური ქსელი, ასევე მუშაობაში მყოფი ნებისმიერი კავშირის ეგხ. განსაკუთრებით ავარიულად საშიში სიტუაცია იქმნება საქართველოს ენერგოსისტემის კუნძულოვან რეჟიმში ოპერირებისას. აქ არამარტო ნებისმიერი 500 კვ ეგხ, არამედ ნებისმიერი ჩიხური (იხილეთ ქვემოთ) 220 კვ ეგხ და 100 მგვტ და უფრო მძლავრი ბლოკების/აგრეგატის გამორთვა (გარდაბნის №3, №4, №9-ე ბლოკები და ენგურჰესის აგრეგატები) ქმნის ავარიის რისკს. ვითარებას განსაკუთრებით ის ართულებს, რომ აგრეგატების ნაწილს სიჩქარისა და ძაბვის რეგულირების სიტემები მწყობრიდან აქვთ გამოყვანილი სიძველის გამო და ვერ აკმაყოფილებენ „ტექნიკური ექსპლუატაციის წესებითა“ და „ქსელის წესებით“ განსაზღვრულ მოთხოვნებს, ამიტომ გართულებულია ძაბვის რეგულირება, ხოლო იზოლირებულ რეჟიმში სიხშირის რეგულირებაც.

2016 წლის ბოლოს ოპერირებაში შევიდნენ ქ/ს ხორგა 220/110 კვ და ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ ხორგა-მენჯი (ხორგა 1,2), დასრულდა 500/220 კვ ქ/ს ჯვარის მშენებლობა. მას შემდეგ, რაც ოპერირებაში შევა ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ „ოდიში 1,2 (ჯვარი-ხორგა), ასევე, 500 კვ ეგხ კავკასიონი შეიჭრება ქ/ს ჯვარში, დაარეზერვდება მანამდე არსებულ სუსტ ადგილები: 500/220 კვ ატ ენგური, ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ ეგრისი 1,2, 220 კვ ეგხ კოლხიდა 2ა, 220 კვ ეგხ კოლხიდა 2. 2016 წლის ბოლოს ოპერირებაში შევიდა ასევე 220კვ ეგხ სათაფლია-2, ხოლო 2017 წელს დასრულდა და ქსელში ჩაირთო 220 კვ ეგხ აჯამეთი 3. აღნიშნული 220 კვ ეგხ-ები ზრდის ქუთაისი-წყალტუბოს კვანძიდან გენერაციის გამოტანის საიმედოობას და ჯვარი-ხორგას ახალ ინფრასტრუქტურასთან ერთად მთლიანად დასავლეთ საქართველოს 220 კვ მაგისტრალის საიმედოობას. 2017 წელს ასევე დასრულდა ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ „ბათუმი-შუახევი“, რომელიც პირველ ეტაპზე უზრუნველყოფს შუახევი ჰესის ქსელში ინტეგრაციას. ამასთანავე, 2021 წლიდან, 500 კვ ეგხ იმერეთის გამორთვის შემთხვევაში მკვეთრად იქნება შემცირებული გამოსართავი მომხმარებლის სიმძლავრე, რადგან ეგხ იმერეთი ნებისმიერ შემთხვევაში დარეზერვებული იქნება სულ მცირე სამი 220 კვ ეგხ-ით. 220 კვ მაგისტრალი სურამი-ურბნისი-ლიახვი არაეფექტურად არის დარეზერვებული და 500 კვ ეგხ-ებზე

ქართლი-2 და ვარძია მაღალი გადმოდინების შემთხვევაში რომელიმე მათგანის გამორთვისას იქმნება ამ 220 კვ მაგისტრალის გადატვირთვისა და საქართველოს ენერგოსისტემის გაყოფის საფრთხე. 220 კვ ეგხ არაგვი ქ/ს გლდანთან დამაკავშირებელი 220 კვ ხაზების გამორთვისას შეიძლება გადაიტვირთოს გლდანში გაზრდილი მოხმარების გამო.

2017 წელს ოპერირებაში შევიდა ელემენტები: 500 კვ 250 მგვარ რეგულირებადი რეაქტორი ქ/ს ზესტაფონში, რამაც მნიშვნელოვანი წვლილი შეიტანა სისტემის მოქნილობის ამაღლებაში ძაბვის/რეაქტიული სიმძლავრის რეგულირების თვალსაზრისით.

2016-17 წლებში ოპერირებაში შევიდა 660 მგვა ქვესადგური მარნეული 500/220 და 2017 წელს დაემატა 125 მგვა ავტოტრანსფორმატორი, რამაც მნიშვნელოვანი დადებითი გავლენა მოახდინა თბილისის რეგიონის მიწოდების უსაფრთხოებაზე.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, ქსელის სუსტი ადგილები შემცირდა.

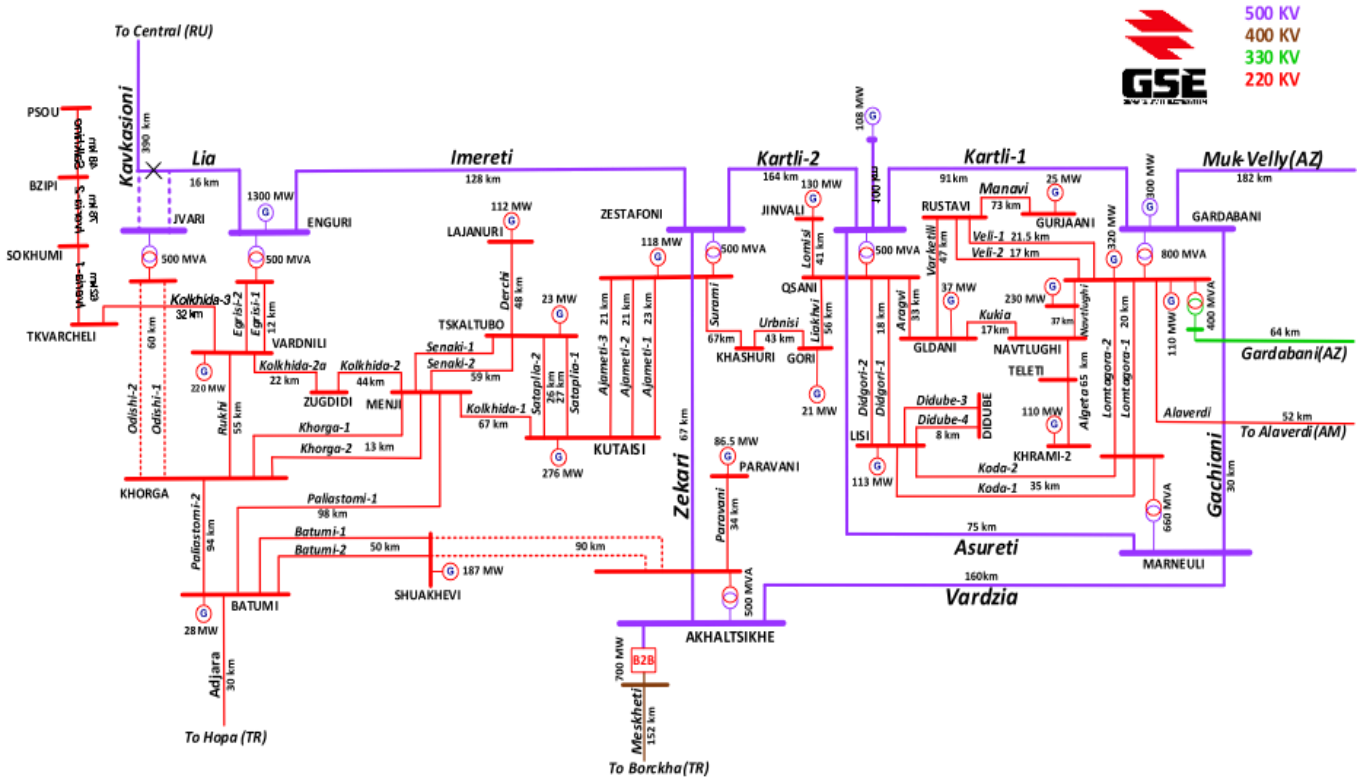
ბოლო წლებში ენერგოსისტემის მოხმარების კვალდაკვალ მკვეთრად გაიზარდა ქვესადგურების პიკური დატვირთვა, განსაკუთრებით თბილისის და ბათუმის კვანძებში. ზოგიერთ ქვესადგურში ვერ სრულდება N-1 პირობა, ანუ ერთი ავტოტრანსფორმატორების გამორთვის შედეგად საჭირო იქნება მომხმარებლების შეზღუდვა.

ამრიგად, საქართველოს გადამცემი ქსელის სუსტი/პრობლემური ადგილებია:

- სისტემათაშორისი კავშირის დაურეზერვებელი ელექტროგადამცემი ხაზები:
  - 500 კვ ეგხ კავკასიონი,
  - 330 კვ ეგხ გარდაბანი,
  - 220 კვ ეგხ ალავერდი,
  - 400 კვ ეგხ მესხეთი,
  - 220 კვ ეგხ აჭარა,
- დასავლეთ საქართველოს რადიალური/არაეფექტურად დარეზერვებული ქსელი:
  - 500 კვ ეგხ იმერეთი,
  - 500 კვ ეგხ ზეკარი,
  - 500/220 კვ ატ ენგური
  - 220 კვ ეგხ ეგრისი 1,2
  - 220 კვ ეგხ კოლხიდა 2ა
  - 220 კვ ეგხ კოლხიდა 2
- ბათუმის მკვებავი ქსელი:
  - 220 კვ ეგხ პალიასტომი 1,2
- შიდა ქართლის არაეფექტურად დარეზერვებული 220 კვ ხაზები:
  - სურამი
  - ურბნისი
  - ლიახვი
  - არაგვი
- 220 კვ “ჩიხური” ელექტროგადამცემი ხაზები:
  - 220 კვ ეგხ კოლხიდა 3
  - 220 კვ ეგხ დერჩი

- 220 კვ ეგხ ლომისი
- 220 კვ ეგხ მანავი
- 220 კვ ეგხ ფარავანი
- 500 კვ ეგხ სნო (ქსანი-დარიალჰესი).

- გენერატორები, რომელთა გამორთვის დროს არ სრულდება G-1კრიტერიუმი
  - ენგურის აგრეგატები
  - ბლოკი №9
  - ბლოკი №4
  - ბლოკი №3




ნახ. 9 საქართველოს გადამცემი ქსელის ცალხაზოვანი სქემა

საქართველოს გადამცემი ქსელის ყველაზე დიდ გამოწვევას წარმოადგენს 500 კვ ეგხ „იმერეთის“ გათიშვა, რომელიც ენგურის კვანძიდან ზაფხულის პერიოდში კვებავს აღმოსავლეთ საქართველოს უდიდეს ნაწილს. ამდენად, სისტემაში საკმაო საიმედოობის მქონე ავარიის საწინააღმდეგო ავტომატიკის არსებობის მიუხედავად, მიუწოდებელი ენერგიის საშუალო მნიშვნელობა გამოწვეული აღნიშნული ხაზის გამორთვით უტოლდება დაახლოებით 1 მლნ კვტ.სთ/წელს. „იმერეთის“ შემდეგ, ქსელის ყველაზე პრობლემატურ ელემენტს ავარიული გამორთვების კუთხით წარმოადგენს 220 კვ ეგხ „პალიასტომი 2“ (რადგანაც აღნიშნული ორი 220 კვ ხაზის ერთდროული გამორთვა იწვევს აჭარის რეგიონის სრულად ჩაქრობას), შემდეგ 220 კვ ეგხ „კოლხიდა 3“ (რომელიც კვებავს აფხაზეთის რეგიონს),

გარდაბანის 9-ე ბლოკი, ენგურჰესის მე-2 და მე-3 გენერატორები და 500 კვ ეგხ „კავკასიონი“ (რუსეთთან დამაკავშირებელი სისტემათაშორისი ხაზი). ამ კუთხით, ცალკე აღნიშვნის ღირსია საქართველოსა და თურქეთის ენერგოსისტემების დამაკავშირებელი 400 კვ ეგხ „მესხეთი“, რადგანაც მისმა გამორთვებმა განაპირობა 7.27 მლნ კვტ.სთ-ის მოცულობის განუხორციელებელი ექსპორტი, რომელიც არ წარმოადგენს მიუწოდებელ ენერგიას, თუმცა, ესაა ენერგია, რომელიც უნდა გადაცემულიყო როგორც ექსპორტი თურქეთში, რაც იქნებოდა მნიშვნელოვანი შემოსავალი საქართველოსთვის და მისი ენერგოსისტემის მონაწილეთათვის.

ამრიგად, მაშინაც კი, როცა ყველა ელემენტი არის მწყობრში და ყველა პარამეტრი ნორმის ზღვრებშია, საქართველოს გადამცემი სისტემის მუშაობა შეესაბამება „განგაშის რეჟიმს“. მაშასადამე, საქართველოს გადამცემი ქსელის ყველაზე კრიტიკულ პრობლემას წარმოადგენს მიწოდების უსაფრთხოება და სწორედ მიწოდების უსაფრთხოების/სისტემის საიმედოობის დონის ამაღლება იქნება საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ლაიტმოტივი უახლოესი ათი წლის მანძილზე,

ზემოთთქმულიდან გამომდინარე, უსაფრთხოების კრიტერიუმების დაცვა:

- N-1, G-1
- ძაბვის შენარჩუნება დასაშვებ ფარგლებში
- სიხშირის შენარჩუნება დასაშვებ ფარგლებში

იქნება საქართველოს გადამცემი სისტემის და მთლიანი ენერგოსისტემის ამოცანა, რაც საჭიროებს გადამცემი ქსელის გაძლიერებას და ახალი ელემენტების დამატებას.

## პროექტები სუსტი ადგილების აღმოსაფხვრელად

საქართველოს გადამცემ ქსელს ძირითადად აქვს გრძივი განლაგება დასავლეთიდან აღმოსავლეთის მიმართულებით. ქსელის 500 კვ საკვანძო ქვესადგურებია „ენგური“, „ჯვარი“ „ზესტაფონი“, „ახალციხე“, „ქსანი“, „გარდაბანი“ და „მარნეული. საქართველოს გადამცემი ქსელი პირობითად შეიძლება დაყოფილ იქნას დასავლეთ და აღმოსავლეთ რეგიონებად, რომელთა გამყოფი კვანძია ქ/ს „ზესტაფონი“.

500 კვ ეგხ-ის გამტარუნარიანობა დაახლოებით 5-ჯერ მეტია, ვიდრე 220 კვ ეგხ-ისა, ამიტომ სიმძლავრის ძირითადი ნაკადების ტრანზიტი ხორციელდება საქართველოს გადამცემი ქსელის 500 კვ ეგხ-ებით. ენგურჰესს ზესტაფონის კვანძთან აერთებს 500 კვ ეგხ „იმერეთი“. სისტემის დასავლეთ რეგიონში ამ ხაზის პარალელური 500 კვ ეგხ არ არსებობს და „იმერეთის“ ავარიული გამორთვისას ადგილი აქვს ამ რეგიონის 220 კვ მაგისტრალის „ვარდნილი-ზუგდიდი-მენჯი-ქუთაისი-ზესტაფონი“ გადატვირთვას. მაშასადამე, ეგხ „იმერეთის“ პარალელური 500 კვ ხაზის არარსებობა წარმოადგენს საქართველოს დასავლეთ სისტემის და მთლიანად საქართველოს გადამცემი ქსელის ყველაზე სუსტ ადგილს. ამის გამო, N-1 კრიტერიუმის შესასრულებლად, ავარიის საწინააღმდეგო ავტომატიკა გამორთავს მომხმარებლების ნაწილს სისტემის აღმოსავლეთ რეგიონში და გენერაციის ნაწილს ენგურჰესსა და ვარდნილჰესზე იმგვარად, რომ ავარიის შემდგომ დამყარებულ რეჟიმში გადადინებამ 220 კვ ხაზებზე სისტემის დასავლეთ ნაწილში არ გადააჭარბოს დასაშვებ

სიდიდეს. ამის გარდა, 500 კვ ეგხ „ზეკარის“ (ზესტაფონი-ახალციხე) ავარიული გამორთვა შეიძლება გახდეს მიზეზი იმისა, რომ ზაფხულის წყალუხვობის რეჟიმში არ იქნება შესაძლებელი რუსეთიდან თურქეთში სიმძლავრის ტრანზიტი.

მართალია 67 კმ სიგრძის 500 კვ ეგხ „ზეკარი“ დარეზერვებულია ეგხ-ებით „ქართლი 2“, „ვარძია“, მაგრამ ამ ორი ხაზის ჯამი 325 კმ-მდეა, რის შედეგადაც დიდი გადადინებისას „ზეკარის“ გამორთვის შემთხვევაში ვერ ხდება მისი დარეზერვება.

ქ/ს „ბათუმის“ კვება ხორციელდება დიდი სიგრძის, შესაბამისად 97 და 94 კმ, 220 კვ ეგხ-ებით „პალიასტომი-1“ (მენჯი-ბათუმი) და „პალიასტომი-2“ (ხორგა-ბათუმი). ეს ხაზები წარმოადგენენ 220 კვ მაგისტრალის „ვარდნილი-ზუგდიდი-მენჯი“ პარალელურ შტოს. მათი დიდი სიგრძის გამო ადგილი აქვს ძაბვის პრობლემებს 220 კვ ქ/ს „ბათუმში. ეს პრობლემა განსაკუთრებით იჩენს თავს, როდესაც ხორციელდება სიმძლავრის ექსპორტი ბათუმიდან ხოფასკენ (თურქეთი). ამასთან „პალიასტომი-1“-ის ან „პალიასტომი-2“-ის გამორთვისას შეიძლება ადგილი ჰქონდეს 220 კვ ეგხ-ების „კოლხიდა-2ა“ და „კოლხიდა-2“ გადატვირთვას. (აღნიშნულ პრობლემას გადაჭრის პროექტ „ბათუმი-ახალციხეს“ დასრულება).

220 კვ ეგხ „კოლხიდა-3“, რომლითაც ძირითადად ხორციელდება სიმძლავრის ტრანზიტი ვარდნილჰესიდან აფხაზეთისკენ (250 მგვტ), წარმოადგენს საქართველოს დასავლეთ ნაწილის ერთ-ერთ პრობლემატურ ელემენტს, მისი პარალელური ხაზების არარსებობის გამო. ამიტომ მისი გამორთვა სისტემაში იწვევს ეგხ „კოლხიდა-3“-ის ავარიამდელი დატვირთვის ტოლი სიმძლავრის ნაჭარბის წარმოქმნას.

500 კვ ეგხ „კავკასიონი“, რომელიც წარმოადგენს საქართველოსა და რუსეთის დამაკავშირებელ ძირითად ელემენტს, ასევე არის სისტემის სუსტი რგოლი, მისი მაღალი ნომინალური ძაბვის, დიდი სიგრძისა (405.5 კმ - ქ/ს „ჯვარში“ შეჭრამდე) და ტრასის რთული რელიეფის (გადის კავკასიონის მთავარ ქედზე) გამო. მისი გამორთვის შემთხვევაში უარესდება საქართველოს სისტემის მდგრადობა და ელექტროენერგიის ხარისხი (სიხშირის რეგულირება ხორციელდება ძირითადად რუსეთის სისტემის მიერ).

400 კვ ეგხ „მესხეთი“ - კავშირის ხაზი საქართველოსა და თურქეთს შორის. მართალია, ამ ხაზის სიგრძე არ არის კრიტიკულად დიდი (150 კმ სიახლოვეში), მაგრამ იმის გათვალისწინებით, რომ მას მოუწევს 700 მგვტ სიმძლავრის გატარება, მისი ავარიული გამორთვა გამოიწვევს სიმძლავრის დიდი ნაჭარბის წარმოქმნას საქართველოს ენერგოსისტემაში.

220 კვ ეგხ „ალავერდი“ (გარდაბანი-ალავერდი) აკავშირებს საქართველოს და სომხეთის სისტემებს და წარმოადგენს სუსტ რგოლს, რომელითაც სინქრონულ რეჟიმში შესაძლებელია ამ სისტემებს შორის მხოლოდ 150 მგვტ სიმძლავრის მიმოცვლა, ხოლო კუნძულოვან რეჟიმში 100 მგვტ-მდე.

საქართველოს გადამცემ ქსელში 500 კვ ეგხ-ების გამორთვისას და სასისტემო ავტომატიკის მოქმედებისას შეიძლება ადგილი ჰქონდეს როგორც აქტიური ასევე რეაქტიული სიმძლავრის უბალანსობის წარმოქმნას. ამიტომ საქართველოს გადამცემი ქსელის როგორც დასავლეთ ასევე აღმოსავლეთ ნაწილში შესაძლოა საჭირო გახდეს სწრაფმოქმედი,

რეგულირებადი რეაქტიული სიმძლავრის მაკომპენსირებელი დანადგარი SVC ან FACTS Device-ს სახით.

ამრიგად, როგორც წინა პუნქტში იქნა აღნიშნული, საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სისტემის ძირითადი სუსტი და პრობლემატური ელემენტებია:

- 500 კვ ეგხ „იმერეთი“;
- 500 კვ ეგხ „ზეკარი“;
- 500 კვ ეგხ „კავკასიონი“; 400 კვ ეგხ „მესხეთი“; 220 კვ ეგხ „ალავერდი“;
- აჭარა-აფხაზეთი რეგიონების კვების საიმედოობა;
- კახეთის რეგიონის კვების საიმედოობა;
- შიდა ქართლის ქსელის საიმედოობა;
- 220 კვ ეგხ „კოლხიდა-3“;
- ენგურის აგრეგატები;
- ბლოკი N9.

სწორედ ამ პრობლემების აღმოსაფხვრელად, ჰესების ქსელში ინტეგრაციისთვის და ტრანზიტის უნარის ასამაღლებლად, საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმაში გათვალისწინებულია რამდენიმე პროექტი.

პროექტი „ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხე“ (გარდა ენგურჰესის, ნამახვანჰესის და სხვა სადგურების ინტეგრაციისა), გადაჭრის საქართველოს გადამცემი ქსელის ყველაზე დიდ პრობლემას, სრულად დაარეზერვებს 500 კვ ეგხ-ებს „იმერეთი“ და „ზეკარი“ და მათი გამორთვის შედეგად აღარ იქნება საჭირო ასა-ს მიერ მომხმარებლების შეზღუდვა.

პროექტი „ქსანი-სტეფანწმინდა-მოზდოკი“, წარმოადგენს 500 კვ ეგხ „კავკასიონის“ პარალელურ ხაზს, არეზერვებს მას და ამაღლებს საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სისტემის მდგრადობას. 500 კვ ეგხ „კავკასიონის“ გამორთვა აღარ შექმნის სიმძლავრის ნაჭარბის ან დეფიციტის წარმოქმნის საშიშროებას და ასა-ს მიერ მომხმარებლების ან გენერაციის გამორთვის აუცილებლობას. ეს პროექტი ასევე გარკვეულწილად მოახდენს 500 კვ ეგხ „იმერეთის“ დარეზერვებას ჩრდილოეთ კავკასიის ქსელით.

400 კვ ეგხ „ახალციხე-თორთუმი“ სრულად არეზერვებს 400 კვ ეგხ „მესხეთს“ (ახალციხე-ბორჩხა) და მისი გამორთვის შემთხვევაში აღარ წარმოიქმნება სიმძლავრის უბალანსობა საქართველოს გადამცემ ქსელში.

პროექტი „მარნეული-აირუმი“ (500 კვ ეგხ „მარნეული-აირუმი“) სრულად ჩაანაცვლებს 220 კვ ეგხ „ალავერდს“ და უზრუნველყოფს რუსეთი-საქართველო-სომხეთ-ირანს შორის სიმძლავრის ტრანზიტის უნარის მნიშვნელოვან ამაღლებას.

ამ პროექტებს, გარდა ზემოთ ჩამოთვლილი არსებული პრობლემებისა, სხვა დანიშნულებაც შეიძლება ჰქონდეს, მაგალითად, როგორიცაა ჰესების ინტეგრაცია და სისტემათაშორისი გამტარუნარიანობის გაზრდა (იხილეთ თავი „გამოვლენილი პროექტები და ინფრასტრუქტურის გაძლიერების საჭიროება”).

პროექტი „ახალციხე-ბათუმი“ მოახდენს შუახევიჰესის და ზემო აჭარის სხვა ესების ინტეგრაციას სისტემაში და აამაღლებს აჭარის რეგიონის კვების საიმედოობას, დაეხმარება

პროექტებს „ჯვარი-ხორგა“ და „წყალტუბო-ზესტაფონი“ 500 კვ ეგხ „იმერეთის“ დარეზერვებაში.

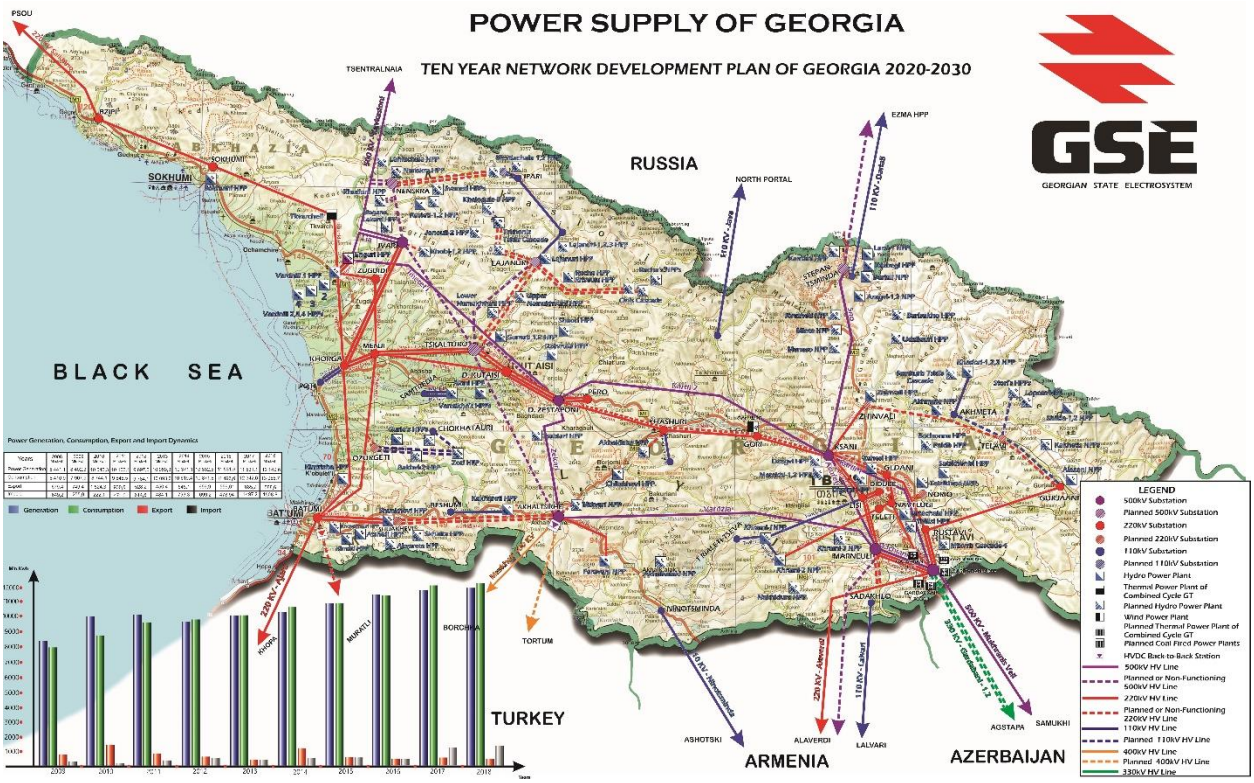
ელექტროსადგურები „ხუდონჰესი“, „ნენსკრაჰესი“ და „ნამახვანის ჰესების კასკადი“ ზრდიან ერთის მხრივ სისტემის მოქნილობას ხოლო მეორეს მხრივ ინერციის მუდმივას და ამ მხრივაც ამაღლებენ ენერგოსისტემის მდგრადობას. ამიტომ ენგურის აგრეგატების და N9 ბლოკის გამორთვა აღარ იქნება პრობლემატური ამ ჰესების ექსპლუატაციაში შესვლის შემდეგ.

კახეთის რეგიონის კვების საიმედოობის ასამაღლებლად, დაგეგმილია ახმეტა-თელავი-გურჯაანის 110 კვ მაგისტრალის მშენებლობა (220 კვ-ის გაბარიტებში), ქ/ს თელავის გაფართოება 220 კვ ფრთით და 125 მგვა ატ, ასევე 220/110 კვ ახალი 125 მგვა ატ-ს დამატება ქ/ს „გურჯაანში“, გარდა ამისა დაგეგმილია 220 კვ ეგხ-ის მშენებლობა ქ/ს თელავიდან ჟინვალამდე რაც მნიშვნელოვნად აამაღლებს როგორც კახეთის ელ. სადგურების, ასევე ჟინვალჰესის სიმძლავრის ქსელში საიმედო გამოტანა.

შემუშავების პროცესშია შიდა ქართლის ქსელის საიმედოობის ამაღლების პროექტი.

პროექტი 330 კვ ეგხ გარდაბანი-აღსტაფა-ს გაორჯაჭვიანება ემსახურება, საქართველოსა და აზერბაიჯანს შორის 700-1000 მგვტ-მდე სიმძლავრის მიმოცვლის უზრუნველყოფას N-1 კრიტერიუმის დაცვით.

ქვემოთ, ნახაზ 10-ზე, წყვეტილი ხაზით ნაჩვენებია ყველა დაგეგმილი პროექტი საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმიდან




ნახ.10 საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარება 2020-2030 წლებში

**არსებული გადამცემი ხაზების ჯამური მონაცემები:**

500 კვ ეგხ-ების ჯამური სიგრძე: 923 კმ

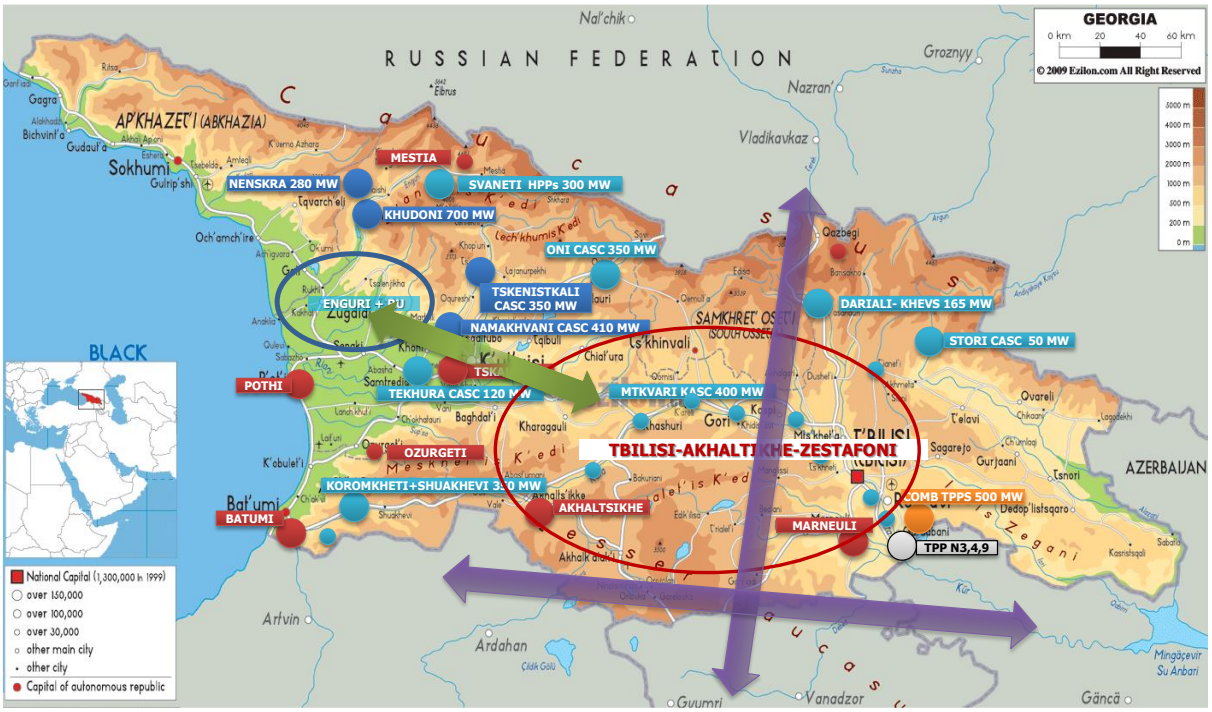
400 კვ ეგხ-ების ჯამური სიგრძე: 32.6 კმ
330 კვ ეგხ-ების ჯამური სიგრძე: 21.1 კმ
220 კვ ეგხ-ების ჯამური სიგრძე:1916 კმ

**არსებული ქვესადგურების ჯამური მონაცემები:**

| | | |
|---|---|---|
| 500/220 კვ | 3960 | მგვა |
| 220/110 კვ | 5984 | მგვა |
| 330/220 კვ | 400 | მგვა |
| 500/400 კვ | 875 | მგვა |
| **ჯამი** | **11218** | **მგვა** |

## საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების მამოძრავებელი ძალები

გადამცემი ქსელის განვითარებაზე ახდენს გავლენას მთელი რიგი ფაქტორებისა (მამოძრავებელი ძალებისა), რომლებიც ინდივიდუალურია ნებისმიერ ენერგოსისტემაში. საქართველოსთვის ასეთებია: ქსელის უსაფრთხოება, ახალი ელ.სადგურების და მომხმარებლების მიერთება, სატრანზიტო პოტენციალის ათვისება და ა.შ. აღნიშნული ფაქტორები გამყარებულია საქართველოს კანონმდებლობით. საქართველოს ენერგეტიკული სისტემა გადის გარდამავალ პერიოდს - დიდ გაერთიანებულ სისტემაზე მორგებული გადამცემი ქსელის გარდაქმნა ხდება საქართველოს დღევანდელი და პერსპექტიული ვითარებისთვის მორგებულ საიმედო გადამცემ ქსელად, ხოლო საბჭოთა მოძველებული აპარატურის ჩანაცვლება - თანამედროვე ევროპული სტანდარტების აპარატურით.




● პერსპექტიული მარეგულირებელი ჰესები

● პერსპექტიული სეზონური ჰესები
● პერსპექტიული დატვირთვის მატება
● თბოსადგურების დახურვა
● ახალი კომბინირებული თბოსადგურები
⇔ სისტემათა შორისი კავშირის გაძლიერების აუცილებლობა
⇔ შიდა სასისტემო კავშირის გაძლიერების აუცილებლობა
O არსებული მძლავრი გენერაციის რეგიონი
O არსებული მძლავრი მოხმარების რეგიონი

ნახ. 11 საქართველოს ელექტრული ქსელის განვითარების მამოძრავებელი ძალების რუკა

**საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების მამოძრავებელი ძალები**

ენერგეტიკის კანონის მუხლი 53-ის პუნქტი 1-ის თანახმად: გადამცემი სისტემის ოპერატორი ყოველწლიურად, მომდევნო 10 კალენდარული წლისთვის შეიმუშავებს/განაახლებს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმას, რომელიც მიწოდებისა და მოთხოვნის არსებულ და საპროგნოზო მაჩვენებლებს უნდა ეფუძნებოდეს. გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა უნდა მოიცავდეს ეფექტიან ზომებს გადამცემი ქსელისა და მიწოდების უსაფრთხოების ადეკვატურობის უზრუნველსაყოფად. ქსელის წესების 33-ე მუხლის პუნქტი 1-ის თანახმად: „დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატი ვალდებულია, პერიოდულად ან საჭიროებისამებრ ჩაატაროს გადამცემი ქსელის დაგეგმვისათვის საჭირო კვლევითი სამუშაოები, გადამცემი ქსელის ეკონომიკური, უსაფრთხო, საიმედო და სტაბილური მუშაობის უზრუნველსაყოფად“.

ამრიგად, ქვემოთ მოცემული განვითარების მამოძრავებელი ძალები ეხმიანება საქართველოს კანონმდებლობას.

ქსელის წესების 30-ე მუხლის 2-ე პუნქტის თანახმად, გადამცემი ქსელის საიმედოობის შესაფასებლად გამოიყენება ორი კრიტერიუმი: ა) ადეკვატურობა – ელექტროენერგეტიკული სისტემის უნარი უწყვეტად დააკმაყოფილოს მომხმარებელთა მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე, როგორც ქსელის ელემენტის გეგმიური, ასევე მოულოდნელი გათიშვის პირობებში. ბ) მდგრადობა - ელექტროენერგეტიკული სისტემის უნარი გაუძლოს შეშფოთებებს, როგორიცაა მოკლე ჩართვა ან ელექტროენერგეტიკული სისტემის ელემენტების მოულოდნელი გათიშვა.

გენერაციიდან მოხმარების ობიექტებისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის შემთხვევაში, რომელიმე სატრანზიტო ხაზის გამორთვა შეიძლება მოხმარების შეფერხების ან სისტემის სრული ჩაქრობის მიზეზი გახდეს. ასეთი სატრანზიტო ხაზია 500 კვ ეგხ „იმერეთი“, რომელიც ენგურჰესს აკავშირებს ზესტაფონის აღმოსავლეთით არსებულ მოხმარების ცენტრებთან და ახალციხის ქვესადგურთან, რომლიდანაც თურქეთში ხორციელდება სიმძლავრის ექსპორტი. მართალია, სასისტემო ავტომატიკით უზრუნველყოფილია საიმედოობის გარკვეული დონე, მაგრამ, ერთის მხრივ, ამ ავტომატიკის მოქმედება იწვევს მომხმარებლების ხანმოკლე ჩაქრობას და, მეორეს მხრივ, ვერც ის იძლევა სისტემის გადარჩენის 100%-იან გარანტიას. ამიტომ

საიმედოობის აუცილებელი პირობაა, შესრულდეს N-1 დაგეგმარების კრიტერიუმი, ისე, რომ რომელიმე ხაზის გამორთვისას დაიტვირთოს სხვა ხაზი, მომხმარებლების გამოურთავად და ელექტროენერგიის ხარისხის ნორმის ფარგლებში შენარჩუნების უზრუნველყოფით.

მზარდი მოხმარების დაკმაყოფილება/საიმედო კვების ცენტრების შექმნა პოტენციური წარმოებების/ტურისტული ცენტრების განსავითარებლად. გადამცემი ქსელის განვითარების მიზანია, არა მხოლოდ 500, 400, 330, 220 კვ დონეებზე უზრუნველყოს ქსელის მდგრადობა, არამედ ასევე საიმედოდ მოამარაგოს როგორც მასზე უშუალოდ მიერთებული ასევე განაწილების ქსელებზე მიერთებული მომხმარებლები. აქედან გამომდინარე, დაგეგმილია ქვესადგურების მშენებლობა, არსებული ქვესადგურების გაძლიერება და დამატებითი ტრანსფორმატორების და ავტოტრანსფორმატორების მონტაჟი, რათა ტრანსფორმატორებისთვისაც შესრულდეს N-1 კრიტერიუმი. გარდა ამისა, მოხმარების ზრდა თბილისის რეგიონში ითხოვს რეაქტიული სიმძლავრის მოთხოვნის გაზრდასაც, რაც შეამცირებს ძაბვის დონეებს. ამის ასარიდებლად საჭირო ხდება რეაქტიული სიმძლავრის მაკომპენსირებელი დანადგარების დაყენებას.

არსებული გენერაციის გატარება. გადამცემი ქსელის ტოპოლოგია, ზოგიერთ რეჟიმში, შეიძლება ზღუდავდეს არსებული გენერაციის გატარებას მოხმარების ცენტრებისკენ. საქართველოს ძირითადი ელექტროსადგურია ენგურჰესი, რომელიც ზაფხულის თვეებში ქვეყნის მოხმარების ნახევარზე მეტს ფარავს და თურქეთში ექსპორტშიც მონაწილეობს. მიუხედავად ქ/ს „ჯვარის“, ქ/ს „ხორგას“ და ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ ხორგა-მენჯის აშენებისა, ზაფხულის წყალუხვობის პერიოდში ენგურჰესიდან საქართველოს ქსელში გამომავალი ერთადერთი 500 კვ ეგხ „იმერეთი“ და 220 კვ მაგისტრალი ენგურჰესი-ვარდნილჰესი-ზუგდიდი-მენჯი მაინც ზღუდავს სიმძლავრის ტრანზიტს რუსეთიდან და ენგური-ვარდნილის კვანძიდან აღმოსავლეთ საქართველოსკენ, თურქეთისკენ და სომხეთისკენ.

ახალი ენერგეტიკული რესურსების ათვისება. საქართველო მდიდარია განახლებადი ენერგეტიკული რესურსებით, რომელთა ათვისების დონე მცირეა, ამასთან ორგანული საწვავის რესურსები ქვეყანაში პრაქტიკულად არ არის. იზრდება როგორც საქართველოს შიდა, ასევე თურქეთის და მასთან დაკავშირებული ევროპის ქვეყნების მოხმარება. ჰესები უზრუნველყოფს სისტემის მდგრადობის ამაღლებას (რეგულირების შესაძლებლობების და ინერციის მუდმივას უზრუნველყოფის გამო), მაგრამ მათ მშენებლობას სჭირდება დიდი დრო. საქართველოს ასევე გააჩნია ცვალებადი გენერაციის წყაროების (ქარი და მზე) პოტენციალი, რომელთა მშენებლობა ხდება შედარებით მცირე ვადებში, მაგრამ მათი დაუშვებლად დიდი მოცულობით ინტეგრირების შემთხვევაში ქსელის მდგრადობას ექმნება გამოწვევები. „სსე“-ის მიერ, ევროპელი კონსულტანტების დახმარებით, დადგენილი იქნა ამ წყაროების დასაშვები მაქსიმალური სიმძლავრეები რეგიონების მიხედვით.

ქსელის სატრანზიტო პოტენციალის გაზრდა. საქართველოს გადამცემ ქსელს, ქვეყნის გეოგრაფიული მდებარეობიდან გამომდინარე, შეუძლია სატრანზიტო ჰაბის ფუნქციების შესრულება მეზობელ ენერგოსისტემებს შორის. გარდა ამისა, რაც უფრო კარგად იქნება განვითარებული სისტემათაშორისი გადამცემი ინფრასტუქტურა ყველა მეზობელ ენერგოსისტემასთან, მით უფრო დაბალი ფასით შესაძლებელია განხორციელდეს

ელექტროენერგიის იმპორტი და მაღალი ხარისხით ექსპორტი. აქედან გამომდინარე, როგორც სატრანზიტო პოტენციალის რეალიზების, ასევე ეკონომიკური და ენერგეტიკული უსაფრთხოების მოსაზრებებიდან გამომდინარე, დაგეგმილია რომ ყველა მეზობელ ქვეყანასთან აშენდეს 1000±400 მგვტ გამტარუნარიანობის სისტემათაშორისი გადამცემი ინფრასტრუქტურა.

ძველი თბოსადგურების დახურვა და ახალი თბოსადგურების ინტეგრირება. საქართველოს ენერგოსისტემაში მიმდინარეობს მოძველებული, დაბალი ეფექტურობის თბობლოკების ჩანაცვლება ახალი, მაღალი ტექნიკური მახასიათებლების მქონე ან/და იაფ საწვავზე მომუშავე თბოსადგურებით, რომელთა ინტეგრირებისთვის ბუნებრივია საჭირო იქნება გადამცემი ქსელის მოდერნიზაცია.

ელექტროენერგიის ხარისხის ამაღლება. რეზერვების პრობლემის მოგვარებასთან ერთად, მოგვარდება ელექტროენერგიის ხარისხის რეჟიმული პარამეტრის - სიხშირის პრობლემა.

რაც შეეხება ელექტროენერგიის ხარისხის მეორე მაჩვენებელს - ძაბვას, მისი რეგულირება ხორციელდება გენერატორებზე არსებული ძაბვის ავტომატური რეგულატორებით და ქვესადგურებში არსებული ტრანსფორმატორებისა და ავტოტრანსფორმატორების გამომყვანებით, რომელთა მდგომარეობაც დაახლოებით ისეთივეა, როგორც სიჩქარის რეგულატორებისა: ნაწილი გამოყვანილია მოქმედებიდან, ნაწილიც დაზიანებულია. ამიტომ ძაბვის პრობლემის მოგვარებისთვის აუცილებელია:

- ენერგოსისტემაში ჩატარდეს არსებული სადგურების ძაბვის რეგულატორების რეაბილიტაცია;
- მოხდეს ყველა ელექტროსადგურის დავალდებულება მონაწილეობა მიიღონ ძაბვის რეგულირებაში;
- განხორციელდეს ყველა სადგურის ძაბვის რეგულატორის მოქმედების პერიოდული ტესტირება-კონტროლი;
- ქვესადგურებში ძალოვანი ტრანსფორმატორების და ავტოტრანსფორმატორების გამომყვანების ავტომატური რეგულირების სისტემის მონტაჟი/მოდერნიზაცია.
- ენერგოსისტემის მოქნილობის ამაღლება. ბოლო წლებში ენერგოსისტემის მოქნილობა მნიშვნელოვნად გაიზარდა, ძირითადად, საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემაში განხორციელებული პროექტებით, რომლებიც ახლაც გრძელდება, კერძოდ:
- ეროვნულ სადისპეტჩერო ცენტრში გენერაციის ავტომატური რეგულირების სისტემის (AGC) განხორციელება, მარეგულირებელი სადგურების ეტაპობრივი ჩართვა ამ სისტემაში;
- ავარიის საწინააღმდეგო ავტომატიკის სრულყოფა, რომელიც კრიტიკული ხაზების და ავტოტრანსფორმატორების გამორთვის შემთხვევაში უზრუნველყოფს ენერგოსისტემის მდგრადობის შენარჩუნებას;
- ქვესადგურების ავტომატიზაცია, ცენტრალური სადისპეტჩეროდან სრული მართვის განხორციელება;
- ტრანსფორმატორების ძაბვის ქვეშ რეგულატორების (РПН) რეაბილიტაცია;
- რეგულირებადი რეაქტორების დამონტაჟება;

ენერგიის დამაგროვებელი ბატარეების და ჰიდრომააკუმულირებელი სადგურების მშენებლობა, რომლებიც გადაწყვეტს სიმძლავრის რეზერვების და/ან ზაფხულის გენერაციის ნაჭარბის ზამთარში გამოყენების პრობლემებს - შესწავლის პროცესშია.

## 3.5 გამანაწილებელი ქსელი

ელექტროენერგიის განაწილების ქსელი საქართველოს ენერგოსისტემაში შედგება 110 კვ და უფრო დაბალი ძაბვის ინფრასტრუქტურისგან.

ამჟამად საქართველოში საქმიანობას ეწევა ელექტროენერგიის განაწილების ორი ლიცენზიატი:

1. სს „თელასი“ - კომპანია ფლობს საქართველოს ელექტროენერგეტიკული მოხმარების ყველაზე მძლავ ცენტრს თბილისის, სახელმწიფოს დედაქალაქის მკვებავ გამანაწილებელ ქსელს;
2. სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“ - წარმოადგენს განაწილების ლიცენზიატს, რომლის მფლობელობაში შედის საქართველოს დანარჩენი რეგიონების (ქალაქების, სოფლების და ა.შ.) მკვებავი გამანაწილებელი ქსელი.

გადამცემი სისტემის ოპერატორების მსგავსად, განაწილების სისტემის ოპერატორებსაც, საქართველოს კანონმდებლობისა და „ქსელის წესების“ საფუძველზე, გააჩნიათ ვალდებულება შეიმუშაონ და ყოველწლიურად განაახლონ თავიანთ მფლობელობაში არსებული ქსელის განვითარების გეგმები (განაწილების ქსელის განვითარების ხუთწლიანი გეგმები). აღნიშნული გეგმები განსახილველად იგზავნება გადამცემი სისტემის ოპერატორთან, რომელიც განიხილავს მათ და მოამზადებს/გაგზავნის თავის შენიშვნებს საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელ ეროვნულ კომისიას. ხუთწლიანი გეგმები, განაწილების სისტემის ოპერატორების მხრიდან ყველა შენიშვნის განხილვისა და გეგმის პროექტში საჭირო კორექტირებების განხორციელების შემდეგ, მტკიცდება მარეგულირებელი კომისიის მიერ.

აღნიშნული გამანაწილებელი სისტემის ოპერატორების საქმიანობის მიმოხილვა და ინფორმაცია მათ მიერ დაგეგმილ პროექტებზე წარმოდგენილია შემდეგ ორ ქვეთავში.

### 3.5.1 სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“

კომპანიის ძირითადი მიზანია კომერციულ საწყისებზე უზრუნველყოს ელექტროენერგიის შესყიდვა და მისი განაწილება აბონენტების უსაფრთხო, საიმედო და ხარისხიანი ელექტრომომარაგებისთვის. მის მფლობელობაშია 15 ჰიდრო და 1 ბუნებრივი გაზის ელექტროსადგური საქართველოში. ენერგო-პრო ჯორჯია წარმოადგენს განაწილების ყველაზე მსხვილ კომპანიას საქართველოში - მომსახურების არეალი შეადგენს 58 846 კმ$^2$-ს (საქართველოს ტერიტორიის 85%) და ემსახურება 1 200 000-ზე მეტ აბონენტს. კომპანია არის ასევე ერთ-ერთი უმსხვილესი დამსაქმებელი, რომლის კოლექტივიც დაახლოებით 5680-მდე თანამშრომელს შეადგენს.

## გამანაწილებელი ქსელი და ინფრასტრუქტურა

1. მაღალი ძაბვის ქსელი – ელექტროენერგიის მიწოდების ინფრასტრუქტურის გაუმჯობესება – 35/110კვ

- კომპანია მაღალ ძაბვაზე ელექტროენერგიის განაწილებას ახდენს 370 ერთეული 110/35 კვ ელექტროგადამცემი ხაზის საშუალებით, რომელთა საჰაერო ნაწილის სიგრძე დაახლოებით 4260 კმ-ია, ხოლო 35 კვ-ის საკაბელოსი - 35 კმ. აღნიშნული ხაზებიდან 190 ერთეული ანუ 51 % აშენებულია 1970-იანი წლების ბოლოს და შესაბამისად მნიშვნელოვნადაა შემცირებული მათი საპროექტო პარამეტრები. კომპანია ახორციელებს ასეთი ხაზების რეაბილიტაციის პროცესს მათი მნიშვნელობისა და პრიორიტეტების გათვალისწინებით.
- კომპანიას მფლობელობაში გადაეცა ასევე 70 ერთეულამდე მაღალი ძაბვის გაძარცული ხაზი ჯამური სიგრძით 1000 კმ-მდე. მათი დიდი ნაწილი უზრუნველყოფდა ალტერნატიულ კვებას მთელი რიგი რეგიონებისთვის, რის გამოც გარკვეული ავარიული თუ მიმდინარე სარეაბილიტაციო სამუშაოების წარმოება იწვევს ზოგიერთი რეგიონების გამორთვას. აქედან გამომდინარე, მომდევნო ხუთი წლის განმავლობაში კომპანია გეგმავს მათი გარკვეული ნაწილის აღდგენას.
- კომპანია გადაცემის ქსელიდან მიღებული ელექტროენერგიის ტრანსფორმირებას 10/6/0.4 კვ - ძაბვაზე ახდენს 352 ერთეული 110/35 კვ. ძაბვის ქვესადგურის საშუალებით, რომელთა უმეტესი ნაწილი აქტივების შეძენის პერიოდისათვის იყო ერთტრანსფორმატორიანი. მათი გაძლიერების მიმართულებით ბოლო პერიოდში განხორციელდა მნიშვნელოვანი პროექტები, რისი გაგრძელებაც დაგეგმილია მომდევნო ხუთწლიან პერიოდში.

2. დაბალი და საშუალო ძაბვის ქსელი – ელექტროენერგიის მიწოდების ინფრასტრუქტურის გაუმჯობესება – 10/6 / 3.3 / 0.4 კვ

გარდა 110-35 კვ ქსელისა, კომპანია ფლობს 14 803 კმ 10-6 კვ და 37 090 კმ 0,4 კვ ქსელს, რომლითაც ნაწილდება კომპანიის მიერ მოხმარებული ელექტროენერგიის დაახლოებით 85%. ამიტომ, არსებული ქსელის გამართული მუშაობა გადამწყვეტ გავლენას ახდენს მომხმარებელთა საიმედო მომარაგებაზე. როგორც წესი, ეს ქსელები მუშაობს რადიალურ რეჟიმში და არაა დარეზერვებული ზოგიერთი დიდი ქალაქის 6-10 კვ ძაბვის საკაბელო ქსელის გარდა. აღნიშნული ქსელების იმედიანობა დაბალია მაღალი ძაბვის ქსელების იმედიანობასთან შედარებით. ამასთანავე, მათი სიგრძე და მდებარეობა ავარიული გათიშვების შემთხვევაში აღდგენისათვის ხანგრძლივ დროს მოითხოვს, რის გამოც ძაბვის გარეშე რჩება მომხმარებელი. აღნიშნული პრობლემების მოგვარების გარეშე ფაქტიურად შეუძლებელია საშუალო და დაბალი ძაბვის ქსელის შემდგომ განვითარებაზე მუშაობა.

## მომსახურების საიმედოობის გაუმჯობესების ძირითადი გზები

ქსელის მომსახურების ხარისხისა და მიწოდების საიმედოობის მაჩვენებლის გაუმჯობესებას კომპანია ტრადიციულად გეგმავს გამორთვების რაოდენობისა და ხანგრძლივობის შემცირების გზით.

- პირველი ეტაპის სამუშაოები უკავშირდება უსაფრთხოების საკითხებს, რა დროსაც გათვალისწინებულია ისეთი სამუშაოების ჩატარება, როგორიცაა: იზოლაციის შეცვლა და გაძლიერება, ამორტიზირებული ანძების შეცვლა ახლით, ელექტროგადამცემი ხაზების დაცვის ზონებში გაჩეხვების განხორციელება, ხაზების გაბარიტების დაცვის ღონისძიებები, ავარიულ უბნებზე ტრასების შეცვლა, მაიზოლირებელი განბჯენების დაყენება და სხვა.
- მეორე ეტაპზე შეიძლება განხორციელდეს განმეორებითი ჩართვის ავტომატის მოქმედებაში შეყვანა 6/10 კვ. საჰაერო ხაზებზე, სადაც დამონტაჟებულია ვაკუუმური ამომრთველები.

**ქსელის განვითარების კუთხით დაგეგმილი ინვესტიციები წლების მიხედვით, დაყოფილი სტრუქტურულად**

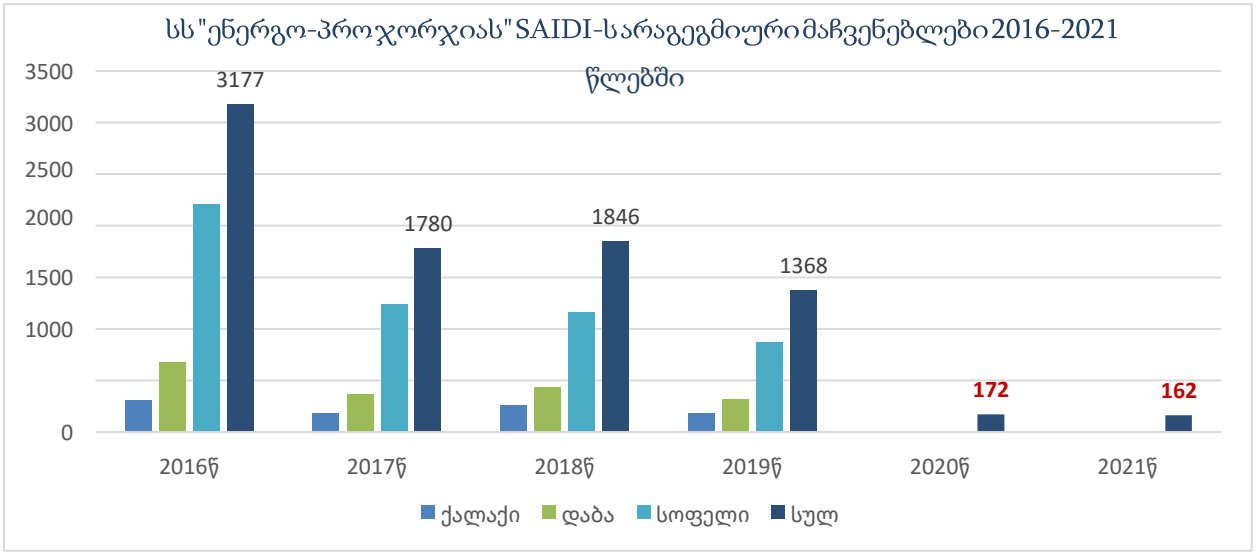
მომხმარებელთა ელექტრომომარაგების იმედიანობის გაზრდისა და მიწოდებული ელექტროენერგიის ხარისხის ამაღლების მიზნით, მომდევნო ხუთი წლის განმავლობაში კომპანიის გამანაწილებელი ქსელის განვითარების კუთხით გათვალისწინებულია შემდეგი ინვესტიციები, რაც გულისხმობს როგორც არსებული ქსელების რეაბილიტაცია-რეკონსტრუქციის, ასევე ახალი ობიექტების მშენებლობას.

ცხრილი 14. ქსელის განვითარების პროექტების ინვესტიციები

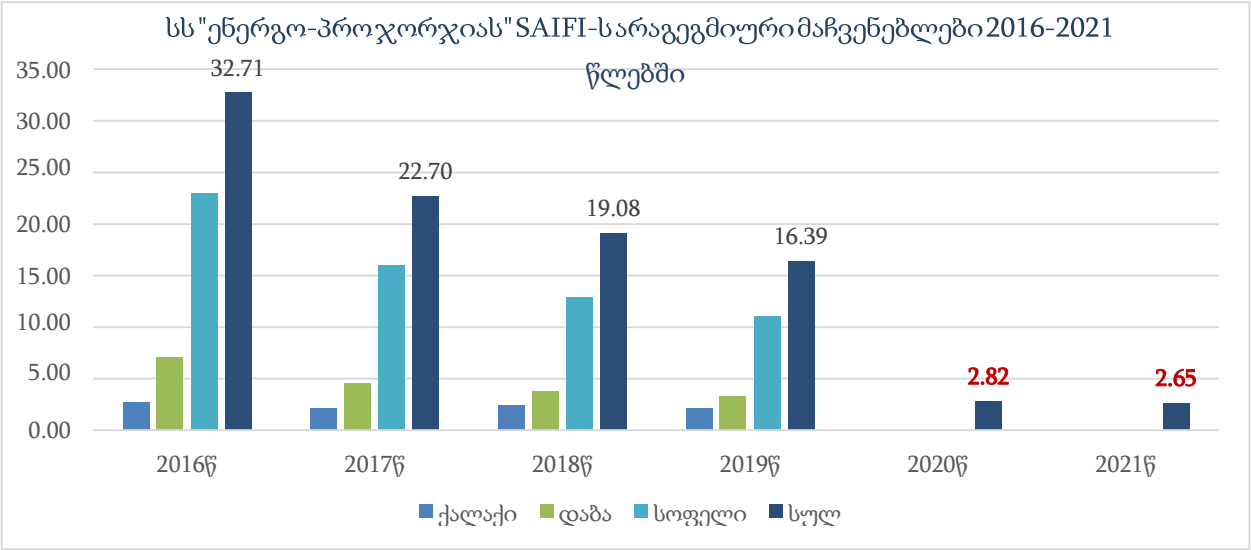
| | ჯამური ინვესტიციის მოცულობა, მლნ ლარი | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | ჯამი |
| 110-35 კვ | 20,4 | 35,3 | 40,4 | 43,2 | 44,6 | 183, 9 |
| 10-6-0,4 კვ | 29,7 | 35,2 | 35, 3 | 36,4 | 37,4 | 174,0 |
| SCADA | 0, 8 | 1, 1 | 1, 3 | 1, 1 | 1 | 5, 3 |
| გაჩეხვები | 1, 6 | 1, 6 | 1, 6 | 1, 6 | 1, 6 | 8 |
| ეკოლოგია | 1, 3 | 1, 3 | 2, 3 | 5, 6 | 7, 6 | 18, 1 |
| ელ. რუკების მომზადება | 1, 2 | 0, 5 | 0, 5 | 0, 5 | 0, 3 | 3 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 კვ. და მაღალი ძაბვის აღრიცხვის კვანძების მოწყობა | 1 | - | - | - | - | 1 |
| **ჯამი** | **56,0** | **75,0** | **81,4** | **88,4** | **92,5** | **393,3** |

პროექტების შესრულება სასიცოცხლოდ მნიშვნელოვანია 10/6/0,4კვ ქსელის საიმედოობისთვის/მდგრადობისთვის და ეფექტიანი ოპერირებისთვის. საშუალო და დაბალი ძაბვის ქსელის უწყვეტი და ეტაპობრივი რეაბილიტაცია საშუალებას იძლევა გაუმჯობესდეს აბონენტის კმაყოფილების ინდექსი და შევინარჩუნოთ SAIDI-SAIFI-ს შემცირების ტენდენცია მომდევნო წლებშიც (ნახაზები 12 და 13).




ნახ. 12 SAIDI-ს არაგეგმიური მაჩვენებლები 2016-2021 წლებში




ნახ. 13 SAIFI-ს არაგეგმიური მაჩვენებლები 2016-2021 წლებში

*შენიშვნა: SAIDI და SAIFI-ის საპროგნოზო მონაცემები 2020 - 2021 წლებისთვის მოიცავს მხოლოდ 110/35 კვ. ძაბვის ქსელს.*

### 3.5.2 სს „თელასი“

სს „თელასი“ წარმოადგენს ქ. თბილისში უმსხვილეს ელექტროქსელურ და ენერგოგამსაღებელ ორგანიზაციას. სს „თელასი“ ელექტროენერგიას (სიმძლავრეს) შეისყიდის საბითუმო ბაზარზე, კომერციული ოპერატორისაგან და ელექტროენერგიის სხვადასხვა მწარმოებლებთან (ჰეს-ები, სრეს-ები და სხვა), ქ. თბილისის და მიმდებარე სოფლების მომხმარებელთა მომსახურების მიზნით. კომპანიის საქმიანობის ძირითადი სახეობებია:

- ელექტროენერგიის შესყიდვა და განაწილება (გაყიდვა)
- ელექტროენერგიის გამანაწილებელი ქსელის მომსახურება და ექსპლუატაცია;
- ელექტროენერგიის ტრანზიტის მომსახურება;
- როგორც საყოფაცხოვრებო, ისე არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებლების ტექნიკური მომსახურება;
- ქ. თბილისში ელექტრომომარაგების, წყალმომარაგების და დასუფთავების ერთიანი ინტეგრირებული და კოორდინირებული სისტემის ადმინისტრირება.

თელასის აბონენტთა რაოდენობამ 2020 წლის 01 მაისის მდგომარეობით შეადგინა 620 513 აბონენტი, რომელთაგან 571 642 წარმოადგენს საყოფაცხოვრებოს, ხოლო 48 871 აბონენტი – არასაყოფაცხოვრებოს.

ელექტროენერგიის შესყიდვის და რეალიზაციის მაჩვენებელმა 2019 წელს შეადგინა: შესყიდვა - 2 902 984 535 კვტ/სთ, ხოლო ქსელში გაშვება - 2 746 892 395 კვტ/სთ.

სააქციო საზოგადოება „თელასის“ მისიაა - ქ. თბილისში მომხმარებელთა საიმედო, უწყვეტი და ხარისხიანი ელექტრომომარაგება. კომპანიის საქმიანობა მიმართულია

საინვესტიციო მიმზიდველობის ამაღლებაზე, მართვის სისტემების სრულყოფაზე, თანამედროვე მაღალეფექტური ტექნოლოგიების დანერგვაზე, მომხმარებელთა მომსახურების განვითარებასა და მომსახურების ხარისხის ამაღლებაზე.

## გადამცემი ქსელის მოკვლევა-დაგეგმვა

გადამცემი ქსელის დაგეგმვის მიზნით ჩატარებული მოკვლევა, მოიცავს შემდეგი ხასიათის კვლევებს:

- გადამცემის ქსელში ნაკადგანაწილების დატვირთვის კვლევა;
- დადგენილი რეჟიმების შესწავლა;
- კვანძებში ძაბვის სიდიდეების კვლევა;
- გადამცემი ქსელის საიმედო მუშაობასთან დაკავშირებული კვლევები;
- ქსელზე ახალი სიმძლავრეების მიერთების შესაძლო ვარიანტების შესწავლა, ქალაქგანვითარების გეგმის პროექტის შესაბამისად.

## დაგეგმილი პროექტები

კომპანიის ხუთწლიანი გეგმა მოიცავს შემდეგი მიმართულების პროექტებს, რომლებიც უზრუნველყოფს ქ. თბილისის გამანაწილებელ ქსელში არსებული პრობლემების აღმოფხვრას, დანაკარგების დონის შემცირებას, ელ. ენერგიის ხარისხის ამაღლებას, ასევე ქსელის შემდგომ განვითარებას:

1. <u>ქვესადგურების 110/35 კვ მოწყობილობების ტექნიკური მდგომარეობის ანალიზი.</u> მიღებული სადეფექტო აქტების და გაზომვების და გამოცდების აქტების ანალიზის ჩატარების შემდეგ, თითოეულ ქვესადგურში განხორციელდა მოწყობილობების მდგომარეობის და მათი მომხმარებლების ელექტრომომარაგების საიმედოობაზე ზეგავლენის შეფასება, რის საფუძველზე დაიგეგმა 110/35 კვ. ქვესადგურებში, გამანაწილებელი მოწყობილობების რეკონსტრუქციის და მოდერნიზაციის პროექტები. მათი განხორციელებისთვის 2021-2025 წწ-ებში ჯამში გათვალისწინებულია 25 მლნ. ლარამდე (დაახლოებით 6.25 მლნ ევრო).
2. <u>ნეიტრალის ჩამიწება რეზისტორით</u>

მიწასთან ერთფაზა მოკლედ შერთვის დროს ელექტრო აღჭურვილობის გადამეტძაბვისგან დაცვის და სარელეო დაცვის სელექტიურობის ამაღლების მიზნით (რამდენიმე ქვესადგურში ასეთი პროექტის მიერ დადებითი შედეგის მიღების შემდეგ), ხორციელდება რეზისტორის მეშვეობით ნეიტრალის დამიწების პროექტის გრძელვადიანი გეგმა, რაც უზრუნველყოფს საკაბელო ქსელის ან სხვა მოწყობილობების დაზიანებისას მხოლოდ დაზიანებული ადგილის შესაბამისი ამომრთველის გამორთვას, შედეგად მოკლე შერთვის დენები არ ახდენს გავლენას სხვა აღჭურვილობაზე. აღნიშნული უზრუნველყოფს ქსელში ერთფაზა მშ-ს რეჟიმში გადაძაბვების დონის შემცირებას, დაცვების სელექტურობის ამაღლებას, მომხმარებლების ელექტრომომარაგების საიმედოობის გაზრდას.

3. <u>ცგპ, გპ და სქ 10/6 კვ მოწყობილობების ტექნიკური მდგომარეობის შეფასება</u>

ცგპ-ში დამონტაჟებული 10/6-0,4 კვ უჯრედების დეფექტაციის, გამოცდების და გაზომვების

შედეგად მიღებული აქტების საფუძველზე ჩატარებულ იქნა ცგპ-ს, გმ-ს, ს/ქ-ს ყველა წარმოდგენილი აღჭურვილობის ანალიზი არსებული შეზღუდვების გამოვლენის მიზნით. აღნიშნული ხარვეზების აღმოსაფხვრელად 2021-2025 წლების პერიოდზე განსაზღვრულია ს/ქ-ზე ცენტრალური გამანაწილებელი პუნქტის რეკონსტრუქციისა და მოდერნიზების და გამანაწილებელი მოწყობილობების მოდერნიზების პროექტების განხორციელება.

4. ელექტროენერგიის მოხმარების და დანაკარგების ანალიზი.

სს „თელასის“ გამანაწილებელ ქსელში ელექტროენერგიის მოხმარება ყოველწიურად იზრდება, ხოლო ფაქტიური დანაკარგები მცირდება, რაც კარგად ჩანს ქვემოთ მოყვანილი ცხრილიდან.

ცხრილი 15. ელექტროენერგიის მოხმარების და დანაკარგების სტატისტიკა თელასის ქსელში

| პარამეტრი | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ელექტროენერგიის ქსელში გაშვება (მლნ.კვტ.სთ) | 2 022,80 | 2 062,87 | 2 251,58 | 2 419,35 | 2 788,71 | 2 934,76 | 2 970,29 | 3 107,9 |
| ელექტროენერგიის სასარგებლო გაშვება (მლნ.კვტ.სთ) | 1 819,28 | 1 907,42 | 2 114,50 | 2 273,48 | 2 629,30 | 2 773,43 | 2 818,94 | 2 952,2 |
| ელექტროენერგიის საანგარიშო დანაკარგები (მლნ.კვტ.სთ) | 203,52 | 155,46 | 137,08 | 145,88 | 159,41 | 161,327 | 151,355 | 155,7 |
| ელექტროენერგიის საანგარიშო დანაკარგები (%) | 10,06 | 7,54 | 6,09 | 6,03 | 5,72 | 5,50 | 5,10 | 5,01 |

*მოცემულ ცხრილში მითითებულია ელექტროენერგიის საერთო საანგარიშო დანაკარგები ელექტროენერგიის ტრანზიტის გარეშე.*

ქვემოთ ცხრილში წარმოდგენილია კომპანიის მიერ ელექტროენერგიის მოხმარების პროგნოზი წლების მიხედვით.

ცხრილი 16. ელექტროენერგიის მოხმარების და დანაკარგები პროგნოზი თელასის ქსელში 2021-2025 წლებში

| წელი | ელექტროენერგიის ჯამური მოხმარების პროგნოზი (ტრანზიტის გარეშე) კვტ.სთ | ელექტროენერგიის საერთო საანგარიშო დანაკარგების პროგნოზი (ტრანზიტის გარეშე) კვტ.სთ |
|---|---|---|
| 2021 | 2,813,000,000 | 180,032,000 |
| 2022 | 2,869,000,000 | 183,616,000 |
| 2023 | 2,927,000,000 | 187,328,000 |
| 2024 | 2,985,500,000 | 191,072,000 |
| 2025 | 3,045,500,000 | 194,912,000 |

5. 10/6-0,4 კვ სატრანსფორმატორო პარკის მოდერნიზაცია და განახლება

პროექტი ითვალისწინებს სატრანსფორმატორო პარკის მოდერნიზაციას და განახლებას 10/6-0,4 კვ ქსელში, კერძოდ:

– ძველი რესურს-ამოწურული ძალოვანი ტრანსფორმატორების შეცვლა ახლით;
– სატრანსფორმატორო პარკის განახლება.

აღნიშნული პროექტი უზრუნველყოფს მოსახლეობისთვის ელ. ენერგიის უწყვეტი მიწოდებას, ელ.მოწყობილობების მუშაობის საიმედოობის ამაღლებას, ეკოლოგიური, სახანძრო და შრომის უსაფრთხოების ამაღლებას, ტექნიკური დანაკარგების შემცირებას.

6. ენერგოეფექტური ტრანსფორმატორების დანერგვა სს თელასის ქსელში

კომპანიის მიერ გატარებული ღონისძიებები ითვალისწინებს ახალი, თანამედროვე ელექტრომოწყობილობების გამოყენებას, რომელთა მახასიათებლები შეესაბამება ევროსტანდარტების მოთხოვნებს და ქსელში დანაკარგების უფრო მეტად შემცირების საშუალებას იძლევა.

10/6-0,4 კვ სატრანსფორმატორო პარკის მოდერნიზაციის და განახლების დაგეგმილი პროექტის ფარგლებში 2021-2025 წ.წ. პერიოდზე დაგეგმილია ეტაპობრივად გადასვლა ენერგო ეფექტური ტრანსფორმატორების გამოყენებაზე. 2020 წლის ბიუჯეტით შესყიდული იქნა 77 ენერგოეფექტური ძალოვანი ტრანსფორმატორი 6/10 კვ, რომელიც სამოქმედო გეგმის მიხედვით ჩაანაცვლებს ქსელში დემონტირებულ ძალოვან ტრანსფორმატორებს ან გამოყენებული იქნება ახალი მიერთების განაცხადით შემოსული აბონენტების ელექტრომომარაგებით უზრუნველყოფისთვის.

ასევე ჩატარდა დაახლოებითი შედარებითი ანალიზი ენერგოეფექტურსა და სტანდარტულ ტრანსფორმატორს შორის, სატრანსფორმატორო პარკის ენერგოეფექტური ტრანსფორმატორებით სრულად ჩანაცვლების შემთხვევაში. შედეგად, მოსალოდნელი ჯამური ეკონომია შეადგენს შემდეგს:

- წლიური ეკონომია გამოსახული კვტ/სთ - 20 520 000.
- წლიური ეკონომია გამოსახული ლარში - 2 379 294 (594 823 ევრო).

7. ეგხ 110/35 კვ ტექნიკური მდგომარეობის და დატვირთვების შეფასება

ეგხ-ზე განხორციელებული შემოვლის და დათვალიერებების აქტების და პირველ ეტაპზე გამოვლენილი დეფექტების შესაბამისად, 2021-2023 წლებში ხაზების რეკონსტრუქციაზე გათვალისწინებული ხარჯები შეადგენს ჯამურად დაახლოებით 3 მლნ ლარი (0.75 მლნ ევრო).

8. ინციდენტების და ავარიული გამორთვების ანალიზი და ღონისძიებები

8.1 მომხმარებელთა საიმედო ელექტრომომარაგების ანალიზი

სს „თელასის“ საქმიანობა მომხმარებელთა ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლების კუთხით ეყრდნობა მომხმარებელთა ელექტრომომარაგების საიმედოობის შემდეგ ძირითად მაჩვენებლებს:

- SAIDI – ერთ მომხმარებელზე დაყვანილი, დროში (წუთებში, საათებში) გამოსახული შიდა გეგმიური და არაგეგმიური წყვეტების საშუალო ხანგრძლივობის მაჩვენებელი;

- SAIFI – ერთ მომხმარებელზე დაყვანილი, რიცხობრივი რაოდენობით გამოსახული შიდა გეგმიური და არაგეგმიური წყვეტების სიხშირე.

ქვემოთ მოყვანილ ცხრილში წარმოდგენილია შიდა გეგმიური და არაგეგმიური წყვეტების შედეგად ამ მაჩვენებლების ცვლილების დინამიკა 2017-2019 წლებში და 2020-2025 წლების პროგნოზი:

ცხრილი 17. SAIDI და SAIFI-ის სტატისტიკა და პროგნოზი

| | ფაქტიური | | | პროგნოზი | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| **SAIDI (სთ)** | 11.7 | 9.9 | 9.85 | 9.84 | 9.8 | 9.5 | 8.6 | 7.1 | 5.5 |
| **SAIFI (რაოდენობა)** | 7.36 | 5.11 | 5.9 | 5.4 | 5.2 | 4.9 | 4.6 | 4.2 | 3.9 |

კომპანიის მიზანია ზემო აღნიშნული შედეგების გაუმჯობესება, კერძოდ, შედეგებისა ყოველ მომდევნო წელზე, უკიდურეს შემთხვევაში, გასული წლის მაჩვენებლების შენარჩუნება, რომლებიც შეიძლება ჩაითვალოს კომპანიის მიზნობრივ მაჩვენებლებად.

<u>8.2 ავარიული გამორთვების (ინციდენტების) ანალიზი და მათ შესამცირებლად დაგეგმილი პროექტები:</u>

სს „თელასის“ გამანაწილებელ ქსელში ჩატარდა 2018 - 2019 წლების პერიოდში ელექტრომოწყობილობების დაზიანებით გამოწვეული წყვეტების დეტალური ანალიზი, რის საფუძველზეც დადგინდა, რომ 2018 წელს ელექტროდანადგარების დაზიანებით გამოწვეული ელექტორენერგიის წყვეტების დაახლოებით 93%-ს მიზეზია საკაბელო ხაზების დაზიანება, ხოლო 2019 წელს 91% ასევე საკაბელო ხაზების დაზიანებით იქნა გამოწვეული. ხსენებული პრობლემების გადაწყვეტის მიზნით, 0,4-6/10 კვ ძაბვის საკაბელო/საჰაერო ელექტროგადამცემი ხაზების რეკონსტრუქციის და მშენებლობის პროექტებისთვის 2021-2023 წლების პერიოდში ჯამურად გათვალისწინებულია დაახლოებით 10 მლნ ლარი (2.5 მლნ ევრო).

<u>9. გამანაწილებელ ქსელში მიერთებული სიმძლავრეების ზრდის ანალიზი და ახალი სიმძლავრეების განსაზღვრა:</u>

- <u>ქალაქ თბილისის განვითარების გეგმის პროექტის ანალიზი ახალი დატვირთვის ცენტრების და მოსალოდნელი სიმძლავრეების შეფასების თვალსაზრისით</u>

ქალაქ თბილისის მერიის მიერ წარმოდგენილი ქალაქის განვითარების გეგმის პროექტის ზოგადი ანალიზის შედეგად ვლინდება, რომ წარმოდგენილ გეგმაში არ არის მკაფიოდ გამოხტული ახალი მოსალოდნელი სიმძლავრეები და მათი ათვისების პერსპექტივა დროთა განმავლობაში, რაც ქსელის განვითარების თვალსაზრისით, არ იძლევა ახალი დატვირთვების ცენტრების და, შესაბამისად, ამ ცენტრების ენერგომომარაგებით უზრუნველსაყოფად ჩასატარებელი ღონისძიებების გათვალისწინების ან ზუსტი განსაზღვრის შესაძლებლობას. თუმცა, შეიძლება ითქვას, რომ ნაწილობრივ ვლინდება უბნები, სადაც შეიძლება

განისაზღვროს სიმძლავრის გაზრდის სავარაუდო პერსპექტივები, მაგალითად პარკების, თბილისის ზღვის არეალის, გლდანის და ლისის ტბის მიმდებარე ტერიტორიები, რომელთა ელექტრომომარაგების უზრუნველსაყოფად კომპანია გეგმავს შესაბამისი განვითარების პროექტებს.

- სს „თელასის“ გამანაწილებელ ქსელზე ახალი სიმძლავრეების მიერთების ანალიზი

ახალი მომხმარებლების და არსებული მომხმარებლების განაცხადების რაოდენობა და, შესაბამისად, ქსელთან მისაერთებელი მოთხოვნილი სიმძლავრეები ყოველწლიურად იზრდება. მითითებული სიმძლავრეების გამანაწილებელ ქსელზე მიერთების უზრუნველსაყოფად საჭიროა გამანაწილებელი ქსელის მზადყოფნა. აღნიშნულის მიზნით განხორციელდა ანალიზი ქსელზე მისაერთებელი ახალი მოსალოდნელი სიმძლავრეების განსაზღვრის მიზნით, რომლის მიხედვით ყოველწლიურად, ქსელზე მისაერთებელი სიმძლავრე საშუალოდ შეადგენს 0.4 კვტ-ზე - 190 მგვტ-ს, ხოლო 6 კვტ-სა და უფრო მაღალ ძაბვაზე - დაახლოებით 70 მგვტ-ს.

10. 110/35კვ ქვესადგურების ტექნიკური მდგომარეობის და დატვირთვების შეფასება.

ქვესადგურების მოსალოდნელი დატვირთვების პროგნოზირების პროცესში გათვალისწინებულ იქნა მოსალოდნელი დატვირთვების შესახებ ინფორმაცია, შემომავალ წერილებზე და განაცხადებზე დაყრდნობით გაანალიზებულ იქნა ქვესადგურების მოსალოდნელი დატვირთვები. ასევე მხედველობაში იქნა მიღებული ქსელის წესების 87-ე მუხლის მე-8 პუნქტით მოთხოვნა, როდესაც ერთი ძალოვანი ელემენტის დაზიანება (ტრანსფორმატორი, ამომრთველი და სხვ.) 35-110 კვ ძაბვის ორტრანსფორმატორიან გამანაწილებელ ქვესადგურში არ უნდა იწვევდეს 30%-ზე მეტი მიერთებული დატვირთვის შეზღუდვას მოცემულ ქვესადგურზე.

110/35 კვ ქვესადგურებში ძალოვანი ტრანსფორმატორების ოპტიმიზაცია/კაპიტალური რემონტებისა და შესყიდვის პროექტის ფარგლებში 2021-2024 წლებში გათვალისწინებულია ჯამურად დაახლოებით 6 მლნ ლარი (1.5 მლნ ევრო).

11. 2021-2025 წლებში ქსელის განვითარების მიზნით დაგეგმილი ჯამური ინვესტიციები.

ქსელის განვითარების ფარგლებში 2021-2025 წლების პერიოდზე ქსელის რეაბილიტაციისა და რეკონსტრუქციისთვის დაგეგმილი საინვესტიციო პროექტები გამსხვილებული სახით წარმოდგენილია შემდეგ ცხრილში.

ცხრილი 18. ჯამური ინვესტიციები 2021-2025 წლებში დაგეგმილი პროექტებისთვის

| პროექტი | თანხა, ათასი ლარი | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | ჯამი |
| 110/35 კვ. ქვესადგურებში, გამანაწილებელი მოწყობილობების რეკონსტრუქცია და მოდერნიზაცია | 6 213 | 11 012 | 11 462 | 7 884 | 6 232 | 42 763 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 6/10 კვ. ქვესადგურებში, გამანაწილებელი მოწყობილობების რეკონსტრუქცია და მოდერნიზაცია | 2 822 | 1 785 | 2 049 | 2 100 | 2 100 | 10 856 |
| 110/35 კვ საჰაერო/საკაბელო ელექტროგადამცემი ხაზებიის რეკონსტრუქცია და მოდერნიზაცია | 100 | 0 | 3 057 | 1 500 | 2 500 | 7 157 |
| 0,4-10კვ. საკაბელო მეურნეობის რეკონსტრუქცია | 3 103 | 3 498 | 2 854 | 3 200 | 3 200 | 15 855 |
| **სულ** | **12 238** | **16 295** | **19 422** | **14 684** | **14 032** | **76 671** |

12. ელექტროენერგიის ხარისხის ანალიზატორი

საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2014 წლის 17 აპრილის #10 დადგენილებით დამტკიცებული „ქსელის წესების“ მოთხოვნების დაკმაყოფილება, კერძოდ გამანაწილებელ ქსელში ჩართული მომხმარებლების ხარისხიანი და საიმედო ელექტრომომარაგების უზრუნველყოფა წარმოადგენს გამანაწილებელი კომპანიის ერთ-ერთ ძირითად ვალდებულებას. აღნიშნულის მიზნით სს „თელასი“ ახორციელებს მის მომსახურეობაში არსებული ქსელის მონიტორინგს როგორც 110-35 კვ-ის, ასევე 10/6-0,4 კვ-ის ქსელში დამონტაჟებული სხვადასხვა ტექნიკური მოწყობილობის საშუალებებით. ამ ეტაპზე მონიტორინგი ხორციელდება 110/35/10/6 კვ-ის ძაბვის საფეხურზე დამონტაჟებული აღრიცხვის სისტემებიდან მიღებული ინფორმაციის საფუძველზე, რომლებიც საშუალებას იძლევა მიღებულ იქნას ინფორმაცია დროის ნებისმიერ მონაკვეთში მიერთების წერტილებში რეაქტიული სიმძლავრის, ძაბვის მახასიათებლების, დატვირთვის სიმეტრიულობის, ძაბვის ჰარმონიკული დამახინჯების (შეზღუდული მოცულობით) და სხვა პარამეტრების შესახებ.

რაც შეეხება 0,4 კვ-ის ქსელს, ამ ეტაპზე 450 ობიექტზე დამონტაჟებულია ქვესადგურების მონიტორინგის ავტომატიზირებული მიკროპროცესორული სისტემა (ASDM-2.0.10) და ჩართულია მინი სკადას ქსელში, საიდანაც ხდება ინფორმაციის მიღება ძაბვის და დენის მახასიათებლების შესახებ, ხოლო კომპანიის მომსახურეობაში არსებული თითქმის ყველა ობიექტი ჩართულია „ელექტროენერგიის აღრიცხვის კონტროლის ავტომატიზებული სისტემის“ (АСКУЭ - автоматическая система контроля учета электроэнергии) ქსელში, რომლიდანაც ასევე შესაძლებელია ინფორმაციის ამოღება ძაბვისა და დენის მახასიათებლების და ასევე ელექტროენერგიის წყვეტების რეალური დროის შესახებ.

გარდა ამისა, სს „თელასს“ დაგეგმილი აქვს 2020 წლის პირველ კვარტალში, ახალი თანამედროვე ტიპის ელექტროენერგიის ხარისხის ანალიზატორის, G4500 კლასის მოწყობილობის შეძენა, რომელიც განკუთვნილია ელექტრული ენერგიის გაზომვისთვის, რეგისტრაციისთვის და შეფასებისთვის 13109-97 სახ. სტანდარტის და IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-15 და EN 50160 ევროპული სტანდარტების მოთხოვნებთან შესაბამისად და მისი გამოყენება საშუალებას იძლევა გამანაწილებელ ქსელში სრულფასოვანად

განხორციელდეს ელექტროენერგიის ხარისხის დადგენილი პარამეტრების გაზომვა სტაციონარულ და გარდამავალ პროცესებში. აღნიშნული ხელს შეუწყობს ქსელში არსებული ხარვეზების ზუსტად გამოვლენას და შესაბამისი ღონისძიებების სწორად დაგეგმვას.

## 3.6. ელ. ენერგიის დატვირთვა და მაქსიმალური მოხმარება

საქართველოს ელექტროსისტემის ჯამური ბალანსი 2019 წლისთვის ნაჩვენებია ქვემოთ ცხრილის სახით:

ცხრილი 19. საქართველოს ელექტროსისტემის ჯამური მონაცემები 2019 წლისთვის

| | |
|---|---|
| პიკური დატვირთვა (მგვტ) | 2 051 |
| სეზონური სადგურების გენერაცია (მლნ კვტ.სთ) | 3 970 |
| მარეგულირებელი სადგურების გენერაცია (მლნ კვტ.სთ) | 4 969 |
| თბოსადგურების გენერაცია (მლნ კვტ.სთ) | 2 840 |
| ქარის სადგურის გენერაცია | 84 |
| ექსპორტი (მლნ კვტ.სთ) | 243 |
| იმპორტი (მლნ კვტ.სთ) | 1 627 |
| სულ მოხმარება (მლნ კვტ.სთ) | 13 248 |
| სულ გამომუშავება (მლნ კვტ.სთ) | 11 865 |

სეზონური ელექტროსადგურების გამომუშავებამ შეადგინა 3970 მლნ კვტ.სთ, რაც დღე-ღამეში საშუალოდ 11 მლნ კვტ.სთ-ს შეადგენს. პიკურ დატვირთვას (2051 მგვტ) ადგილი ჰქონდა 2019 წლის 31 დეკემბერს. მთელი წლის განმავლობაში საშუალო სიხშირის მაჩვენებელი სტანდარტულთან მაქსიმალურად იყო მიახლოებული და 50.00-50.01 ჰერცს შორის მერყეობდა.

ტექნიკური დანაკარგების სიდიდე შენარჩუნებული იქნა 1.5%-ის სიახლოვეს, ასევე გამორთვების სტატისტიკა შენარჩუნდა წინა წლების დონეზე.

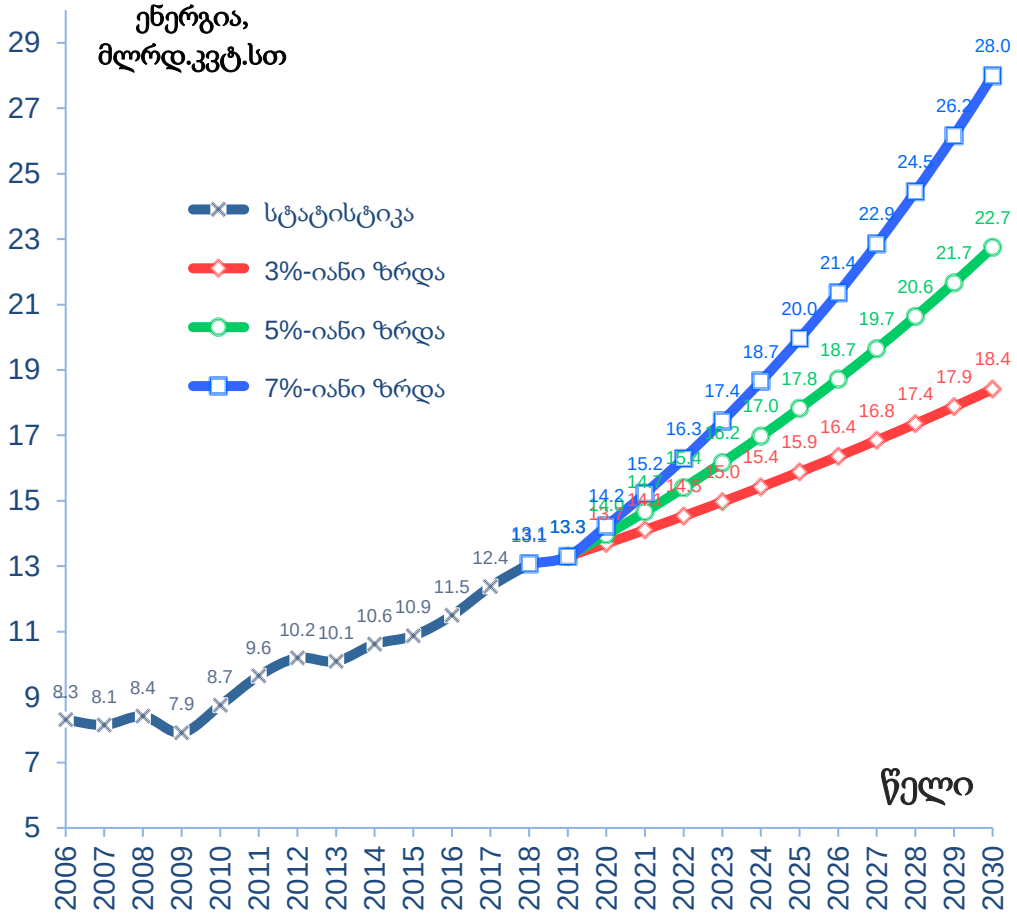
ქვემოთ მოცემული ცხრილი 20 მოიცავს ზამთრისა და ზაფხულის პიკური მოხმარების ათწლიან სტატისტიკას.

ცხრილი 20. საქართველოს ენერგოსისტემის მოხმარების, ზაფხულისა და ზამთრის დატვირთვების ათწლიანი სტატისტიკა

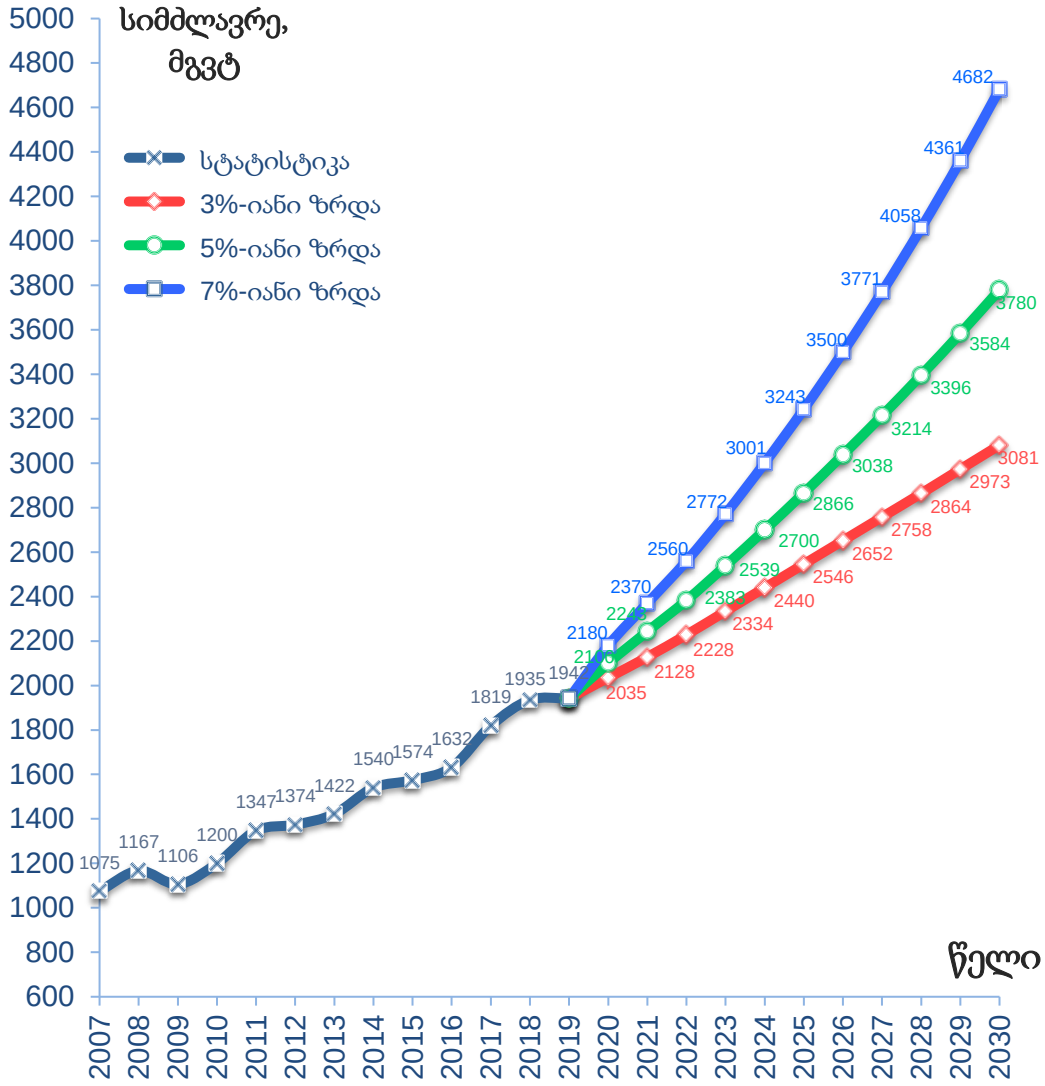
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Y-11** | **Y-10** | **Y-9** | **Y-8** | **Y-7** | **Y-6** | **Y-5** | **Y-4** | **Y-3** | **Y-2** | **Y-1** | **Y** |
| ***Lsum*** | 1075 | 1167 | 1106 | 1200 | 1347 | 1374 | 1422 | 1540 | 1574 | 1633 | 1819 | 1935 |
| ***Lwin*** | 1712 | 1651 | 1538 | 1620 | 1682 | 1681 | 1811 | 1851 | 1869 | 2058 | 2043 | 2123 |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *E* | 8146 | 8411 | 7908 | 8746 | 9647 | 10194 | 10093 | 10619 | 10872 | 11494 | 12379 | 13069 |

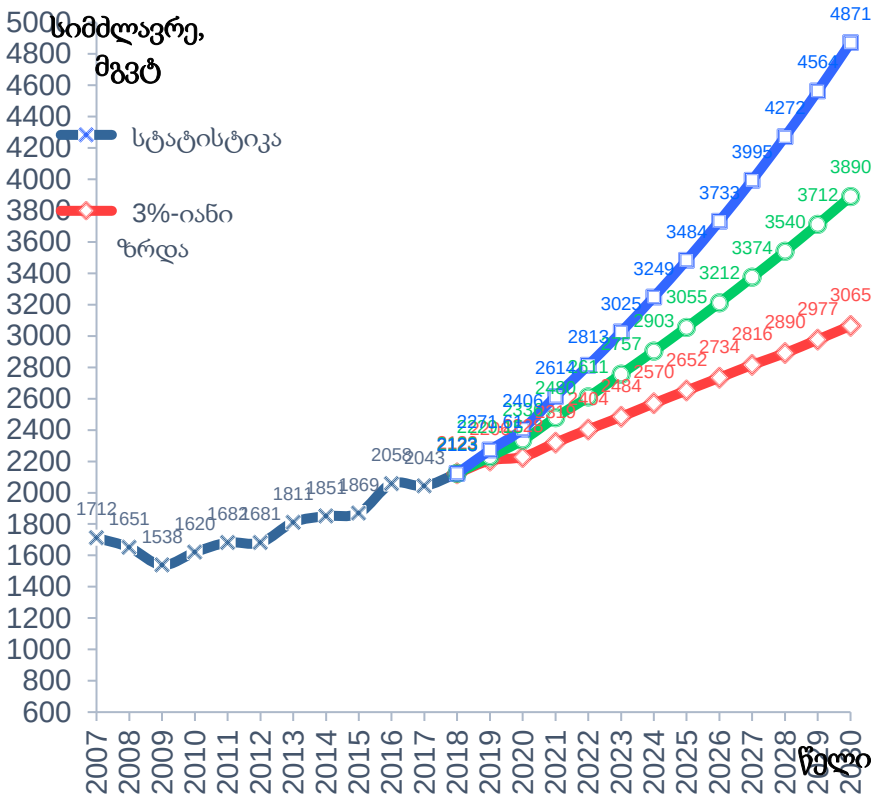
ამ სტატისტიკის საფუძველზე განისაზღვრა დამოკიდებულება პიკური დატვირთვის ზრდასა და მოხმარებას შორის რომელიც გამოყენებული იქნა შემდეგი ათი წლის მოხმარების პროგნოზისთვის.




ნახ. 14 მოხმარების ზრდის სტატისტიკა და პროგნოზი




ნახ. 15 ზაფხულის პიკური დატვირთვის სტატისტიკა და ზრდის პროგნოზი




ნახ. 16 ზამთრის პიკური დატვირთვის სტატისტიკა და ზრდის პროგნოზი

ელექტროენერგიის მოხმარებისა და პიკური დატვირთვის მკვეთრი მატება. ბოლო წლების განმავლობაში მკვეთრად მოიმატა როგორც ქვეყნის მოხმარებამ, ასევე ზაფხულის პიკურმა დატვირთვამ. ამ პერიოდში განსაკუთრებით კრიტიკული სიტუაცია იქმნება აღმოსავლეთ საქართველოში, საიდანაც ენერგიის ტრანსპორტირება ხდება დასავლეთ საქართველოდან, ძაბვების შემცირების მხრივ. ამ მიმართულებით დაგეგმილია როგორც რეაქტიული სიმძლავრის მაკომპენსირებელი დანადგარების დაყენება, ასევე ქვესადგურების (ავტო)ტრანსფორმატორების სიმძლავრის გაზრდა.

ელექტრომობილები - პიკური დატვირთვის შესაძლო მკვეთრი ზრდა, პროსუმერები - სისტემის დეცენტრალიზაცია და არაპროგნოზირებადობა და ძლიერ ცვალებადი მოთხოვნის მქონე მომხმარებლები. *გადაწყვეტა, შერბილება:* წყალსაცავიანი ჰესების მშენებლობა, ენერგოეფექტურობის ამაღლება, ენერგიის შემნახველი სადგურებისა და ბატარეების დანერგვა, თბოსადგურებისა და სისტემათაშორისი გადამცემი ინფრასტრუქტურის მშენებლობა, მართვისა და ოპერირების სისტემის სრულყოფა, ჭკვიანი ქსელების დანერგვა, ხაზების დინამიკური გამტარუნარიანობის დანერგვა, ქარისა და მზის ელექტროსადგურების ოპტიმალური ინტეგრირება (შესაძლოა შემნახველ ბატარეებთან ერთად), VSC PLUS და FACTS მოწყობილობების შესაძლო დანერგვა, ბოლო თაობის დაგეგმვისა და პროექტირების პროგრამების გამოყენება.

## 3.7 გენერაციის და მოხმარების ბალანსები გასულ წლებში

ენერგოსისტემის რეგიონებს შორის სიმძლავრის მიმოცვლა ხორციელდება ერთ-ერთ რეგიონში არსებული ჭარბი მაგენერირებელი სიმძლავრით მეორე რეგიონის ჭარბი მოხმარების დასაფარად. აღნიშნულ მიმოცვლას ანუ სიმძლავრის ტრანსპორტირებას, ახორციელებს ქვეყნის გადამცემი ქსელი, თან ეს ხდება ისე, რომ რეალურ დროში, შეძლებისდაგვარად, მიღწეული იქნას ოპტიმალური თანაფარდობა სისტემის მდგრადობასა და ეკონომიურობას შორის. სისტემის მდგრადობა მით მაღალია, რაც მეტი გენერატორია ჩართული, განსაკუთრებით ენერგოდეფიციტურ რეგიონში; ანუ თუ რეგიონში მეტ-ნაკლებად დაბალანსებულია გენერაცია და მოხმარება, სხვა რეგიონიდან/ში აღარ არის სიმძლავრის ტრანსპორტირების საჭიროება და ნაკლებ დატვირთვას (სტრესს) განიცდის რეგიონთაშორისი კავშირის ეგხ-ები. მეორეს მხრივ, დიდი რაოდენობის გენერატორების მუშაობა იწვევს ეკონომიურობის შემცირებას, მითუმეტეს თითქმის გაუმართლებელია თბოელექტროსადგურების ჩართვა, თუ მოხმარების დაფარვა შესაძლებელია ჰესების ენერგიით.

დასავლეთ საქართველო ხასიათდება გენერაციის სიჭარბით, ხოლო აღმოსავლეთ საქართველოში ძირითადად მოხმარების ცენტრებია თავმოყრილი. გენერაცია-მოხმარების განაწილებას შემდეგ წლებშიც ანალოგიური ხასიათი ექნება, დიდი რაოდენობით ჰესების მშენებლობაა გათვალისწინებული დასავლეთ საქართველოში, აღმოსავლეთ საქართველოში კი მოხმარება სულ უფრო გაიზრდება, ეს პროცესი კიდევ უფრო მძაფრი იქნება, თუ გავითვალისწინებთ, რომ ზაფხულის წყალუხვობისას მოხმარების სახით დაემატება აღმოსავლეთ საქართველოში ასაშენებელი კავშირის ელექტროგადამცემი ხაზები თურქეთთან, რუსეთთან და სომხეთთან. დასაგეგმ 2020-2030 წლებში დასავლეთ საქართველოს გადამცემი ინფრასტრუქტურის მნიშვნელოვანი გაძლიერება გარკვეულ დონეზე გაძნელდება, რისი მიზეზიც არის რთული რელიეფი და მკაცრი ბუნებრივი პირობები ჩრდილო-დასავლეთ საქართველოში (ზემო და ქვემო სვანეთი, ზემო და ქვემო რაჭა). ამიტომ ამ რეგიონებიდან გარდა ათწლიან გეგმაში გათვალისწინებული ელ. სადგურებისა, დამატებითი სიმძლარეების გამოტანა, ქსელის საიმედოობიდან და ეკონომიურობიდან გამომდინარე, დაუშვებელი იქნება. გენერაციის სიმძლავრის დამატება, ქსელის დამატებითი გაძლიერების გარეშე, მიზანშეწონილია 500 კვ კვანძებში, რომლებიც მდებარეობს ქ/ს ზესტაფონსა და მის აღმოსავლეთით, აღმოსავლეთ და დასავლეთ საქართველოს მძლავრი მოხმარების ცენტრებში (ხორგა, ვარდნილი, ქუთაისი, წყალტუბო, ზესტაფონი, ბათუმი, გლდანი, ნავთლუღი, ლისი, დიდუბე, რუსთავი, გარდაბანი). სიმძლავრის ინტეგრირების მარაგი, ცხრილში გათვალისწინებული ელსადგურების ჩართვის შემდეგ, თითქმის ამოწურულია ზემო და ქვემო სვანეთის, რაჭა-ლეჩხუმის და შიდა ქართლის ქვესადგურებში. შედეგები ლოგიკურია: მოხმარების ცენტრების სიახლოვეს ადვილია როგორც ადამიანური, ასევე ტექნიკური რესურსების მობილიზაცია, ხელმისაწვდომია როგორც სატრანსპორტო, ასევე ელექტროენერგიის, წყლის და კომუნიკაციის ინფრასტრუქტურები. ამასთან, თუ დამატებითი მაგენერირებელი სიმძლავრეების მიერთება მოხდება აღმოსავლეთ

საქართველოში, მაშინ მოხდება მისი გენერაციის და მოხმარების მეტ-ნაკლებად დაბალანსება და შედარებით შემცირდება გადამცემი ქსელის დატვირთულობა დასავლეთ და აღმოსავლეთ რეგიონებს შორის სიმძლავრის ტრანსპორტირებისას. მეორეს მხრივ, თუ შევხედავთ მოხმარების სიმძლავრის მატების შესაძლებლობას, ის ყველაზე მაღალია პროექტ „ჩრდილოეთის რგოლი-წყალტუბოს“ რეგიონში, იქ, სადაც ყველაზე ნაკლები შესაძლებლობა დარჩა გენერაციის მატებისა.

მომხმარებლების მატება მიზანშეწონილია გენერაციით მდიდარ რეგიონებში (განსაკუთრებით, ენგური-ჯვარი-ხუდონი-ზემო სვანეთი და რაჭა-ლეჩხუმი-ქვემო სვანეთი) და ნაკლებად არის დარჩენილი მარაგი მძლავრი მოხმარების ცენტრებში (თბილისის ქვესადგურები).

იმის გათვალისწინებით, რომ ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამურ დადგმულ სიმძლავრეში ჰიდროელექტროსადგურების როგორც არსებული, ასევე სამომავლო წილი დაახლოებით 76%-ია, ადგილი აქვს სიმძლავრის ნაჭარბს წყალუხვობის პერიოდში, როდესაც მოხმარება არ იმყოფება თავის პიკურ ნიშნულზე და შესაბამისად, საქართველო ახორციელებს ენერგიის ექსპორტს მეზობელ სახელმწიფოებში. საპირისპირო ვითარებაა ივლისის მეორე ნახევარი-აგვისტოს განმავლობაში, კერძოდ საკმარისი წყლის რესურსები აღარაა ხელმისაწვდომი ჰესების მიერ მაქსიმალური გამომუშავების უზრუნველსაყოფად და ამის ამავდროულად მოხმარება მკვეთრად, რაც განაპირობებს სიტუაციას, როცა საქართველოს ენერგოსისტემა იწყებს ელ. ენერგიის იმპორტს მეზობელი ენერგოსისტემებიდან. შემდგომი პერიოდისთვის, შემოდგომა-ზამთარში მუშაობას იწყებს თბოსადგურები (მათი წილი სისტემის გენერაციის ჯამურ დადგმულ სიმძლავრეში შეადგენს 21%-ს), მიუხედავად ამისა, ჰესების გენერაციის შემდგომი შემცირება განაპირობებს ენერგიის შემდგომ იმპორტირებას მეზობელი სახელმწიფოებიდან.

ელ. ენერგიის გამომუშავების და მოხმარების სტატისტიკა ნაჩვენებია ცხრილში 2 - ელ. ენერგიის გენერაციის და მოხმარების სტატისტიკა 2016-2019 წლებისთვის (მლრდ.კვტ.სთ).

## 3.8 მოხმარების და გენერაციის პროგნოზი 2020-2030 წლებისთვის

*ენერგეტიკის კანონის „მუხლი 53-ის (საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა) პუნქტი 2-ის თანახმად 2. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა შეიცავს:*

*ა) ინფორმაციას ელექტროენერგიის არსებული და სამომავლო (საპროგნოზო) მოთხოვნისა და მიწოდების შესახებ;*

*ბ) ინფორმაციას ელექტროენერგიის შიდა საპროგნოზო წარმოებისა და ტრანსსასაზღვრო გადადინების შესახებ;*

*....*

*ვ) ინფორმაციას წარმოების ახალი ობიექტების (მათ შორის , განახლებადი ენერგიის წყაროების ) ქსელში ინტეგრირების შესახებ.*

*ქსელის წესების მუხლი 39-ის პუნქტი 6-ის თანახმად: გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმა სხვა ინფორმაციასთან ერთად უნდა შეიცავდეს ინფორმაციას გადამცემი ქსელის საექსპლუატაციო მახასიათებლების შესახებ, რომელიც მოიცავს:*

*...*

*ზ) გადამცემი ქსელის განვითარებას, რომელიც ეფუძნება ელექტროენერგიის მოხმარების ზრდის პროგნოზს;*

*თ) გადამცემი ქსელის განვითარებას, რომელიც ეფუძნება ახალი ელექტროსადგურების მშენებლობის გეგმებს;*

*ი) ახალი სისტემათაშორისი ელექტროგადამცემი ხაზებისა და ქვესადგურების მშენებლობების შეთავაზებებს;*

*კ) მეზობელი ქვეყნების ელექტროენერგეტიკულ სისტემებთან დაგეგმილი გადადინებების მოცულობებს.*

საქართველოს ენერგოსისტემის გადამცემი ქსელის განვითარებისთვის საწყის ინფორმაციას წარმოადგენს:

1. ცნობები გენერაციისა და მოხმარების შესახებ, კერძოდ, ახალი გენერაციის ობიექტების ტიპი, დადგმული სიმძლავრე, წლიური გამომუშავება, ექსპლუატაციაში გაშვების თარიღი, კატეგორია; ძველი გენერაციის ობიექტების ექსპლუატაციიდან გამოყვანის თარიღი, მოხმარების ზრდის სცენარები,
2. გადამცემი ქსელის ელემენტების მიახლოებითი ფასები,
3. შეთანხმებები მეზობელ ქვეყნებთან ტრანსსასაზღვრო გადამცემი ინფრასტრუქტურის მშენებლობის შესახებ და მათი საქართველოს მიმდებარე ქსელის განვითარება;
4. სპეციალური მოთხოვნები მაგენერირებელი ობიექტებისა და მუდმივი დენის ჩანართებისადმი.
5. სამინისტროს/მთავრობის დავალებები წინა ვერსიის ათწლიან გეგმასთან შედარებით ცვლილებების შესახებ.

ცნობები გენერაციის და მოხმარების შესახებ მიღებულ იქნა ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროდან ოფიციალური წერილის შესაბამისად.

მოხმარების პროგნოზირებისათვის მხედველობაში იქნა განაწილების ლიცენზიატების განვითარების გეგმები.

ცხრილი 21. ქვეყნის მოხმარების ზრდა

| სცენარი | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *პესიმისტური* | 2% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% |
| *ზომიერი* | 2% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% |
| *ოპტიმისტური* | 2% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% |

ცხრილი 22. მოხმარებული ელექტროენერგია, მლრდ. კვტ.სთ (მთლიანი ქვეყნის შიდა მოხმარება)

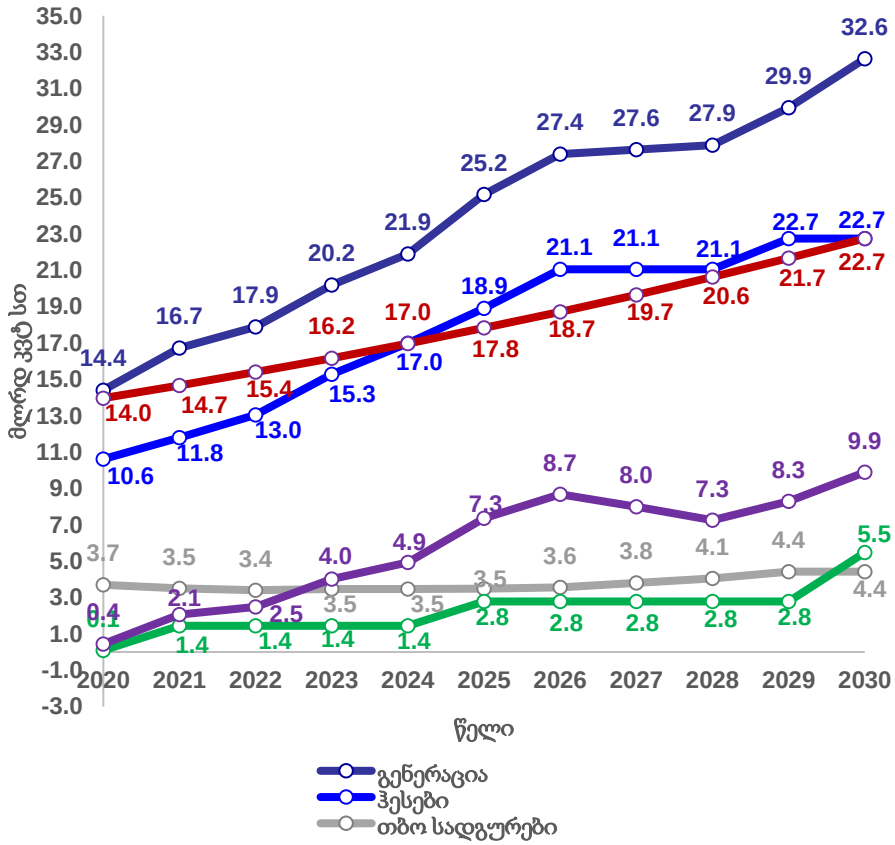
| სცენარი | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *პესიმისტური* | 13.11 | 13.5 | 13.91 | 14.33 | 14.76 | 15.2 | 15.66 | 16.13 | 16.61 | 17.1 | 17.61 | 18.14 |
| *ზომიერი* | 13.65 | 14.33 | 15.05 | 15.8 | 16.6 | 17.43 | 18.3 | 19.22 | 20.18 | 21.2 | 22.26 | 23.37 |
| *ოპტიმისტური* | 14.12 | 15.11 | 16.17 | 17.3 | 18.51 | 19.81 | 21.2 | 22.68 | 24.27 | 26 | 27.82 | 29.77 |

გენერაციის განვითარება ტიპების მიხედვით წარმოდგენილია ცხრილ 4-ში - საპროგნოზო დადგმული სიმძლავრე გენერაციის ტიპების მიხედვით (მგვტ).

პერსპექტიული ელექტროსადგურების მონაცემები (ჰიდრო, თბო, ქარი და მზე) მოცემულია ცხრილებში 5, 6 და 7.

გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის ფარგლებში, სსე-ს მიერ გაანალიზებულ იქნა გენერაციის და მოხმარების ზრდის 9 სცენარი, რომელიც ნაჩვენებია ცხრილ 8-ში - საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების სცენარები.

გენერაციის და დატვირთვის  ზრდის მონაცემების საფუძველზე, შედგენილი იქნა საქართველოს წლიური ენერგიის ბალანსი ბაზისური G3L2 სცენარისთვის (ნახ. 17).




ნახ. 17 საქართველოს გენერაცია, მოხმარება და ელ. ენერგიის ექსპორტი L2G3 სცენარისთვის

ჰიდროგენერაციის და მოხმარების ზრდის დამოკიდებულებიდან ჩანს, რომ:

1. ჰესების ოპერირებაში დროული შეყვანის (ოპტიმისტური სცენარის) შემთხვევაში, მოხმარების ზრდის ნებისმიერი განხილული სცენარისათვის, 2020-2022 წლების შემდეგ, საქართველოს ენერგოსისტემა აღარ იქნება დამოკიდებული იმპორტულ ელექტროენერგიაზე ან მის გამოსამუშავებლად საჭირო იმპორტულ საწვავზე. მეტიც, მოხმარების ზრდის ნელი ან ზომიერი სცენარის შემთხვევაში, ელექტროენერგიის საექსპორტო სიდიდემ შეიძლება შეადგინოს 6-დან 11 მლრდ კვტ.სთ-მდე წელიწადში.
2. ჰესების მშენებლობის ზომიერი და პესიმისტური სცენარის შემთხვევაში, მოხმარების ზომიერი ან მაღალი ზრდის შენარჩუნების პირობებში, საქართველოს ენერგოსისტემის დამოკიდებულება მკვეთრად გაიზრდება ელექტროენერგიისა და/ან საწვავის იმპორტზე, დეფიციტმა შეიძლება შეადგინოს 6-დან 14 მლრდ კვტ.სთ-მდე წელიწადში.

## 4. დასკვნა

საქართველოს კანონმდებლობის დაახლოებას ევროპის არსებულ საკანონმდებლო ჩარჩოსთან გააჩინა ბევრი შესაძლებლობა სექტორის გაფართოებისთვის და იმის გათვალისწინებით, რომ ყოველწლიურად ადგილი აქვს ელექტროენერგიის მოხმარების მდგრად ზრდას, ცხადია, რომ განახლებადი ენერგია, ძირითადად ქარი და მზე ითამაშებს მნიშვნელოვან როლს ვითარების ცვლილებაში.

არსებული ოპტიმისტური პროგნოზების თანახმად, ათწლიან გეგმაში შემავალი ყველა დაგეგმილი პროექტის ექსპლუატაციაში დროული შესვლის შემთხვევაში, ქვეყნის ელექტროენერგეტიკული სისტემის გენერაციამ უნდა განიცადოს მნიშვნელოვანი ზრდა, კერძოდ 2-ჯერ და მეტად - 2019 წელს არსებული 4246 მგვტ-დან 2030 წლისთვის დაგეგმილ 9740 მგვტ-მდე. აღნიშნულის მიღწევა შესაძლებელი იქნება შემდეგის საფუძველზე:

- ჰესების (როგორც მარეგულირებელი, ისე სეზონური) გენერაციის ზრდა 3235 მგვტ-ით (3301-დან 6536 მგვტ-მდე);
- თბოსადგურების გენერაციის ზრდა მოსალოდნელია 2024 მგვტ-მდე, თუმცა მცირედით შემცირდება და ძირითადად დარჩება წინა წლების დონეზე 2025-დან 2030 წლამდე პერიოდში (1355 მგვტ);
- ქარის სადგურების გენერაცია გაიზრდება 21 მგვტ-დან (ქართლი-1-ის სადგური) 1330 მგვტ-მდე 2030 წლისთვის;
- მზის სადგურები ამ ეტაპისთვის საქართველოს სისტემაში არაა, თუმცა პროგნოზის მიხედვით მათი გენერაცია მიაღწევს 520 მგვტ-ს 2030 წლისთვის.

გენერაციის პროექტების განვითარების გასული წლების სტატისტიკის საფუძველზე შეიძლება ითქვას, რომ არსებობს მნიშვნელოვანი საფრთხეები განახლებადი ენერგიის გენერაციის ზემოთხსენებული პროექტების დაყოვნების კუთხით. თუკი ყველა ელ. სადგური დროულად შევა ექსპლუატაციაში, საქართველომ შეიძლება თავიდან აირიდოს დამოკიდებულება იმპორტირებულ ელექტროენერგიასა და მისი გამომუშავებისთვის საჭირო საწვავზე. თუმცა, თუკი ეს პირობა არ შესრულდება, დამოკიდებულება იმპორტის ზემოთხსენებულ ორივე სახეზე შესაძლოა მნიშვნელოვნად გაიზარდოს.

დღევანდელი მდგომარეობით, მიწოდების უსაფრთხოება რჩება საქართველოს გადამცემი ქსელის ერთ-ერთი ძირითადი პრობლემა. აქედან გამომდინარე, ქსელის საიმედოობის გაზრდა კვლავ იქნება ერთ-ერთი უმთავრესი პრიორიტეტი შემდგომი 10 წლის განმავლობაში. საქართველოს გადამცემი ქსელის სუსტ და პრობლემატურ წერტილებს წარმოადგენს შემდეგი ელემენტები:

- 500 კვ ეგხ იმერეთი;
- 500 კვ ეგხ ზეკარი;
- 500 კვ ეგხ კავკასიონი; 400 კვ ეგხ მესხეთი; 220 კვ ეგხ ალავერდი;
- აჭარა-აფხაზეთის რეგიონების მიწოდების უსაფრთხოება;
- კახეთის რეგიონის მიწოდების უსაფრთხოება;
- შიდა ქართლის ქსელის საიმედოობა;
- 220 კვ ეგხ კოლხიდა 3;
- ენგურჰესის გენერატორები;
- გარდაბნის მე-9 ბლოკი.

ზემოხსენებული ჩამონათვალიდან, 500 კვ ეგხ იმერეთი რჩება გადამცემი ქსელის ყველაზე პრობლემატურ ელემენტად, ძირითადად აღმოსავლეთ საქართველოსი მისი პარალელური შტოს არარსებობის გამო. 220 კვ ეგხ კოლხიდა 3, რომლითაც ხორციელდება სიმძლავრის ტრანზიტი ვარდნილჰესიდან აფხაზეთის რეგიონში (250 მგვტ), დღესდღეობით წარმოადგენს გადამცემი ქსელის აღმოსავლეთი ნაწილის ერთ-ერთ ყველაზე პრობლემურ ელემენტს. დაგეგმილია გარკვეული რაოდენობის პროექტები, რომლებიც თავის მხრივ აღმოფხვრის საქართველოს გადამცემის პრობლემებს, ასევე მოახდენს ახალი ელექტროსადგურების ქსელში ინტეგრაციას და აამაღლებს საქართველოს სატრანზიტო უნარს.