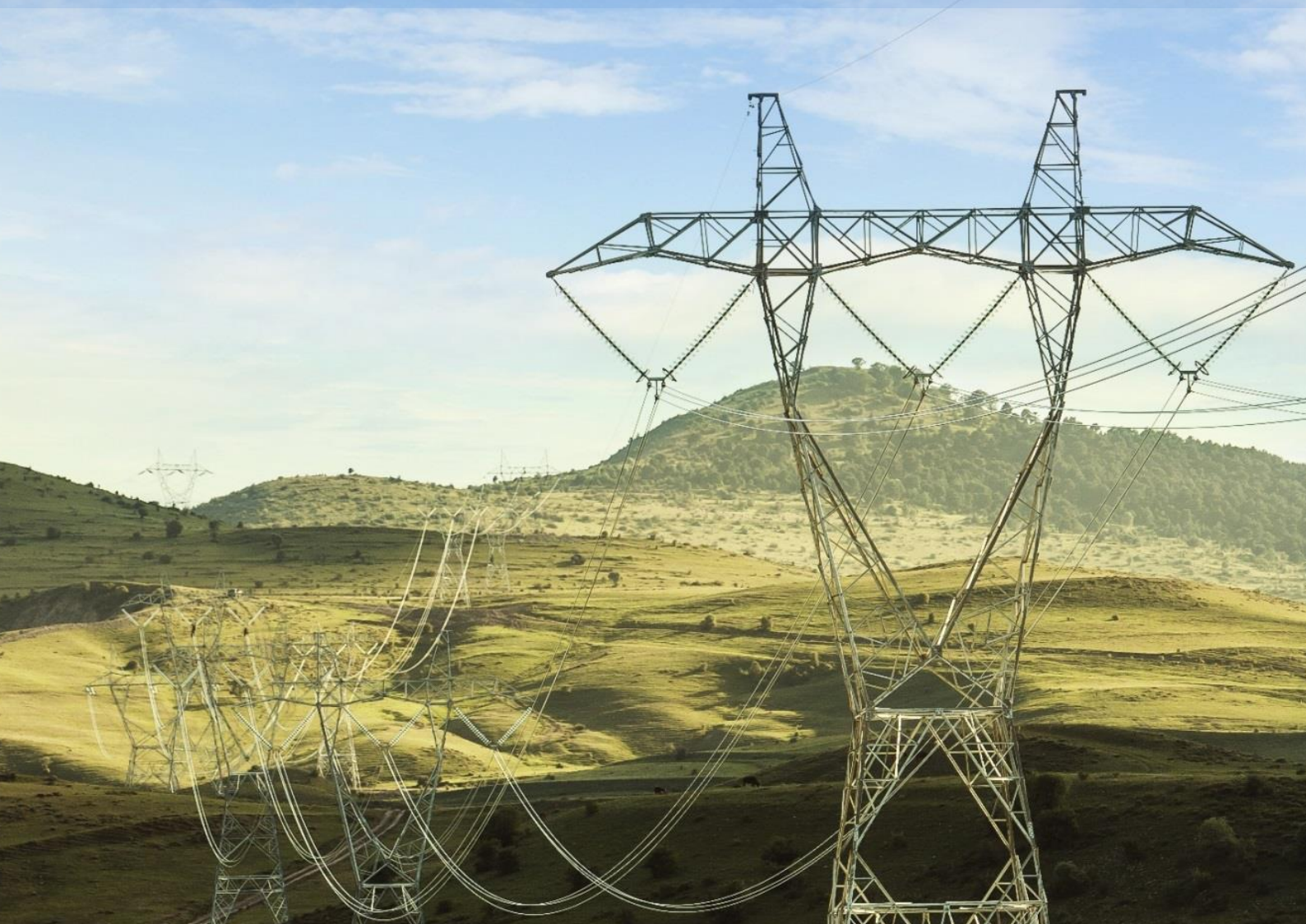



პროექტი

საქართველოს გალამცავი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2015-2025



გალამცავი სისტემის ოპერატორი
ს/ს “საქართველოს სახელმწიფო
ელექტროსისტემა”



გეგმის შედგენის სამართლებრივი საფუძვლები

საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა შემუშავებულია „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონის მე-3² მუხლისა და „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონში ცვლილების შეტანის თაობაზე“ საქართველოს 2014 წლის 12 დეკემბრის კანონის მე-2 მუხლის მე-3 პუნქტის საფუძველზე.

გეგმის ავტორი

საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა შედგენილია გადამცემი სისტემის ოპერატორის - ს/ს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის“ მიერ ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატებთან - ს/ს „გაერთიანებული ენერჯეტიკული სისტემა საქრუსენერგოსთან“ და შ.პ.ს. „ენერგოტრანსთან“ შეთანხმებით.

საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიან გეგმაში მოცემული ინფორმაციის, მონაცემების და ანალიზის გამოყენებასთან, აგრეთვე გეგმის მოთხოვნების იმპლემენტაციასთან დაკავშირებით კონსულტაციები შესაძლებელია მიღებულ იქნეს გადამცემი სისტემის ოპერატორისგან: ტელ.: -----;

ელექტრონული ფოსტა: -----;

პასუხისმგებელი პირი: --- ----- (სახელი, გვარი), -----
(თანამდებობა)

გეგმის განხილვა-დამტკიცება

გეგმა განხილულია და შეთანხმებული საქართველოს მთავრობის 2015 წლის --- ---
- სხდომაზე.

გეგმა დამტკიცებულია საქართველოს ენერჯეტიკის მინისტრის 2015 წლის --- -----
#---- ბრძანებით.

გეგმის განხილვებში მონაწილეობას იღებდნენ საქართველოს ენერჯეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია, გადამცემი სისტემის ოპერატორი, ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატები, სხვა უწყებები და დაინტერესებული პირები.

გეგმის მოქმედება

საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა შესასრულებლად სავალდებულო აქტია.

გეგმა გათვლილია პერიოდზე 2015 წლიდან 2025 წლის ჩათვლით.

გეგმის შესრულებაზე პასუხისმგებელი ლიცენზიატები/სამართალსუბიექტები მითითებულია გეგმის დანართში დ-5.

გეგმის შესრულებას აკონტროლებს საქართველოს ენერჯეტიკის სამინისტრო.

სარჩევი

1. შემაჯამებელი რეზიუმე	4
1.1 მონაცემთა მენეჯმენტი	6
1.2 დასაგეგმი პერიოდები	6
1.3 საქართველოს გადამცემი ქსელის სუსტი ადგილები და განვითარების ფაქტორები	7
1.4. სიმძლავრის და ენერჯის საპროგნოზო ბალანსები	9
1.5 განვითარების სცენარები და მეთოდოლოგია	11
1.6 გამოვლენილი პროექტები და ინფრასტრუქტურის გასაძლიერებლად საჭირო ინვესტიციები	14
1.7 ძირითადი გაანგარიშებების შედეგები	18
1.8. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების მაჩვენებლები	21
1.9 მეზობელ ქვეყნებთან ელექტროენერჯის მიმოცვლის შესაძლებლობები 2022- 2025 წლების მდგომარეობით	23
1.10 დასკვნა	25
2. შესავალი	26
2.1 კანონმდებლობასთან შესაბამისობა	27
2.2 გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმის შემუშავების პროცესი	30
2.3 მონაცემების მენეჯმენტი/გაანგარიშებებისას გამოყენებული პროგრამები	33
2.4 დოკუმენტის სტრუქტურა	34
3. არსებული ვითარება	36
3.1. გადამცემი სისტემის ოპერატორი	36
3.1.1 დისპეტჩერიზაცია	36
3.1.2 გადაცემა	36
3.1.3 მისია	37
3.2. 2014 წლის სტატისტიკა	37
3.3 მონაცემები გენერაციის შესახებ	39
3.4 მეზობელ ქვეყნებთან ელექტროენერჯის მიმოცვლის შესაძლებლობები დღევანდელი მდგომარეობით	40
3.5 ექსტრემალური გადადინებები დღევანდელი მდგომარეობით	43
3.6 საქართველოს გადამცემი ქსელის ძირითადი სუსტი ადგილები და პროექტები მათ აღმოსაფხვრელად	45
3.7 საქართველოს გადამცემი ქსელის 500/400/330/220 კვ ელექტროგადამცემი ხაზების მონაცემები	48

3.8 საქართველოს გადამცემი ქსელის 500/400/330/220 კვ ქვესადგურების ავტოტრანსფორმატორების და ტრანსფორმატორების და მუდმივი დენის ჩანართის დადგმული სიმძლავრეები.....	51
4. სანჟისი ინფორმაცია ქსელის განვითარებისთვის	52
4.1 მოხმარების გაზრდა, თბოსადგურები	52
4.2 ძირითადი პერსპექტიული გენერაციის წყაროები და კატეგორიები წლების მიხედვით. „ჰესების ბუმი“ 2022 წლისთვის	52
5. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ფაქტორები.....	55
5.1 საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ძირითადი ფაქტორები	56
5.2 გადამცემი ქსელის განვითარების არაპირდაპირი ფაქტორები	59
5.3 გადამცემი ქსელის განვითარების თანმდევი ფაქტორები	63
6. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი სტრატეგია, განვითარების სცენარები და მეთოდოლოგია	68
6.1 განვითარების სტრატეგია	68
6.2 დაგეგმვის მეთოდოლოგია	74
6.2.1 ტექნიკური დაგეგმვა.....	74
6.2.2. დაგეგმვის ტექნიკური კრიტერიუმები	78
6.2.3 ქსელის ანალიზი.....	78
6.2.4 შედეგების შეფასების კრიტერიუმები	81
6.3 ღირებულება-სარგებლობის ანალიზი (Cost Benefit Analysis).....	83
6.4 საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების სცენარები.....	83
7. სიმძლავრის და ენერჯის საკრებნო ბალანსები	86
7.1 ჰიდროელექტროსადგურების ბუმი 2025 წლისთვის	86
7.2 წლიური ენერჯეტიკული ბალანსები.....	87
7.3 საქართველოს ენერჯოსისტემის მუშაობის სახასიათო რეჟიმები	88
8. გამოვლენილი პროექტები და ინფრასტრუქტურის გასაძლიერებლად საჭირო ინვესტიციები	94
8.1 გამოვლენილი პროექტები	94
8.2. პროექტების ღირებულება-სარგებლობის ანალიზი.....	118
8.2.1 პროექტის შეფასების აღწერა	119
8.2.2 პროექტის შეფასებები.....	123
8.2.3 ინდივიდუალური პროექტების მაჩვენებლები.....	130
9. საქართველოს ელექტროგადამცემი ქსელის განვითარება და ჰესების ქსელში ინტეგრირება	137
10. ნაკადბანაწილების ანალიზი	156

10.1 დამყარებული რეჟიმების ანალიზი	156
10.2 დანაკარგები რეჟიმების მიხედვით	158
10.3 ძაბვის ანალიზი. ძაბვის ანალიზის აუცილებლობა და ძაბვის პრობლემების გადაწყვეტის გზები.....	171
11. მოკლე შერთვის დენების ანალიზი.....	176
12. დინამიკური მდგრადობის ანალიზი	181
13. ჰარმონიკული ანალიზი.....	185
14. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების მარკინგ-პლანი 2015-2025 წლებში	196
15. მეზობელ ქვეყნებთან ელექტროენერჯის მიმოცვლის და განვითარების მიმართების შესაძლებლობები 2022-2025 წლების მდგომარეობით	201
15.1 სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა და NTC-ის მნიშვნელობები 2015-2025 წლებში	201
15.1.1 სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა	201
15.1.2 NTC -ის მნიშვნელობები მეზობელ ქვეყნებთან 2015-2025 წლებში.....	203
15.1.3 გადამცემ ქსელთან ახალი სიმძლავრეების მიერთების შესაძლებლობა	208
16. ბოლო თაობის ტექნოლოგიები	211
16.1 ავარიის სანინალმდევო ავტომატიკა (ასა)	211
16.2 ახალციხის მუდმივი დენის ჩანართი	211
16.3 SCADA (supervisory control and data acquisition)	213
17. ხედვა მომავალი 2026-2050 წლების განვითარების შესახებ	216
18. დასკვნები და რეკომენდაციები	222
შემოკლებები და აბრევიატურა	224
გამოყენებული ლიტერატურა.....	225

დანართები:

დანართი 1	ნაკადგანაწილების სქემები
დანართი 2	დინამიური მდგრადობის ანალიზის შედეგები
დანართი 3	მოკლე შერთვის დენები
დანართი 4	პროექტების ხარჯთაღრიცხვა
დანართი 5	ინვესტიციების სამწლიანი გეგმა

1. შემაჯამებელი რეზიუმე

ელექტროენერგეტიკა არის ეკონომიკის მნიშვნელოვანი ნაწილი, რომელსაც უდიდესი გავლენა აქვს სოციალურ სფეროსა და საქართველოს მოსახლეობაზე. ამიტომ ელექტროენერგეტიკის ინფრასტრუქტურის განვითარება არის ქვეყნის სტრატეგიული მნიშვნელობის ამოცანა.

ის ახალი შესაძლებლობები, რომელიც გაჩნდა მეზობელ ქვეყნებთან ელექტროენერჯის ვაჭრობის მხრივ, ქვეყნის მოხმარების ზრდის მაღალი დონე და ასაშენებელი ელსადგურებიდან სიმძლავრის გამოტანის უზრუნველყოფა, აუცილებელს ხდის გადაცემის ინფრასტრუქტურაში ინვესტირებას. ეს ინვესტიციები უნდა განხორციელდეს, რათა დაკმაყოფილებული იქნას ქსელის განვითარების ადეკვატურობის პირობა. აღნიშნული პირობა გულისხმობს ისეთი გადაცემი ქსელის არსებობას, რომელიც უზრუნველყოფს გენერაციის და მოხმარების ზრდის თანმიმდევრულად, მათ შორის ელექტროენერჯის საიმედო და უსაფრთხო მანერით ტრანსპორტირებას, ისე, რომ გადაცემი ქსელის რომელიმე ელემენტის გამორთვა არ იწვევდეს ამ ტრანსპორტირების შეფერხებას.

საქართველოს გადაცემი ქსელის 10 წლიანი განვითარების გეგმა ეს არის ქვეყნის გადაცემი ქსელის ინფრასტრუქტურის გაძლიერების დროში განერილი პროგრამა, რომელიც წარმოადგენს პასუხს არსებული პრობლემების აღმოსაფხვრელად, მომავალი გამონვევების საპასუხოდ და შესაძლებლობების განსახორციელებლად. ის ასახავს საქართველოს ენერგეტიკული სისტემის ადეკვატურ განვითარებას, მომავლის დამატარებელი სცენარების შესაბამისად. მოიცავს პროექტებს 2015-დან 2025 წლების ჩათვლით.

გადაცემი ქსელის 10 წლიანი განვითარების გეგმის მიზანია მომავალი გარემოს წარმოდგენა, გაანალიზება და გაურკვევლობის შემცირება, რათა მოხდეს გაურკვევლობათა კომბინაციით მომავლის დამატარებელი ვერსიის მიღება და ერთიანი, სტრუქტურირებული, ხედვის შექმნა გადაცემი ქსელის განვითარების შესახებ.

გადაცემი ქსელის განვითარება ითვალისწინებს ენერგოსისტემის გრძელვადიან პერსპექტივაში მომზადებას, რათა გენერაციისა და დატვირთვების გაზრდის შესაბამისად მოხდეს გადაცემი ქსელის გაძლიერება-გათვართობა-მოდერნიზაცია.

ეს დოკუმენტი მოიცავს საქართველოს გადაცემი ქსელის განვითარების ყველა კომპონენტს. თუმცაღა მომავალ წლებში შესაძლოა სხვა პროექტების განხილვაც, რომლებიც ამ 10 წლიან გეგმაში არ არის გათვალისწინებული. ამასთან, შესაძლოა ზოგიერთი პროექტის მოდიფიცირება, ვადების შემჭიდროება ან გადავადება. ეს ყველაფერი გათვალისწინებული იქნება საქართველოს გადაცემი ქსელის 10 წლიანი განვითარების გეგმის 2016 წლის ვერსიაში.

სსე-ის, მიზანია განავითაროს მდგრადი, საიმედო, ეკონომიკური და ეფექტური ელექტროგადამცემი ქსელა, რომელიც უზრუნველყოფს განვითარების ნებისმიერ საფეხურზე

- ქსელის საიმედოობას;
- ელექტროენერჯის ხარისხს;
- საკმარის გამტარუნარიანობას
 - განახლებადი ენერჯის წყაროების ქსელში ინტეგრაციისათვის; და
 - ქვეყნებს შორის ელექტროენერჯის მიმოსაცვლელად;
- მზაობას ევროპული გაერთიანებული ენერჯოსისტემის ENTSO-E განვითარების 10 წლიან გეგმასთან ინტეგრირებისთვის.

გრძელვადიანი განვითარება განპირობებულია მომავალი ისეთი გადამცემი ქსელის არსებობის საჭიროებით, რომელიც დააკმაყოფილებს გადამცემი ქსელის დაგეგმარების ტექნიკურ კრიტერიუმებს, რომელთაგან ყველაზე ძირითადია N-1.

თუკი გამოვლენილი იქნება ამ გეგმაში გათვალისწინებული პროექტებისგან განსხვავებული ალტერნატიული გონივრული პროექტები, ისინი გათვალისწინებული იქნება საქართველოს გადამცემი ქსელის 10 წლიან მომავალ გეგმაში.

10 წლიანი გეგმის შედგენა მოიცავდა ეტაპებს:

- მონაცემთა შეგროვება;
- მონაცემთა დამუშავება;
- მოდელირება;
- ნაკლოვანებების აღმოფხვრა;
- განვითარების გეგმის მომზადება.



ნახ 1.1 საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმის ეტაპები

1.1 მონაცემთა მენეჯმენტი

საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების სანყისი ინფორმაცია წარმოადგენს ცნობებს (2014 წლის მარტი) პერსპექტიული ელსადგურების დადგმული სიმძლავრეების, გამოშუშავებების, გეოგრაფიული ადგილმდებარეობის, კატეგორიებისა და მათი ექსპლუატაციაში შესვლის წლების შესახებ. ასევე მიღებული იქნა ენერგოსისტემაში მოხმარების ზრდის საპროგნოზო მაჩვენებელი წლიურად 5%.

ენერგეტიკის სამინისტროს დახმარებით იქნა მიღებული ზემოაღნიშნული ელსადგურების საპროექტო მონაცემები დინამიკური და ჰარმონიკული ანალიზისათვის (2012-2013 წლები). ასეთი მონაცემების არარსებობისას, აღებული იქნა ტიპური მონაცემები, სსე-ის სპეციალისტების მიერ შედგენილი გენერატორების ტიპური მონაცემთა ბაზებიდან.

ნაკადგანაწილების, დანაკარგების, მდგრადობის და მოკლე შერთვის ანალიზისათვის გამოყენებული იქნა საინჟინრო მოდელირების პროგრამა PSS/E, ხოლო ჰარმონიკული ანალიზისთვის Digsilent PowerFactory.

1.2 დასაგეგმი პერიოდები

განსახილველი დასაგეგმი პერიოდი იყოფა სამ ნაწილად:

1. **ახლო პერსპექტივის დასაგეგმი (მოკლევადიანი დაგეგმვის) პერიოდად**, რაც მოიცავს ნულოვანი წლის (2014 წელი) მომდევნო 3 წელიწადს, ანუ შეადგენს 2015-2017 წლების პერიოდს. ამ დროისთვის დაგეგმილი პროექტების „მიზანშეწონილობის შესწავლა“ მიმდინარეობს საკონსულტაციო კომპანიების მიერ ან უკვე დასრულებულია. საჭირო ინვესტიციები დაზუსტებულია და იდენტიფიცირებულია ახალი ინვესტიციები. ამ სამწლიანი პერიოდისთვის ინვესტიციების 3 წლიანი გეგმა მოცემულია დახართად დ-5.

2. **საშუალო პერსპექტივის დასაგეგმი (საშუალოვადიანი დაგეგმვის) პერიოდად**, რაც მოიცავს ნულოვანი წლის (2014 წელი) მომდევნო 4-5 წელს, ანუ შეადგენს 2018-2019 წლების პერიოდს. ამ პერიოდისთვის დაგეგმილი პროექტების „მიზანშეწონილობის შესწავლა“ ჯერ არ არის დაწყებული, თუმცა გამოვლენილია მათი ძირითადი მახასიათებლები და სავარაუდო ტექნიკური და ეკონომიკური მონაცემები. უახლოეს ხანებში მოსალოდნელია ამ პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლის“ დაწყება, რამაც შეიძლება ამ პროექტების მახასიათებლები გარკვეულწილად შეცვალოს.

3. **შორი პერსპექტივის დასაგეგმი (გრძელვადიანი დაგეგმვის) პერიოდად**, რაც მოიცავს ნულოვანი წლის (2014 წელი) მომდევნო 6-10 წლებს, ანუ შეადგენს 2020-2025 წლების პერიოდს. ამ პერიოდისთვის დაგეგმილი პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლა“ ჯერ არ არის დაწყებული, თუმცა გამოვლენილია ამ პროექტების აუცილებლობა. 2-3 წელიწადში მოსალოდნელია ამ პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლის“ დაწყება, რამაც შეიძლება ამ პროექტების გარკვეული მახასიათებლები შეცვალოს.

1.3 საქართველოს გადამცემი ქსელის სუსტი ადგილები და განვითარების ფაქტორები

ქსელის ძირითადი სუსტი ადგილები. საქართველოს ენერჯოსისტემის 500/220 კვ ძაბვის ელექტრული ქსელი განლაგებულია ძირითადად ჰორიზონტალურად ქვეყნის დასავლეთ ნაწილიდან აღმოსავლეთ ნაწილისაკენ. ამასთან, გენერაციის დიდი ნაწილი განთავსებულია ქვეყნის დასავლეთ ნაწილში (დასავლეთით ჰესების დადგმული სიმძლავრე შეადგენს 2080 მგვტ-ს), ხოლო მოხმარების დიდი წილი მოდის აღმოსავლეთ ნაწილზე (თბილისი-რუსთავის კვანძი). ეს დისბალანსი განსაკუთრებით შეიმჩნევა გაზაფხული-ზაფხულის სეზონზე. ამ პერიოდისათვის საქართველოს მდინარეები წყალუხვობით ხასიათდება და, როდესაც აღმოსავლეთით (გარდაბანში) განლაგებული თბობლოკები არ მუშაობს, სიმძლავრის გადადინება ხდება დასავლეთიდან აღმოსავლეთისაკენ.

სისტემის დასავლეთ ნაწილში (ენგური-ზესტაფონის 500/220 კვ ძაბვის მაგისტრალი) პრობლემა იქმნება 500 კვ ძაბვის ეგზ „იმერეთის“ გამორთვის შემთხვევაში, რადგან 220 კვ ძაბვის მაგისტრალი ვერ უზრუნველყოფს მთლიანი სიმძლავრის გადაცემას. აღნიშნული მაგისტრალის სუსტი ადგილებია:

- შეზღუდულია ატ-1 ენგურჰესში 450 მგვტ-მდე (ნომინალური სიმძლავრე 501მგვტ).
- შეზღუდულია ეგზ „ვერისი1,2“ -ის (ენგური-ვარდნილი) გამტარუნარიანობა ატ-1-ის სიმძლავრით.
- შეზღუდულია „კოლხიდა 2“ (ზუგდიდი-მენჯი), „კოლხიდა 2ა“-ს (ვარდნილი-ზუგდიდი) გამტარუნარიანობა გრძელი პარალელური („პალიასტომი 1“- („პალიასტომი 2“) შტოს გამო.
- გადაიტვირთება ეგზ „კოლხიდა 1“.
- ეგზ „აჭამეთი1,2“.

განვითარების ფაქტორები. საქართველოს ენერჯოსისტემის ელემენტების დიდი უმრავლესობა დაპროექტდა და დამონტაჟდა სსრკ-ის პერიოდში და გათვლილი იყო ჩრდილო კავკასიასთან და სომხეთ-აზერბაიჯანთან პარალელური მუშაობისთვის. კერძოდ, საქართველოს დასავლეთ ნაწილში არსებული ჰიდროსადგურებიდან ხდებოდა ენერჯის ექსპორტი რუსეთში, ხოლო აღმოსავლეთში არსებული თბოსადგურებისთვის საწვავი შემოდის აზერბაიჯანიდან.

დამოუკიდებლობის მოპოვების შემდეგ, აზერბაიჯანიდან თბოსადგურების საწვავით მომარაგება საკმაოდ ძვირია, ამიტომ დასავლეთის ჰესებიდან ხდება საქართველოს აღმოსავლეთის დატვირთვის დაფარვა. ამასთან, სულ უფრო მიმზიდველი ხდება თურქულ ენერჯეტიკულ ბაზარზე გასვლა, რისთვისაც აშენდა მუდმივი დენის ჩანართი საქართველო-თურქეთს შორის და ამ ბაზრის ასათვისებლად ხდება ახალი ჰესების მშენებლობა. ის გეოგრაფიული მდგომარეობა, რომელიც საქართველოს ბუნებრივად უკავია, საშუალებას იძლევა მისი გავლით განხორციელდეს ენერჯის ტრანზიტი 1) რუსეთსა და სომხეთ-ირანს შორის 2) აზერბაიჯანსა და თურქეთს შორის; 3) რუსეთსა და თურქეთს შორის; 4) სომხეთ-ირანსა და თურქეთს შორის.

აქვე უნდა აღინიშნოს, რომ არსებული ჰიდროსადგურების ავტომატური რეგულატორები მოძველებულია ან მწყობრიდან არის გამოყვანილი, თბოსადგურების დიდი უმრავლესობა კი ამორტიზირებულია. ამიტომ განიხილება რეგულატორების რეაბილიტაცია და თბოსადგურების ჩანაცვლება ახალი ეკონომიური ანალოგებით.

საქართველოს ენერგოსისტემა განიცდის სარეზერვო სიმძლავრეების უზრუნველყოფი მოწყობილობების მწვავე დეფიციტს, შედეგად სხვა სისტემებისგან დამოუკიდებლად მუშაობისას გართულებულია სიხშირის რეგულირება. ამასთან, მძლავრი ავრეგატის გამორთვისას სასისტემო ავტომატიკა თიშავს მომხმარებელს. ამ ვითარების გამოსასწორებლად საჭიროა სიმძლავრის რეზერვების უზრუნველყოფა, მარეგულირებელი ჰიდროსადგურების, მძლავრი კომბინირებული თბოსადგურების მშენებლობით და/ან არსებული თბოსადგურების რეაბილიტაციის გზით.



ნახ 1.2. საქართველოს ელექტრული ქსელის განვითარების მამოძრავებელი ძალების რუკა

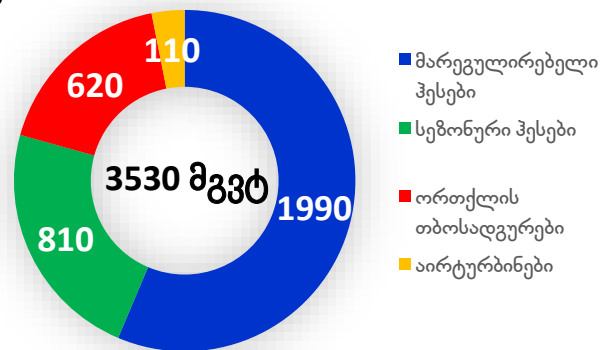
- პერსპექტიული მარეგულირებელი ჰესები
- პერსპექტიული სეზონური ჰესები
- პერსპექტიული დატვირთვის მატება
- თბოსადგურების დახურვა
- ახალი კომბინირებული თბოსადგურები
- ↔ სისტემათა შორისი კავშირის გაძლიერების აუცილებლობა
- ↔ შიგა სასისტემო კავშირის გაძლიერების აუცილებლობა
- არსებული მძლავრი გენერაციის რეგიონი
- არსებული მძლავრი მოხმარების რეგიონი

უახლოეს წლებში ქსელის განვითარების ძირითადი განმაპირობებელი ფაქტორები იქნება:

- არსებული გენერაციის გატარება;
- N-1 დაგეგმარების კრიტერიუმის დაკმაყოფილება (საიმედოობის ამაღლება);
- ახალი ენერგეტიკული რესურსების ათვისება/ქსელში შესვლის ინტეგრაცია;
- ქსელის სატრანზიტო პოტენციალის გაზრდა;
- საიმედო კვების ცენტრების შექმნა, პოტენციური წარმოებების/ტურისტული ცენტრების გასაავითარებლად;
- ენერგოსისტემის (ბუნებრივად) მზარდი მოხმარების დაკმაყოფილება
- მოძველებული თბური ბლოკების ჩანაცვლება მანევრირებადი და ეკონომიური კომბინირებული (ორთქლ-აირტურბინული) თბოსადგურებით;
- სიმძლავრის რეზერვების უზრუნველყოფა;
- ელექტროენერჯის ხარისხის ამაღლება;

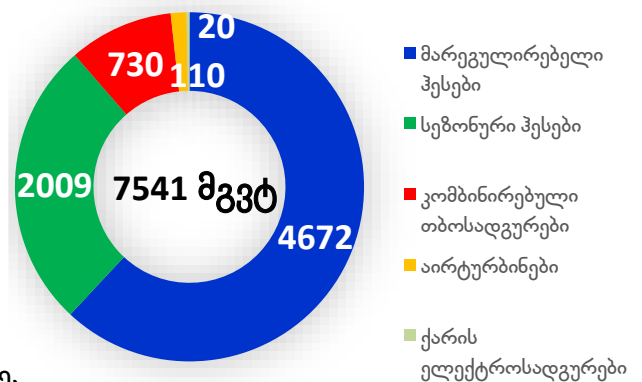
1.4. სიმძლავრის და ენერჯის საპროგნოზო ბალანსები

ამჟამად საქართველოს ენერგოსისტემის დადგმული სიმძლავრე 3530 მგვტ-ია, აქედან მარეგულირებელი ჰესების სიმძლავრეა 1990 მგვტ, სეზონური ჰესების სიმძლავრე 810 მგვტ, 110 მგვტ აირტურბინების, ხოლო თბოელექტროსადგურებისა - 620 მგვტ (ნახ 1.3). ჯამური დადგმული სიმძლავრის დაახლოებით 80% მოდის ჰესებზე. მარეგულირებელი ჰესების წილი შეადგენს დადგმული სიმძლავრის დაახლოებით 56%-ს.



ნახ. 1.3 ელ. სადგურების არსებული სიმძლავრეები

2025 წლისთვის საქართველოს ჯამური სიმძლავრე გაიზრდება 7541 მგვტ-მდე (ნახ 1.4). აქედან 4672 მგვტ იქნება მარეგულირებელი ჰესების სიმძლავრე, 2042 მგვტ სეზონური ჰესების, 110 მგვტ აირტურბინების, 20 მგვტ ქარის ელექტროსადგურების, ხოლო 730 მგვტ მაღალი ეფექტურობის მქონე კომბინირებული თბოელექტროსადგურების სიმძლავრე, რომლებიც ჩანაცვლებენ მოძველებულ გარდაბნის N 3, 9 ბლოკებს. ჰესების წილი, ჯამურ დადგმულ სიმძლავრეში 2025 წლისთვის იქნება 90%-მდე. აქედან მარეგულირებელი ჰესების წილი ქვეყნის ჯამურ სიმძლავრის



ნახ. 1.4 ელ. სადგურების მოსალოდნელი სიმძლავრეები 2025 წლისთვის

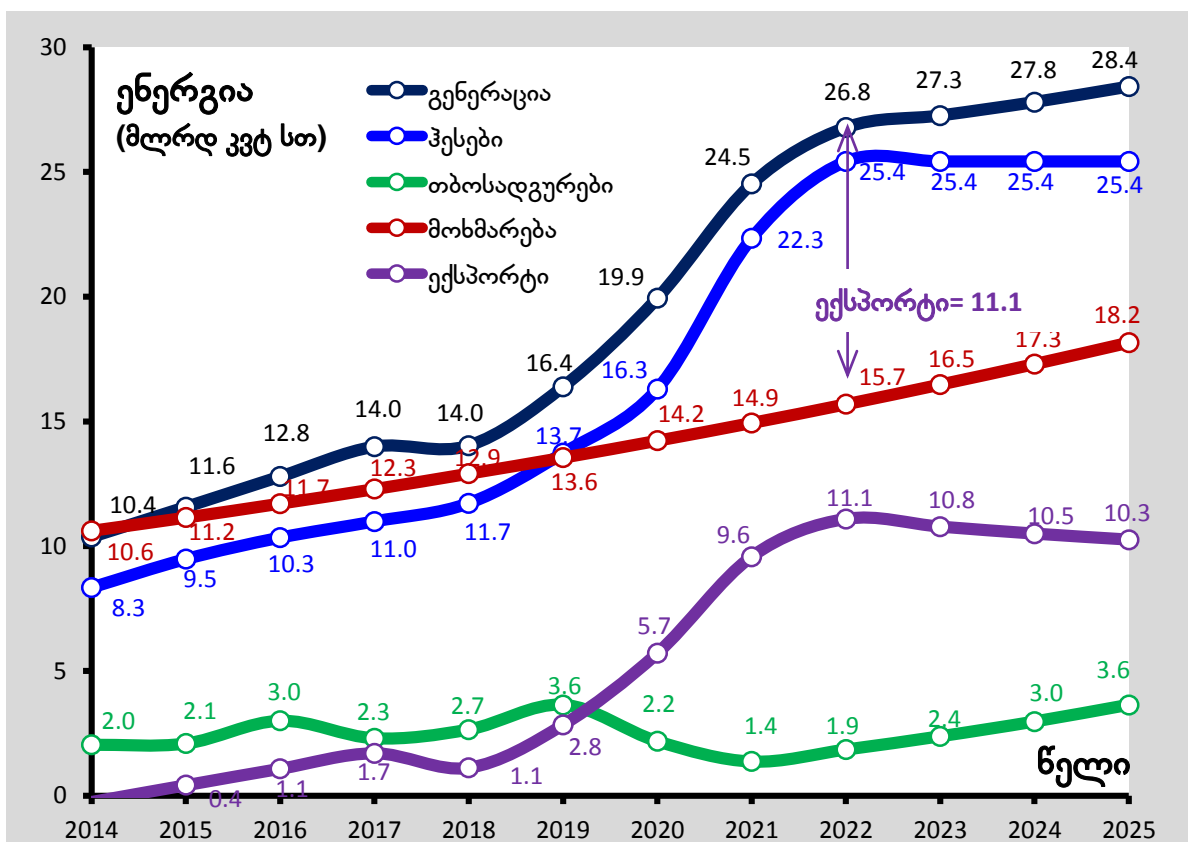
4 და

62%-ს შეადგენს. ეს უზრუნველყოფს წყალუხვობისას დაგროვებული წყლის გამოყენებას წყალმცირობის პერიოდებში, ელექტროენერჯისა და თბოსადგურებისთვის საჭირო საწვავის იმპორტზე დამოკიდებულების შემცირებას.

გენერაციის და დატვირთვის ზრდის მონაცემების საფუძველზე, შედგენილი იქნა საქართველოს წლიური ენერჯის ბალანსი (ცხრ 1.1, ნახ 1.5).

ცხრ 1.1 საქართველოს ენერჯის ბალანსის ენერჯის საპროგნოზო ბალანსი (მლრდ კვტ სთ)

წელი	გენერაცია	ჰესები	თბოსადგურები	მოხმარება	ექსპორტი
2014	10.37	8.34	2.04	10.62	-0.25
2015	11.57	9.48	2.09	11.15	0.42
2016	12.79	10.34	3	11.71	1.08
2017	13.99	10.99	2.3	12.29	1.70
2018	14.03	11.72	2.65	12.91	1.12
2019	16.39	13.73	3.64	13.55	2.84
2020	19.94	16.3	2.18	14.23	5.71
2021	24.52	22.34	1.37	14.94	9.58
2022	26.78	25.42	1.85	15.69	11.09
2023	27.26	25.42	2.38	16.48	10.78
2024	27.8	25.42	2.97	17.30	10.50
2025	28.42	25.42	3.64	18.16	10.26



ნახ 1.5 ცხრ 1.1-ის შესაბამისი მრუდები, საქართველოს გენერაციის, მოხმარების და ელენერჯის ექსპორტის შესახებ

რეზიუმე. საპროგნოზო ბალანსებიდან გამომდინარე, შეგვიძლია ვთქვათ, რომ აუცილებელია მეზობელ ქვეყნებთან კავშირის ხაზების აშენება. ამასთან, ყველაზე კრიტიკული პერიოდი როდესაც, საჭირო იქნება სიმძლავრის გატანა, არის წყალუხვობის პერიოდი. ე.წ ზაფხულის მაქსიმუმის და მინიმუმის რეჟიმები. ბალანსებიდან გამომდინარე, 2020 წლისთვის უნდა გვექონდეს 2100 მგვტ სიმძლავრის ექსპორტის შესაძლებლობა, 2021 წლისთვის 3100 მგვტ-ის, ხოლო 2022 წლისთვის 4100 მგვტ.

1.5 განვითარების სცენარები და მეთოდოლოგია

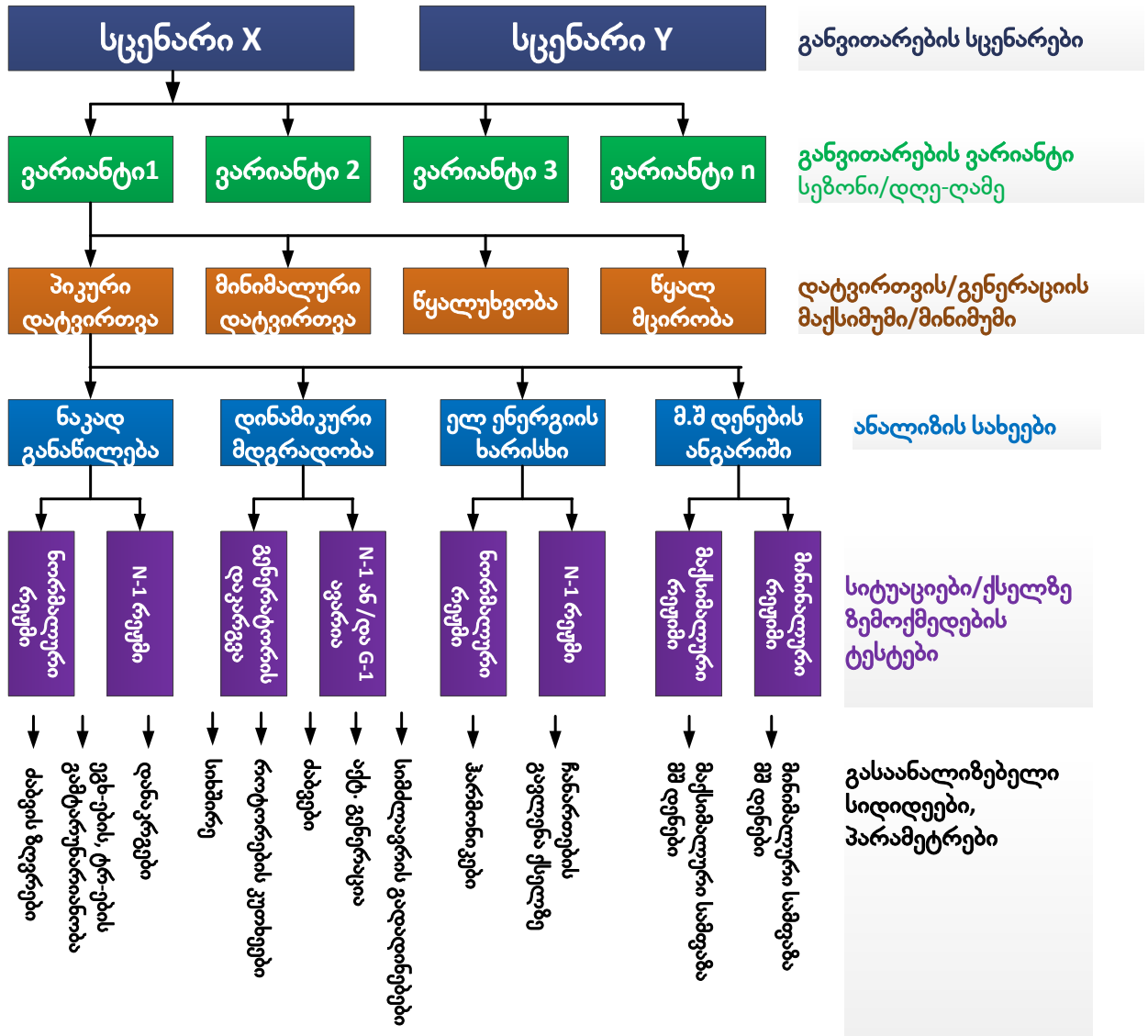
დაგეგმარების სცენარი არის მომავალი გარემოს წარმოდგენა. სცენარების ანალიზის აუცილებლობა განპირობებულია მომავლის დამატებითი სურათის წარმოდგენისთვის. სცენარები წარმოადგენენ საშუალებას, ცხადი გახდეს გაურკვეველობა და მოხდეს გაურკვეველობათა კომბინაციით მომავლის ვერსიის მიღება.

თითოეული სცენარი ითვალისწინებს დაგეგმვის რამოდენიმე ვარიანტს. დაგეგმვის ვარიანტი წარმოადგენს კონკრეტულ სიტუაციას, რომელიც შეიძლება მოხდეს დაგეგმვის სცენარის ფარგლებში.

განიხილება სულ მცირე სამი დროის პერიოდი:

- მოკლევადიანი პერსპექტივის (1-3 წელი);
- საშუალოვადიანი პერსპექტივის (4-5 წელი);
- გრძელვადიანი პერსპექტივის (6-10 წელი);

გადამცემი ქსელის გასაძლიერებლად გათვალისწინებული ინვესტიციები, რომელიც შეესაბამება ქსელის განვითარების არსებულ გეგმას, უნდა მოიცავდეს ყველა წარმოდგენილ ვარიანტს და ითვალისწინებდეს ახალი ელემენტის ქსელში ჩართვის ვადებს.



ნახ 1.6. სცენარების ტექნიკური ანალიზის პროცესი

დაგეგმვის მეთოდები და კრიტერიუმები დგინდება და გამოიყენება დაგეგმვის სცენარის შესაფასებლად, იმისთვის, რომ იდენტიფიცირებული იქნას მომავლის პრობლემები და მათ აღმოსაფხვრელად საჭირო ქსელის გაძლიერების ღონისძიებები. ქვეყნისთვის კრიტიკული ხაზის გამოვლენა ხდება დაგეგმარების N-1 კრიტერიუმისა და მომხმარებლისთვის ელექტროენერჯის არშემზღვევის გათვალისწინებით.

დაგეგმილი ქსელის საიმედოობის შესამოწმებლად ჩატარებული იქნა

- ნაკადგანანილების ანალიზი
- მოკლე შერთვის დენების ანალიზი
- კვანძებში ძაბვების კვლევები
- მდგრადობის ანალიზი
- ჰარმონიკული ანალიზი

განხილული იქნა საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების რამოდენიმე სცენარი. ქსელის დაგეგმვის საწყის ინფორმაციად აღებული იქნა მონაცემები ქსელში

ჩასართავი პერსპექტიული გენერაციის შესახებ, რომელიც დაყოფილი იქნა კატეგორიებად:

კატეგორია-1 (K1): მათ ეკუთვნის სადგურები, რომლებთანაც მემორანდუმები დადებულია და რომელთა მშენებლობაც დაწყებულია;

კატეგორია-2 (K2): სადგურები რომელთა ინტერესებიც გამოხატული აქვთ ავტორიტეტულ კომპანიებს და რომელთა მშენებლობის შესწავლაც დაწყებულია;

კატეგორია-3 (K3): დიდი, სახელმწიფო მნიშვნელობის სტრატეგიული სადგურები (იხილეთ პუნქტი 5.2.2) და ის სადგურები რომელთა მშენებლობის შესწავლა დაიწყება უახლოეს პერიოდებში.

დატვირთვის საპროგნოზო წლიური ზრდის მაჩვენებელი ბაზისურ სცენარში, არის 5%, რომელიც დადგენილი იქნა ენერგეტიკის სამინისტროს მიერ, თუმცა 10 წლიანი გეგმის განვითარების სცენარების ანალიზი ჩატარებული იქნა ასევე 3% „პესიმისტური“ და 7% „ოპტიმისტური“ ზრდის მაჩვენებლების გათვალისწინებით.

ცხრ 1.2

დატვირთვა გენერაცია	“G1” 100% K1, 50% K2	“G2” 100% K1, 50% K2, 25% K3	“G3” 100% K1, 100% K2, 100% K3
3% ზრდა “L1”	L1G1	L1G2	L1G3
5% ზრდა “L2”	L2G1	L2G2	L2G3
7% ზრდა “L3”	L3G1	L3G2	L3G3

ცხრილში მოცემულია მოხმარების წლიური პროცენტული ზრდისა და გენერატორების ქსელში ჩართვის სხვადასხვა ვარიანტები. ბაზისურ, ძირითად ვარიანტად აღებული იქნა მოხმარების 5% ზრდისა და სამივე კატეგორიის ელსადგურების 100% ქსელში ჩართვის შესაბამისი სცენარი L2G3.

ზოგადად, გადამცემი ქსელის განვითარება დამოკიდებულია იმაზე, თუ როგორი სცენარით მოხდება ენერგეტიკული სისტემის წყაროების ქსელში ჩართვა და მოხმარების წლიური ზრდა. მაგრამ 2025 წლამდე ნებისმიერი სცენარით განვითარების შემთხვევაში შევა სამივე კატეგორიის ჰესების სრული სიმძლავრე; რაც შეეხება მოხმარებას - ის წარმოადგენს შიდა მოხმარების და ექსპორტის ერთობლიობას, ანუ თუ შიდა მოხმარება ნაკლებად გაიზრდება, ექსპორტი გაიზრდება მეტად და პირიქით. ამრიგად, გენერაციისა და მოხმარების ნებისმიერი განვითარების შემთხვევაში, გადამცემი ქსელი უნდა განვითარდეს ერთი და იგივე სქემით, რომელიც შეესაბამება გენერაციის დროულ ჩართვას - L2G3.

სამინისტროსთან კონსულტაციის შემდეგ, ყველაზე დამატებითად მიჩნეული იქნა სწორედ სცენარი L2G3 - დატვირთვის წლიური 5% ზრდა და ქსელში სამივე კატეგორიის ჰესების 100%-ის დროული ჩართვა. სწორედ ამ სცენარის შესაბამისი გაანგარიშებებია წარმოდგენილი ამ განვითარების გეგმაში.

1.6 გამოვლენილი პროექტები და ინფრასტრუქტურის გასაძლიერებლად საჭირო ინვესტიციები

გადამცემ ქსელში ასაშენებელი პროექტები დაყოფილი იქნა სამ ნაწილად:

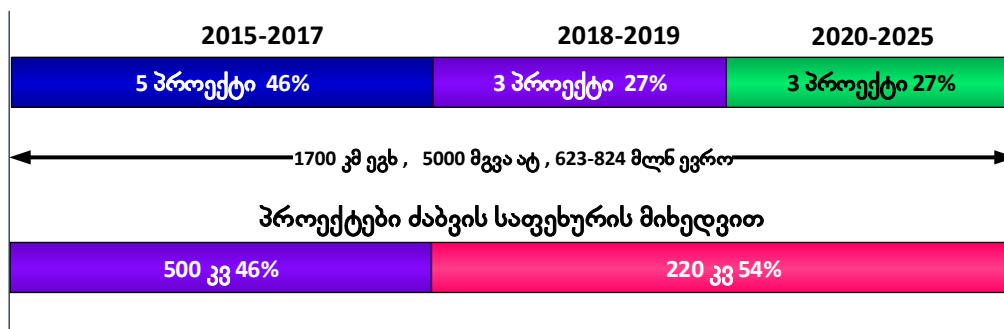
1. **სატრანზიტო მნიშვნელობის პროექტები**, ანუ პროექტები რომლებიც ახდენენ გავლენას საქართველოს ენერგოსისტემასა და მეზობელ სისტემებს შორის სიმძლავრის ტრანზიტის სიდიდესა და საიმედოობაზე; ასეთებია საქართველოს გადამცემი სისტემის ყველა შიდა 500 კვ ეგხ-ის და ყველა 500/400/330/220/154 კვ ტრანსსასაზღვრო ეგხ-ის შემცველი პროექტები.

2. **სასისტემო მნიშვნელობის პროექტები**. მათ მიეკუთვნება ისეთი პროექტები, რომლებიც აკავშირებენ გადამცემი ქსელის ორ ან მეტ კვანძს (ქმნიან შეკრულ კონტურს), გავლენას ახდენენ ერთი რეგიონიდან მეორე რეგიონისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის სიდიდეზე.

3. **ლოკალური**, ჩიხური 220, 110 კვ და უფრო დაბალი ნომინალური ძაბვის ეგხ-ების შემცველი პროექტები.

გადაცემის ლიცენზიატი ლოკალურ პროექტებს არ ახორციელებს. გადამცემი ქსელის განვითარება უშუალოდ დაფუძნებულია მხოლოდ სატრანზიტო მნიშვნელობის და სასისტემო მნიშვნელობის პროექტებზე. სწორედ ასეთი დანიშნულების 11 პროექტი იქნა გამოვლენილი.

ექსპლუატაციაში შესვლის მოსალოდნელი თარიღები



ნახ 1.7 სასისტემო მნიშვნელობის პროექტების ჯამური მაჩვენებლები

გადამცემი ქსელის 2015-2025 წლების 11 პროექტის შეფასება მოხდა CBA მეთოდოლოგიით, რომლითაც გაანალიზებული იქნა თითოეული პროექტის მიერ მოსატანი სარგებელი, მისთვის გასანევი ხარჯები (ინვესტიციები) და გარემოზე ზემოქმედება.

გაანალიზებული იქნა რამდენიმე ფაქტორი, კერძოდ:

- **ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა**, რაც გვიჩვენებს ნორმალურ რეჟიმში გადამცემი ქსელის ერთი სისტემიდან მეორე სისტემისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის უნარის ნამატს (მგვტ);
- **ღირებულების შეფასება** - ეს არის პროექტის ღირებულება (მლნ ევრო)

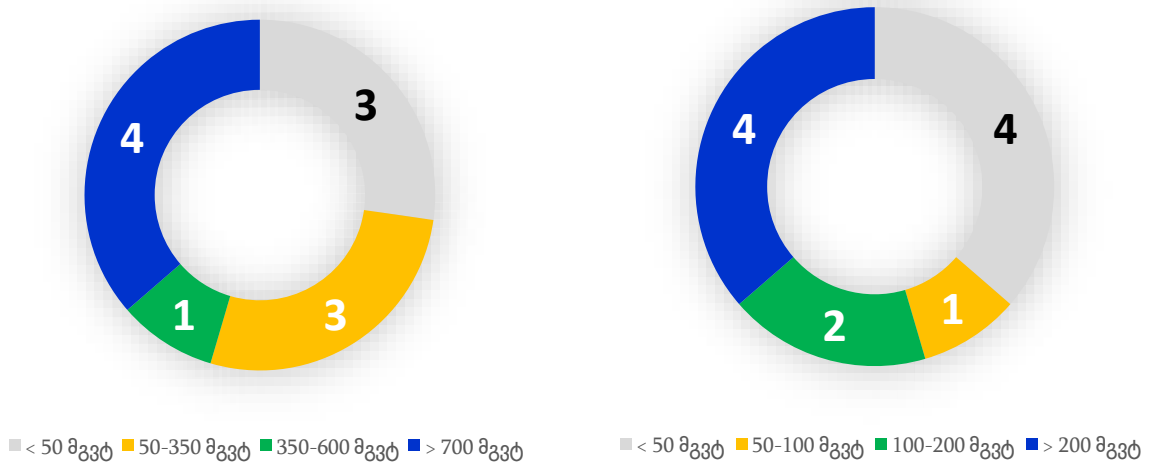
- **სოციალური და ეკოლოგიური ზეგავლენა** ასახავს პროექტის დაგეგმილ დროზე შესვლის სანდოობას და ეკოლოგიურ ფაქტორებზე მის ზემოქმედებას;
- **კვების უსაფრთხოება** - გადამცემი ქსელის იმ უბნის საიმედოობაზე ზემოქმედება, რომელთანაც დაკავშირებულია მოცემული უბანი;
- **სოციალური და ეკონომიკური კეთილდღეობა** წარმოადგენს პროექტისგან მიღებულ წლიურ შემოსავალს (მლნ ევრო/წელი)
- **ენერჯის განახლებადი წყაროს (გენ) ინტეგრაცია** აჩვენებს პროექტის მიერ ქსელში ინტეგრირებული გენ-ის, საქართველოში ძირითადად ჰესების, დადგმულ სიმძლავრეს (მგვტ);
- **ცვლილებები დანაკარგებში** (ენერგოეფექტურობა) წარმოადგენს დანაკარგების განსხვავებას (მგვტ) პროექტის ან მისი რომელიმე ნაწილის არ არსებობისას არსებულ ვითარებასთან.
- **ცვლილებები CO₂-ის გამოყოფაში**, ეს სიდიდე აღებული იქნა როგორც გენ-ის პროპორციული კოეფიციენტი.
- **ტექნიკური აღდგენისუნარიანობა / სისტემის უსაფრთხოების ზღვარი** ასახავს მთლიანად გადამცემი ქსელის საიმედოობაზე გავლენას.
- **საიმედოობა/მოქნილობა** უჩვენებს კონკრეტული პროექტის დამოკიდებულებას სხვადასხვა ფაქტორებზე (გენ ინტეგრაცია, დატვირთვის ზრდა) და ა.შ. პროექტი მაქსიმალურად მოქნილია თუკი მისი მშენებლობა აუცილებელი იქნება მომავლის ნებისმიერი სცენარით განვითარებისას.

აღნიშნული კრიტერიუმებით მოხდა საქართველოს გადამცემი ქსელის პროექტების შეფასება 0-დან 3 ქულამდე.

პროექტების ძირითადი მაჩვენებლები მოცემულია შემდეგ დიაგრამებზე:

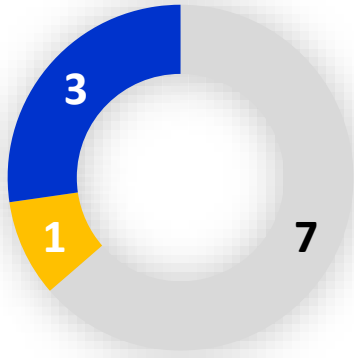
ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა

გენ-ის ინტეგრაცია



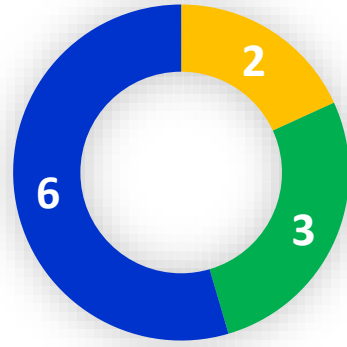
ნახ 1.8-ა. პროექტების მაჩვენებლების შეფასება

დანაკარგების შემცირება



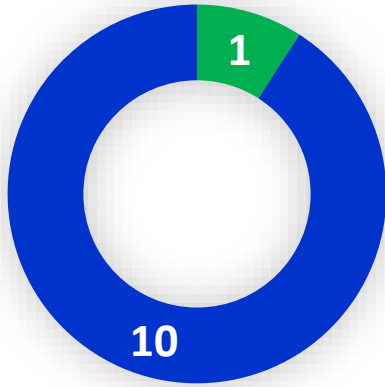
■ < 1 მგვტ ■ 2-5 მგვტ ■ 5-10 მგვტ ■ > 10 მგვტ

სოციალური და ეკონომიკური კეთილდღეობა



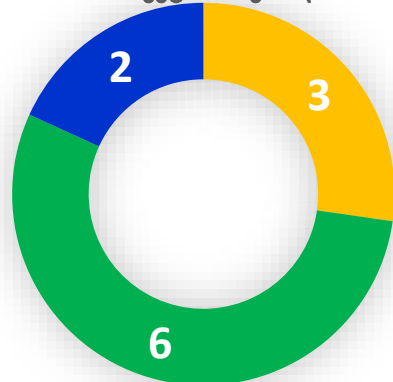
■ < 3 მლნ. ევრო/წელი
 ■ < 3 მლნ. ევრო/წელი + ჰესების ინტეგრაცია
 ■ 3 - 10 მლნ. ევრო/წელი
 ■ 3 - 10 მლნ. ევრო/წელი + ჰესების ინტეგრაცია

კვების საიმედოობა



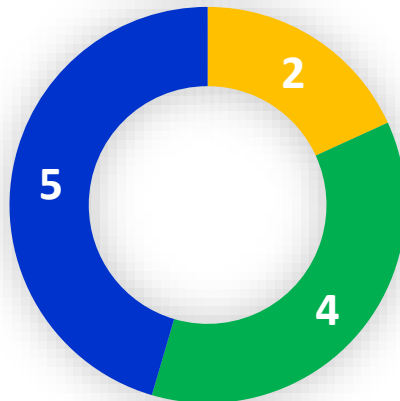
■ D ■ C ■ B ■ A

გადამცემი ქსელის საიმედოობა პროექტის მოქნილობა



■ 0 ქ ■ 1-2 ქ ■ 2-4 ქ ■ > 5 ქ

პროექტის ღირებულება



■ > 200 მლნ. ევრო ■ 100-200 მლნ. ევრო
 ■ 50-100 მლნ. ევრო ■ < 50 მლნ. ევრო

ნახ 1.8-ბ. პროექტების მაჩვენებლების შეფასება

პროექტების 36% ზრდის ქსელის გამტარუნარიანობას 700 მგვტ-ით და მეტად, 9% - 350-600 მგვტ-ით, 27% - 50-დან 350 მგვტ-მდე.

პროექტების 36% უზრუნველყოფს 200 მგვტ-ზე მეტი სიმძლავრის ჰესების (გენ) ქსელში ინტეგრაციას, 18% - 100-დან 200 მგვტ-მდე, ხოლო 9% 50 მგვტ-ზე ნაკლებს;

პროექტების 27% ქსელში დანაკარგებს (2022 წლის ზაფხულის მაქსიმუმის რეჟიმის მონაცემებით) ამცირებს 10 მგვტ-ზე მეტად, ხოლო 9% - 2-დან 5 მგვტ-მდე;

პროექტების 55%-ის საპროგნოზო შემოსავალი იქნება წელიწადში 3 მლნ ევროზე მეტი, ამასთან ისინი უზრუნველყოფენ ჰესების ქსელში ინტეგრირებას, პროექტების 27%-ის შემოსავალი იქნება 3 მლნ ევრო ან მეტი, ხოლო პროექტების 18%-ის შემოსავალი იქნება 3 მლნ ევროზე ნაკლები, მაგრამ ისინი უზრუნველყოფენ ჰესების ინტეგრაციას.

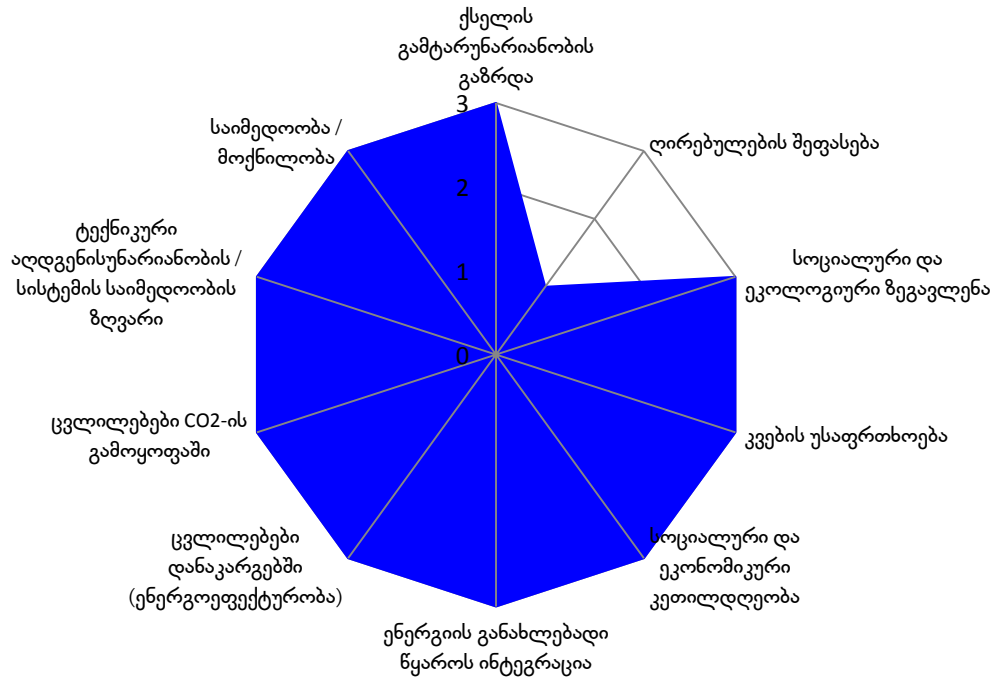
პროექტების 91% უზრუნველყოფს კვების უსაფრთხოების გაძლიერებას იშვიათი (ძლიერი) ავარიების დროს, 9% გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას ნორმალური სიდიდის ავარიების დროს;

პროექტების 18% კრიტიკულად ამაღლებს მთლიანად გადამცემი ქსელის საიმედოობას, 55%-ს მნიშვნელოვანი გავლენა აქვს საიმედოობის ამაღლებაზე, ხოლო დანარჩენი 27% მცირედით ამაღლებს გადამცემი ქსელის საიმედოობას.

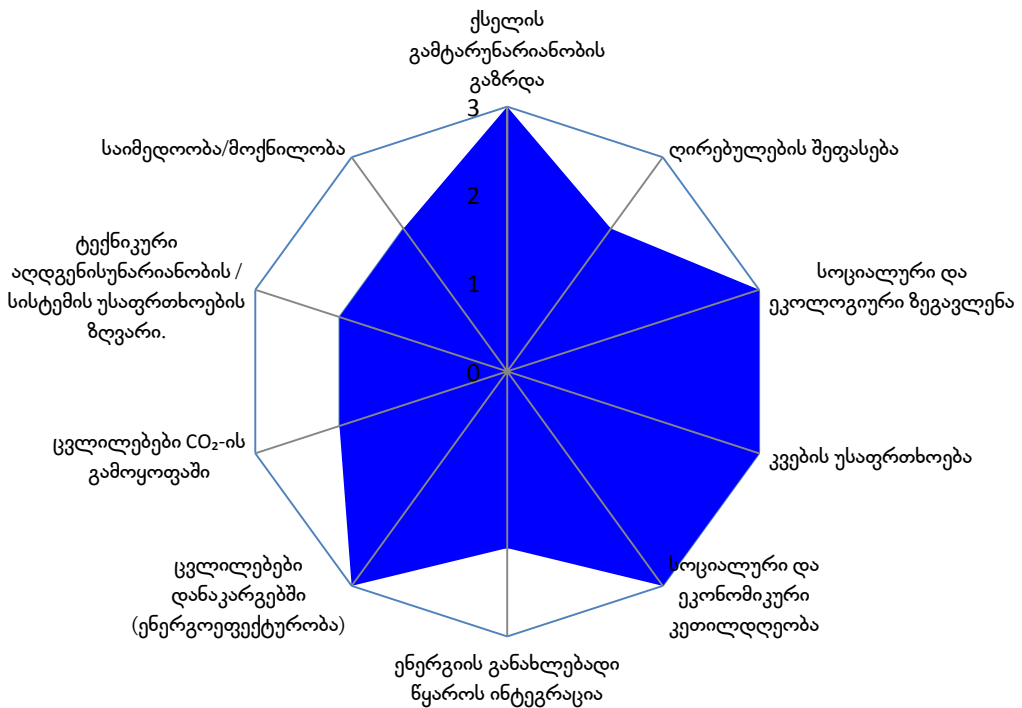
პროექტების 18%-ის ღირებულებაა 100-დან 200 მლნ ევრომდე, პროექტების 36%-ის ღირებულება იცვლება 50-100 მლნ ევრო ფარგლებში, ხოლო 55%-ის ღირებულება ნაკლებია 50 მლნ ევროზე.

CBA მეთოდოლოგიით შეფასების თანახმად, ყველაზე მაღალი რეიტინგის (და საჭიროების) პროექტებია „ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხე“, რომელიც ახდენს 1100 მგვტ-ზე მეტი ჰესების ინტეგრაციას, ზრდის ქსელის გამტარუნარიანობას, საიმედოობას და უზრუნველყოფს N-1 კრიტერიუმის შესრულებას და „ქსანი-ყაზბეგი-მოზლოკი“, რომელიც აძლიერებს რუსეთთან პარალელური მუშაობის საიმედოობას, ამაღლებს საქართველოს ქსელის მდგრადობას და ახდენს 200 მგვტ-მდე სიმძლავრის ჰესების ინტეგრაციას.

პროექტების განხორციელების შედეგად, საქართველოს გადამცემი ქსელის 500/400/330/220/110 კვ ავტოტრანსფორმატორების დადგმული სიმძლავრე გაიზრდება დაახლოებით 5000 მგვა-ით, 500/400/330/220 კვ ელექტროგადამცემი ხაზების სიგრძე - 1700 კმ-ით, რაც უზრუნველყოფს არსებული ქსელის საიმედოობის ამაღლებას და N-1 პირობის შესრულებას განვითარების ყველა ეტაპზე, საქართველოს სატრანზიტო ჰაბის ფუნქციის შესრულებას და 1000 მგვტ-ზე მეტი სიმძლავრის მიმოცვლას როგორც აღმოსავლეთსა და დასავლეთს ასევე ჩრდილოეთსა და სამხრეთს შორის, დამატებით 4000 მგვტ-ზე მეტი სიმძლავრის ჰესების ქსელში ინტეგრაციას რისთვისაც საჭირო საპროგნოზო ინვესტიცია იქნება 623-824 მლნ ევრო.



ნახ 1.9 პროექტი "ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხე", ჯამური ქულა 28



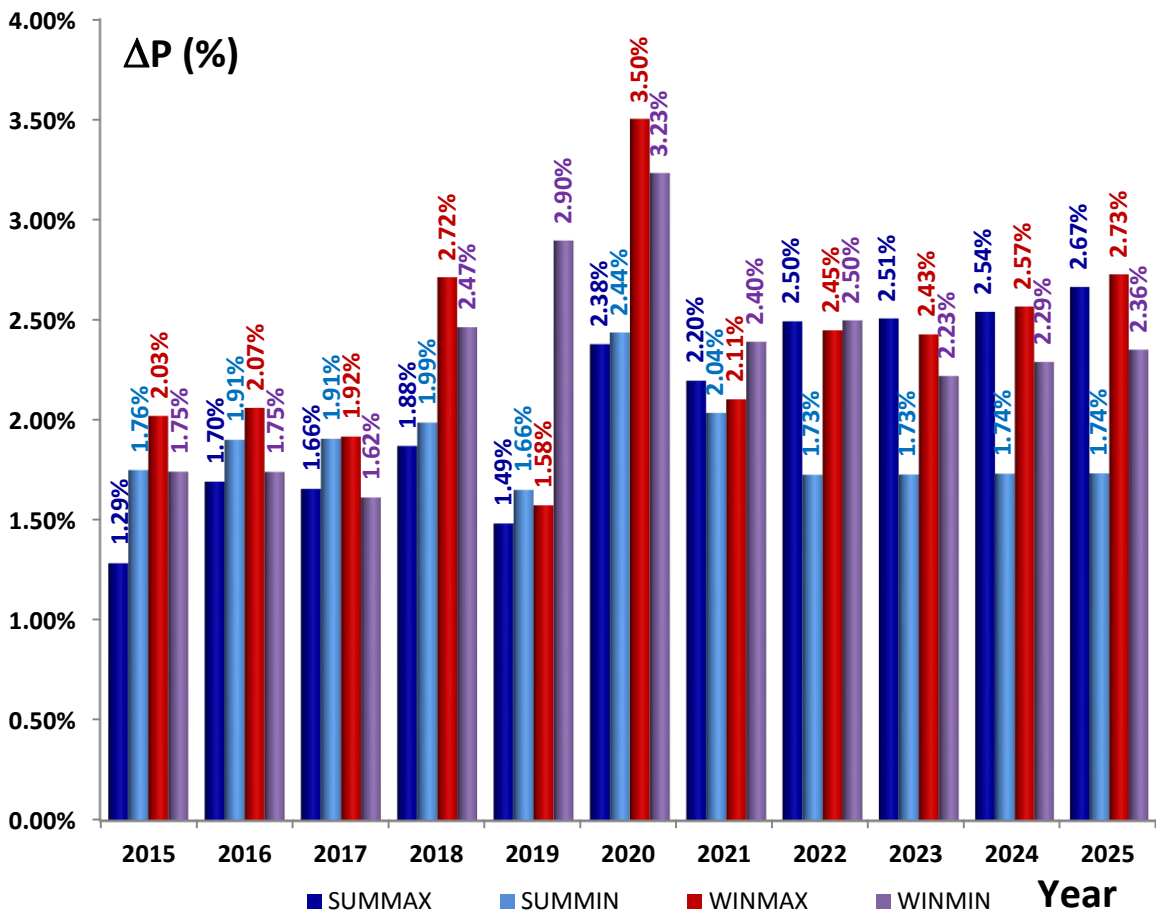
ნახ 1.10 პროექტი "ქსანი-ყაზბევი-მოზლოკი", ჯამური ქულა 25

1.7 ძირითადი გაანგარიშებების შედეგები

ნაკადგანაწილების ანალიზი. 10 წლიანი გეგმისთვის გათვალისწინებულ საქართველოს გადამცემი ქსელის ნებისმიერი ნორმალურ (N) რეჟიმში კვანძების დაბევბი

და ელექტროგადამცემი ხაზებზე გადადინებები ნორმის ფარგლებშია. რაც შეეხება N-1 რეჟიმებს, დასავლეთ საქართველოს 220 კვ ქსელის გადატვირთვას აქვს ადგილი 500 კვ ეგზ „იმერეთის“ მუშაობაში არყოფნისას, 2014-2018 წლებში (500 კვ ეგზ ჯვარი-წყალტუბო ახალციხის აშენებამდე). ამ პერიოდში საჭიროა ავარიის საწინააღმდეგო ავტომატიკის (ასა) მოქმედება, 200-300 მგვტ ტვირთის შეზღუდვა საქართველოს აღმოსავლეთ ნაწილში და ამავე სიდიდის გენერაციის შეზღუდვა ენგური-ვარდნილის კვანძში, რათა არ იქნას დაშვებული აღნიშნული გადატვირთვა. ამასთან 2022-2025 წლებში 500 კვ ეგზ „ქართლი-2“-ის გამორთვისას შესაძლოა გადაიტვირთოს 500 კვ ეგზ „ვარძია“ პირიქით. ამ გადატვირთვას არ ექნება ადგილი, თუკი რუსეთის სამხრეთ ნაწილის ქსელი გაატარებს სიმძლავრეს, რომელიც მოედინებოდა საქართველოს დასავლეთ ნაწილიდან აზერბაიჯანისკენ. წინააღმდეგ შემთხვევაში, საჭიროა ამ 500 კვ-ებიდან რომელიმეს გამორთვისას ასა-ს მიერ შეზღუდული იქნას აზერბაიჯანში ექსპორტი;

სიმძლავრის დანაკარგები საქართველოს გადამცემი ქსელის 500/400/330/220 კვ ძაბვის საფეხურებზე მნიშვნელობა იცვლება 1.3-3.5% ფარგლებში:



ნახ 1.11

მოკლე შერთვის დენების ანალიზი. საქართველოს გადამცემი ქსელის 10 წლიანი განვითარების გეგმისათვის გაანგარიშებული იქნა სამფაზა მოკლე შერთვის დენების მაქსიმალური და მინიმალური მნიშვნელობები. ანგარიშები ჩატარებული იქნა 10 წლიანი გეგმის ოთხი ყველაზე კრიტიკული და სახასიათო წლისთვის (2017, 2021, 2022, 2025)

წლისათვის. ამასთან მაქსიმალური მოკლე პერიოდის დენების გაანგარიშებისას ჩართული იქნა საქართველოს ენერგოსისტემის ყველა გენერატორი და ყველა სისტემათაშორისი ხაზი. მინიმალური მოკლე პერიოდის დენების გაანგარიშებისას, ჩართული იქნა მინიმალური რაოდენობის გენერატორები, რომლებიც შეესაბამებოდა ზაფხულის მინიმუმის რეჟიმს, გამორთული იქნა ყველა სისტემათაშორისი ხაზი. ანგარიშებმა აჩვენა, რომ ზოგიერთ ქვესადგურში 2025 წელს მოკლე პერიოდის დენების სიდიდეები 70-80%-ით აღემატება 2017 წლის ნიშნულებს და შესაძლოა 100%-ით აღემატება დღევანდელ დონეს. ამიტომ, გადასახედი იქნება ქვესადგურების ძალოვანი აპარატურის მედეგობის უნარი მოკლე პერიოდის დენების თერმული და მექანიკური ზემოქმედებისადმი, რათა საჭიროებისას მოხდეს ამ აპარატურის დროული შეცვლა;

დინამიკური მდგრადობა შეისწავლის ენერგოსისტემის ქცევას და გენერატორების სინქრონული მუშაობის შენარჩუნების შესაძლებლობას დიდი შემფოთებებისას, კერძოდ, ელექტროგადამცემი ხაზების ან გენერატორების ავარიული გამორთვისას. დინამიკური მდგრადობის ანალიზი ჩატარდა საქართველოს ენერგოსისტემის 2015, 2017, 2022 და 2025 წლების ზაფხულის მაქსიმალურ რეჟიმებში, შემდეგი შემფოთებებისას: 500 კვ ეგბ-ების ავარიული გამორთვა; ჩანართის ბლოკის ან თურქეთთან 400 კვ კავშირის ეგბ-ის გამორთვა; ენგურჰესის, გარდაბნის 9-ე ბლოკის და ხუდონჰესის აგრეგატის გამორთვა.

საქართველოს ელექტრული სისტემა ყველა შემფოთებისას ინარჩუნებს მდგრადობას, მაგრამ

- 2014-2017 წლებში საჭიროა 500 კვ ეგბ „იმერეთის“, 500 კვ ეგბ „კავკასიონის“, ენგურჰესის აგრეგატის ან 9-ე ბლოკის გამორთვის შემთხვევაში ასა-ს ჩარევა და შესაბამისი მომხმარებლების და/ან გენერაციის შეზღუდვა;
- 2022-2025 წლებში კი მდგრადობა შენარჩუნებულია ბუნებრივად ნებისმიერ შემთხვევაში, გარდა 500 კვ ეგბ-ების „ქართლი-2“-ის ან „ვარძიას“ გამორთვისას, როცა შესაძლოა ასა-ს ჩარევა შემოიფარგლოს მხოლოდ აზერბაიჯანში ექსპორტის შეზღუდვით (შივა მომხმარებლების გათიშვის გარეშე).
- ამასთან 2018-2025 წლებში ასა-ს ჩარევა არ იქნება საჭირო, თუკი ჩრდილო კავკასია შეძლებს ამ ხაზების გამორთვით გამოწვეული ნაკადების გატარებას.

ჰარმონიკული ანალიზი. საქართველოს ელექტროსისტემაში ყველაზე მძლავრი ჰარმონიკული წყარო არის ახალციხის 700 მგვტ სიმძლავრის მუდმივი დენის ჩანართი. ახლო პერსპექტივაში დაგეგმილია ახალი 350 მგვტ სიმძლავრის მუდმივი დენის ჩანართის მშენებლობა ბათუმში და 350 მგვტ სიმძლავრის ბლოკის დამატება ახალციხის ქვესადგურში. ამასთან სომხეთში საქართველოს საზღვრის სიახლოვეს დაგეგმილია 700 მგვტ სიმძლავრის მუდმივი დენის ჩანართის მშენებლობა, რომელიც დაუკავშირდება საქართველოს გადამცემ ქსელს. N რეჟიმში გაანგარიშებული იქნა ცალკეული რიგის ჰარმონიკებისა და ჯამური დამახინჯების კოეფიციენტები. N-1 რეჟიმში, რაც გულისხმობს 500 ან 220 კვ ელექტროგადამცემი ხაზების მუშაობაში არყოფნას, გაანგარიშებული იქნა

მხოლოდ ჯამური დამახინჯების კოეფიციენტები. შედეგების თანახმად, ყველა ჯამური დამახინჯების კოეფიციენტები, როგორც N ასევე N-1 რეჟიმებში ნორმის ფარგლებშია. თუმცა ნორმიდან გარკვეულწილად გადახრილია 13-ე რიგის ჰარმონიკა, რაც, ქსელის მუშაობაზე უარყოფით გავლენას არ ახდენს, მაგრამ საჭიროებს უფრო ზუსტ კვლევას და დამატებითი გაანგარიშებების ჩატარებას.

ამრიგად, ზემოაღნიშნული გაანგარიშებების შედეგების მიხედვით, დაგეგმილი გადამცემი ქსელი საიმედოა, უზრუნველყოფს ენერგოსისტემის მდგრადობას და სისტემის პარამეტრების შენარჩუნებას ქსელის წესებით დადგენილ ფარგლებში.

1.8. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების მაჩვენებლები

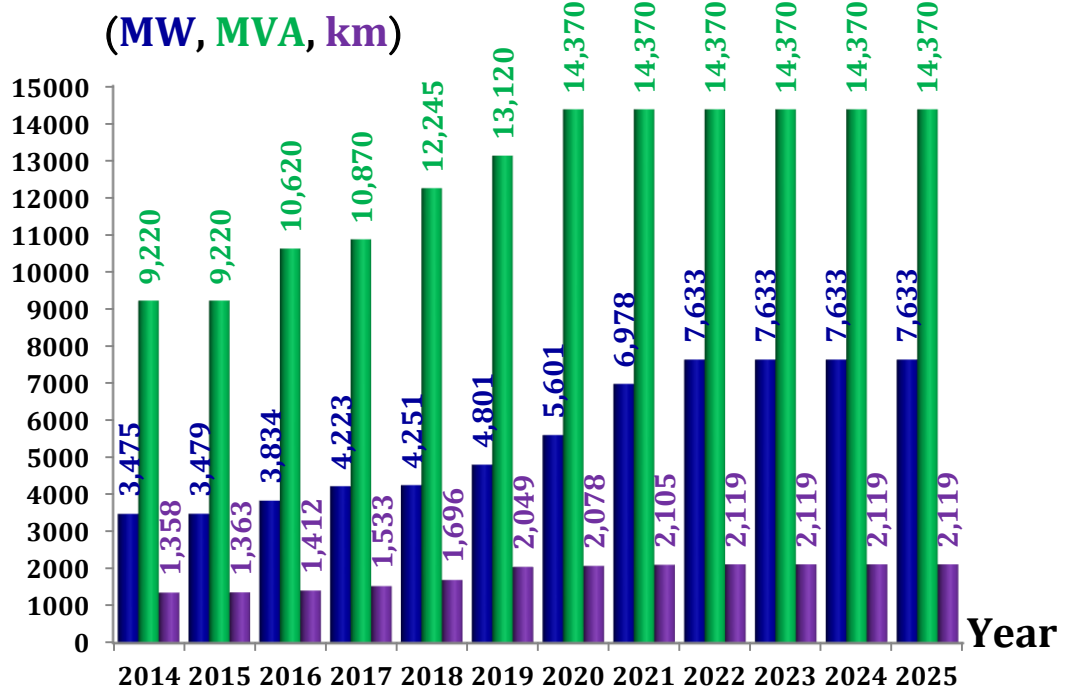
საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარება, რომლის განმაპირობებელი ძირითადი ფაქტორია ელსადგურების ინტეგრაცია, მოცემული იქნება ქვემოთ. ნაჩვენებია იქნება როგორც გადამცემი ინფრასტრუქტურის სიდიდეების, ასევე მაგენერირებელი სადგურების დადგმული სიმძლავრეების მატება წლების მიხედვით ამჟამინდელი (2014 წლის) მდგომარეობით, საქართველოს გადამცემი ქსელის მახასიათებლები მოცემულია შემდეგ ცხრილში:

ცხრილი 1.3

ელექტროგადამცემი ხაზები		ქვესადგურების ავტოტრანსფორმატორები და მუდმივი დენის ჩანართები (მდრ)	
ძაბვა (კვ)	სიგრძე (კმ)	ძაბვა (კვ)	სიმძლავრე (მგვა)
500	841	500/400	875
400	32	500/330	0
330	21	500/220	2800
220	1659	330/220	400
110	3528	220/110	5145
ჯამი	6081	ჯამი	9220

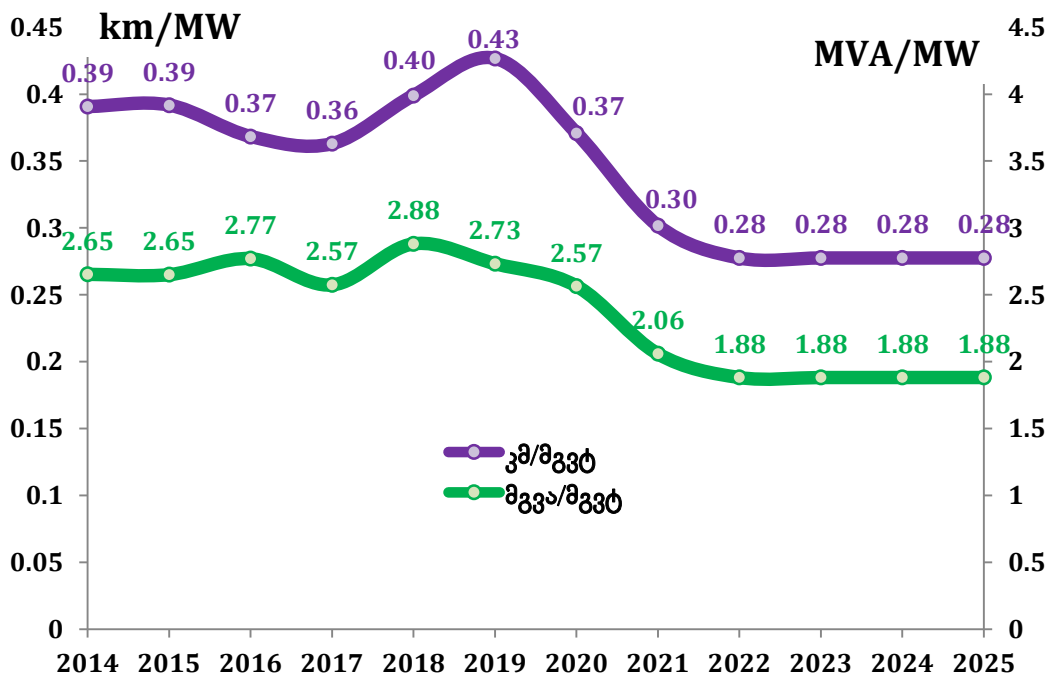
მომავალი 10 წლის განმავლობაში დაგეგმილია საქართველოში 500/220 კვ ეგბებისა და ქვესადგურების მშენებლობა, რაც დასავლეთ საქართველოში განპირობებულია ძირითადად ახალი ჰესების ინტეგრაციით, ხოლო აღმოსავლეთ საქართველოში - ქვეყნის სატრანზიტო პოტენციალის გაზრდით.

შემდეგ დიაგრამაზე, წლების მიხედვით, მოცემულია საქართველოს ენერგოსისტემის გენერაციის დადგმული სიმძლავრის (მგვტ), 500/400/330/220/110 კვ ძაბვების ტრანსფორმატორების და ავტოტრანსფორმატორების დადგმული სიმძლავრის (მგვა) და ეკვივალენტური 500 კვ ეგბ-ის სიგრძე.



ნახ 1.12. საქართველოს ენერჯისტიემის გენერაციისა და 500/400/330/220 კვ გადამცემი ინფრასტრუქტურის განვითარება 2014-2025 წლებში.

ნახ 1.12-ის მიხედვით დადგენილი იქნა საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ისეთი მაჩვენებლები, როგორცაა 1 მგვტ დადგმული სიმძლავრის გენერაციის გამოსატანად საჭირო ეკვივალენტური 500 კვ ელექტროგადამცემი ხაზის სიგრძე და 500/400/330/220/110 კვ (ავტო)ტრანსფორმატორების დადგმული სიმძლავრე.



ნახ 1.13 საქართველოს ენერჯისტიემის გადამცემი ინფრასტრუქტურის განვითარების თანათარღობა გენერაციის განვითარებასთან

რეზიუმე: მიუხედავად იმისა რომ 1 მგვტ დადგმული სიმძლავრის გამოსატანად საჭირო გადამცემი ქსელის ინფრასტრუქტურის ევბ-ების სივრცე და (ავტო)ტრანსფორმატორების დადგმული სიმძლავრე შემცირებულია, როგორც ანგარიშებმა ცხადყო 2022-2025 წლებში საქართველოს ენერგოსისტემის მდგრადობა უფრო მაღალია, ვიდრე 2014-2018 წლებში. ამრიგად, ცხადია, რომ საიმედოობის გაზრდასთან ერთად მოხდა გადამცემი ქსელის ეფექტურობის და ეკონომიურობის ამაღლებაც.

1.9 მეზობელ ქვეყნებთან ელექტროენერჯის მიმოცვლის შესაძლებლობები 2022-2025 წლების მდგომარეობით

2022-2025 წლებისთვის, საქართველო თავისი გეოგრაფიული მდებარეობიდან გამომდინარე, მნიშვნელოვან როლს შესარულებს კავკასიის (შავი ზღვის აუზის ქვეყნების) რეგიონში დაგეგმილი ენერგეტიკული ინტეგრაციის ამოცანათა გადაჭრაში. რაც გულისხმობს ამ ქვეყნებს შორის ელექტროენერჯის მიმოცვლის და საქართველოს ჰიდროენერგორესურსების ათვისებასა და გამოყენებას.

2022-2025 წლებისთვის მნიშვნელოვნად გაძლიერდება საქართველოს ენერგოსისტემის კავშირის ხაზები მეზობელ ენერგოსისტემებთან; თურქეთთან მიმოცვლის შესაძლებლობა გაიზრდება 1400 მგვტ-მდე, რუსეთთან 1700 მგვტ-მდე, სომხეთთან 700 მგვტ-მდე.

ელექტროენერჯის მიმოცვლა ხორციელდება: საქართველოდან რუსეთში, თურქეთში, აზერბაიჯანში, სომხეთში და პირიქით; ასევე რუსეთიდან თურქეთში, აზერბაიჯანიდან თურქეთში; ამ ამოცანათა შესრულებას ემსახურება საქართველოს ელექტროსისტემის სატრანზიტო გადამცემი ხაზები, თუმცა მათი გამტარუნარიანობა შეზღუდულია ქვეყნის ენერგოსისტემის მუშაობის დასაშვები სარეჟიმო პარამეტრებიდან გამომდინარე (ნახ 1.14 და ცხრ.1.4-7)

ცხრ.1.4. რუსეთის ენერგოსისტემასთან სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა

სისტემატაშორისი კავშირი		ჩააქს, მგვტ	შენიშვნა
„ყაზბეგი“ (ქსანი-ყაზბეგი-მოზდოკი) AC-3x300, 500 კვ	ექსპორტი	700	≈
	იმპორტი	700	≈
„კავკასიონი“ AC-3x300, 500 კვ	ექსპორტი	700	≈
	იმპორტი	700	≈
„სალხინი“ AC-400, 220 კვ	ექსპორტი	50	IsI
	იმპორტი	150	IsI

ცხრ.1.5. აზერბაიჯანის ენერგოსისტემასთან სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა

სისტემატაშორისი კავშირი		რეაქს., მგვტ	შენიშვნა
„მუხრანის ველი“ AC-3x300, 500 კვ	ექსპორტი	700	≈
	იმპორტი	700	≈
„გარდაბანი“ AC-480, 330 კვ	ექსპორტი	320	≈
	იმპორტი	320	≈

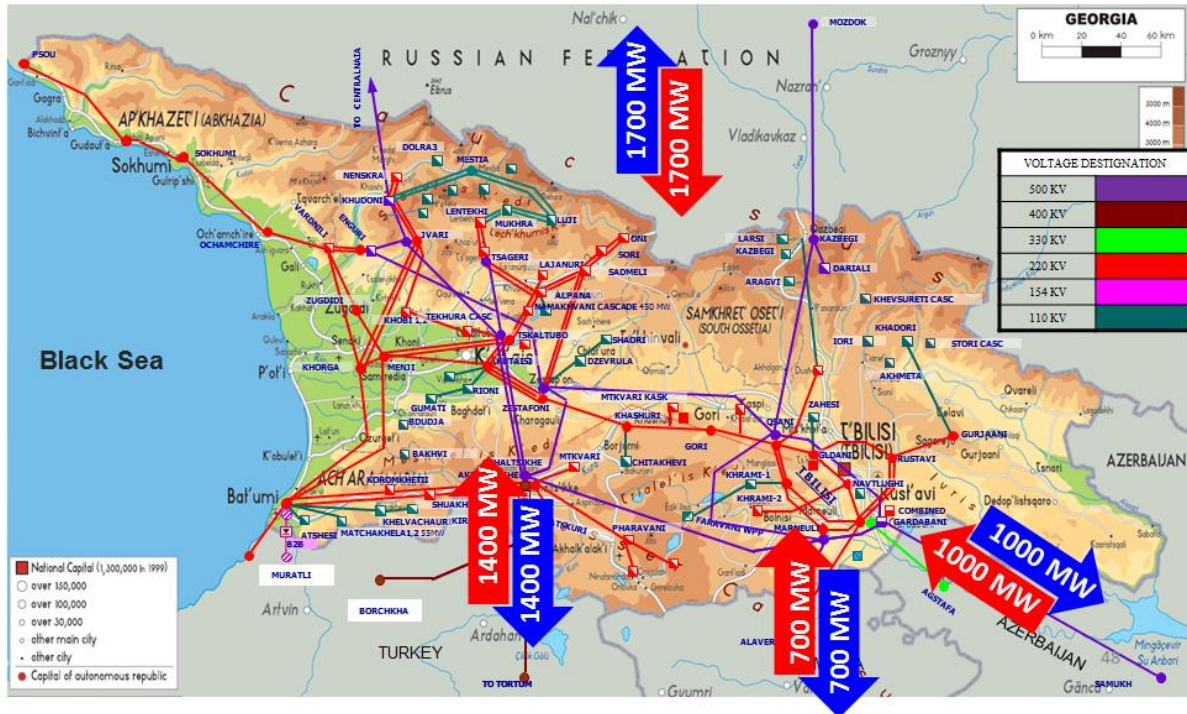
ცხრ.1.6. სომხეთის ენერგოსისტემასთან სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა

სისტემატაშორისი კავშირი		რეაქს., მგვტ	შენიშვნა
„მარნეული“ (მარნეული-აირუმი) AC-3x300, 500 კვ	ექსპორტი	700	B2B
	იმპორტი	700	B2B
„ალაშკერდი“ AC-300, 220 კვ	ექსპორტი	150/100	≈/IsI (რეგ)
	იმპორტი	150/100	≈/IsI (რეგ)

ცხრ.1.7. თურქეთის ენერგოსისტემასთან სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა

სისტემატაშორისი კავშირი		რეაქს., მგვტ	შენიშვნა
„მესხეთი“ AC-3x300, 400 კვ	ექსპორტი	700	B2B
	იმპორტი	700	B2B
„აჭარა“ AC-400, 220 კვ	ექსპორტი	150	IsI (რეგ)
	იმპორტი	150	IsI (რეგ)

- ≈ სინქრონული მუშაობისას
- IsI კუნტულოვან რეჟიმში მუშაობისას
- B2B მუდმივი დენის ჩანართით მუშაობისას



ნახ 1.14 საქართველოს გადამცემი ქსელის სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობები 2025 წლისთვის

1.10 დასკვნა

გადამცემი სისტემის ოპერატორი ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატებთან ერთად ისწრაფვის უზრუნველყოს საიმედო და მაღალი ხარისხის მომსახურება მომხმარებლებისათვის და განავითაროს სათანადო ინფრასტრუქტურა, რაც აუცილებელი იქნება საქართველოს ეკონომიკური განვითარების ხელშეწყობისათვის. ამ განვითარების გეგმაში ასახული პროექტები, რომელთაც თან სდევს შესაბამისი მიმოხილვა, წარმოადგენს ადეკვატურ პასუხს ეკონომიკური და ენერგეტიკული გარემოს ცვლილებებზე. გადამცემი სისტემის ოპერატორი დარწმუნებულია, რომ ამ პროექტების განხორციელების შედეგად დაკმაყოფილებული იქნება ქართული საზოგადოების სურვილები, ქვეყნის ეკონომიკა ღირსეულად დაძლევეს გამონვევებს და შეხვდება უკეთეს მომავალს.

2. შესავალი

საქართველოს ელექტროენერჯის გადამცემი ქსელი ოპერირებს 500/400/330/220/110 კვ ძაბვებზე და ასრულებს სასიცოცხლო როლს ელექტროენერჯის მიწოდებაში. ეს არის ენერგოსისტემის მაგისტრალი, რომელიც უზრუნველყოფს ელექტროენერჯის საიმედო და უსაფრთხო მანერით მიწოდებას გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებისკენ და ელექტროენერჯის ექსპორტ/იმპორტს მეზობელ ქვეყნებთან.

ელექტროენერჯეტიკა არის ეკონომიკის მნიშვნელოვანი ნაწილი, რომელსაც უდიდესი გავლენა აქვს სოციალურ სფეროსა და საქართველოს მოსახლეობაზე. ამიტომ ელექტროენერჯეტიკის ინფრასტრუქტურის განვითარება არის ქვეყნის სტრატეგიული მნიშვნელობის ამოცანა.

ელექტრული ქსელის განვითარების გეგმა 10 წლიანი პერიოდისთვის (შემდგომში „10 წლიანი გეგმა“) ასახავს გამოწვევებს, ქსელის განვითარების მამოძრავებელ ძალებს და მოიცავს მათ საპასუხოდ დაგეგმილ პროექტებს და ქსელის ინვესტიციების საჭიროებებს 2015-2025 წლებში.

განსახილველი დასაგეგმი პერიოდი იყოფა სამ ნაწილად:

1. **ახლო პერსპექტივის დასაგეგმ (მოკლევადიანი დაგეგმვის) პერიოდად**, რაც მოიცავს ნულოვანი წლის (2014 წელი) მომდევნო 3 წელიწადს, ანუ შეადგენს 2015-2017 წლების პერიოდს. ამ პერიოდისთვის დაგეგმილი პროექტების მიზანშეწონილობის შესწავლა“ მიმდინარეობს ან დასრულებულია. საჭირო ინვესტიციები დაზუსტებულია და იდენტიფიცირებულია ახალი ინვესტიციები. ამ სამწლიანი პერიოდისთვის ინვესტიციების 3 წლიანი გეგმა მოცემულია დანართად დ-5.

2. **საშუალო პერსპექტივის დასაგეგმ (საშუალოვადიანი დაგეგმვის) პერიოდად**, რაც მოიცავს ნულოვანი წლის (2014 წელი) მომდევნო 4-5 წელს, ანუ შეადგენს 2018-2019 წლების პერიოდს. ამ პერიოდისთვის დაგეგმილი პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლა“ ჯერ არ არის დაწყებული, თუმცა დაგეგმილია ამ პროექტების ძირითადი მახასიათებლები და სავარაუდო ტექნიკური და ეკონომიკური მონაცემები. უახლოეს ხანებში მოსალოდნელია ამ პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლის“ დაწყება, რამაც შეიძლება ამ პროექტების გარკვეული მახასიათებლები გარკვეულწილად შეცვალოს.

3. **შორი პერსპექტივის დასაგეგმ (გრძელვადიანი დაგეგმვის) პერიოდად**, რაც მოიცავს ნულოვანი წლის (2014 წელი) მომდევნო 6-10 წელს, ანუ შეადგენს 2020-2025 წლების პერიოდს. ამ პერიოდისთვის დაგეგმილი პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლა“ ჯერ არ არის დაწყებული, თუმცა დაგეგმილია მათი აუცილებლობა. 2-3 წელიწადში მოსალოდნელია აღნიშნული პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლის“ დაწყება, რამაც შეიძლება მათი გარკვეული მახასიათებლები შეცვალოს.

10 წლიან გეგმაში განხილული გადამცემი ქსელის ელემენტები და პროექტები სამად იქნა დაჯგუფებული:

1. **სატრანზიტო მნიშვნელობის პროექტები**, ანუ პროექტები რომლებიც ახდენენ გავლენას საქართველოს ენერგოსისტემასა და მემობელ სისტემებს შორის სიმძლავრის ტრანზიტის სიდიდესა და საიმედოობაზე; ასეთებია საქართველოს გადამცემი სისტემის ყველა შიდა 500 კვ ეგზ-ის და ყველა 500/400/330/220/154 კვ ტრანსსასაზღვრო ეგზ-ის შემცველი პროექტები.

2. **სასისტემო მნიშვნელობის პროექტები**. მათ მიეკუთვნება ისეთი პროექტები, რომლებიც აკავშირებენ გადამცემი ქსელის ორ ან მეტ კვანძს (ქმნიან შეკრულ კონტურს), გავლენას ახდენენ ერთი რეგიონიდან მეორე რეგიონისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის სიდიდეზე.

3. **ლოკალური**, ჩიხური 220 ,110 კვ და უფრო დაბალი ნომინალური ძაბვის ეგზ-ების შემცველი პროექტები. ლოკალური პროექტები გადაცემის ლიცენზიატების მიერ არ ხორციელდება.

2.1 კანონმდებლობასთან შესაბამისობა

გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმა შედგენილი იქნა ქართული ენერგეტიკის არსებული ვითარებისა და საუკეთესო ევროპული პრაქტიკის გათვალისწინებით.

საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმის საკანონმდებლო საფუძველს წარმოადგენს კანონი „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ და „ქსელის წესები“, რომელიც დამტკიცებული იქნა საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის (სენმეკ) მიერ.

„ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონის მე-3² მუხლის („საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა“) შესაბამისად:

1. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის შემუშავების მიზანია გადამცემი ქსელის საიმედოობა, უსაფრთხოება, მდგრადი განვითარება, ელექტროენერჯის სათანადო ხარისხის უზრუნველყოფა და ქვეყნის ელექტროენერგეტიკული ქსელის სატრანზიტო პოტენციალის გაზრდა.

2. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა შეიცავს:

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

ბ) გონივრულ პროგნოზებს ელექტროენერჯის წარმოების, მიწოდების, მოხმარების და სხვა ქვეყნებთან ელექტროენერჯის გაცვლის მოცულობების შესახებ;

გ) ინფორმაციას გადამცემი ქსელის იმ ინფრასტრუქტურის შესახებ, რომელიც უნდა აშენდეს ან გაძლიერდეს მომდევნო 10 წლის განმავლობაში, ინვესტიციების განხორციელების კონკრეტული ვადების მითითებით;

დ) ინფორმაციას გადანაცვლები ინვესტიციების შესახებ და იმ ახალი ინვესტიციების იდენტიფიცირებას, რომლებიც უნდა განხორციელდეს მომდევნო 3 წლის განმავლობაში;

ე) ინფორმაციას ახალი გენერაციის ობიექტების (მათ შორის, განახლებადი ენერჯის წყაროების) ქსელში ინტეგრირების შესახებ;

ვ) ინფორმაციას ახალი გენერაციის ობიექტების ინტეგრაციის მიზნებისათვის მომავალი ქსელის თითოეული კვანძის გამტარუნარიანობის შესახებ;

ზ) დასაგეგმარებელი ელემენტების ძალოვანი აპარატურის შერჩევის მიზნებისათვის მოკლე შერთვის დენების განსაზღვრას;

თ) ინფორმაციას გენერაციის ობიექტების შიდა ქსელის განვითარების შესახებ.

3. ეკონომიკის, ფინანსებისა და სტატისტიკის სფეროებში მოქმედი სახელმწიფო უწყებები და დაწესებულებები, ენერჯეტიკის დარგში არსებული ორგანიზაციები სამინისტროს თავიანთი კომპეტენციის ფარგლებში, საქართველოს კანონმდებლობით დადგენილი წესით აწვდიან ინფორმაციას, მონაცემებსა და პროგნოზებს, რომლებიც გათვალისწინებული უნდა იქნეს საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის შემუშავებისას.

4. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის პროექტს ყოველწლიურად, მომდევნო 10 კალენდარული წლისათვის შეიმუშავებს/განახლებს გადამცემი სისტემის ოპერატორი ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატებთან შეთანხმებით (ეს პროცესი აგრეთვე მოიცავს ყველა საჭირო კვლევისა და შეფასების ჩატარებას). აღნიშნული გეგმის პროექტი შემუშავების შემდეგ, მაგრამ არაუგვიანეს შესაბამისი წლის 1 ოქტომბრისა, ეგზავნება სამინისტროს და კომისიას. კომისია საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის პროექტს მიღებიდან 1 თვის ვადაში განიხილავს და სამინისტროს წარუდგენს თავის შენიშვნებსა და რეკომენდაციებს ამ გეგმის პროექტის შესახებ.

5. სამინისტრო საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის პროექტს და წარმოდგენილ შენიშვნებსა და რეკომენდაციებს განიხილავს კომისიასთან, გადამცემი სისტემის ოპერატორთან და ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატებთან ერთად. სამინისტრო საქართველოს მთავრობის თანხმობის საფუძველზე, არაუგვიანეს შესაბამისი წლის დასრულებისა უზრუნველყოფს საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის დამტკიცებას.

6. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმაში რიგგარეშე ცვლილების შეტანა შესაძლებელია გეგმის დამტკიცებისათვის ამ მუხლით დადგენილი წესისა და პროცედურების დაცვით. აღნიშნულ გეგმაში შესატანი რიგგარეშე ცვლილების პროექტის შემუშავება და განსახილველად წარდგენა შეიძლება კალენდარული წლის ნებისმიერ დროს.

ამავე დროს, „ელექტროენერჯეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონში ცვლილების შეტანის თაობაზე“ საქართველოს 2014 წლის 12 დეკემბრის კანონის მე-2 მუხლის მე-3 პუნქტის მიხედვით:

გადამცემი სისტემის ოპერატორმა საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის პირველი პროექტი შეიმუშაოს და საქართველოს ენერჯეტიკის სამინისტროსა და საქართველოს ენერჯეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელ ეროვნულ კომისიას წარუდგინოს არაუგვიანეს 2015 წლის 31 იანვრისა.

საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების პირველი ათწლიანი გეგმა დამტკიცდეს არაუგვიანეს 2015 წლის 15 აპრილისა.

• ქსელის წესების 29-ე მუხლის „**გადამცემი ქსელის დაგეგმვა**“ თანახმად:

1. დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატის (სსე) მიერ ხორციელდება გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმის შემუშავება, მათ შორის ყველა საჭირო კვლევა და შეფასება.
2. დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატი (სსე) უზრუნველყოფს გადაცემის ლიცენზიატების, მაძიებლებისა და მოსარგებლეებისაგან მონაცემების შეგროვებასა და კოორდინაციას, აგრეთვე ინფორმაციის გაცვლას მებობელი ქვეყნების ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპერატორებთან.
3. დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატმა (სსე) უნდა შეიმუშაოს გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმა ათწლიანი პერიოდისათვის, რომელსაც წარუდგენს საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელ ეროვნულ კომისიასა და საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტროს.

• ქსელის წესების 30-ე მუხლის „**ძირითადი პრინციპები**“ თანახმად

1. დაგეგმვის პროცესში სხვა გარემოებებთან ერთად გათვალისწინებულ უნდა იქნეს:
 - ა) საიმედოობის ტექნიკური მოთხოვნები;
 - ბ) ეკონომიკური და ოპერატიული მართვის, ტექნომსახურების, რელეური დაცვისა და ავტომატიკის საკითხები;
 - გ) ელექტროენერჯის წარმოების, მოხმარებისა და განაწილების ობიექტებთან კოორდინაციის საკითხები;
 - დ) საინფორმაციო ტექნოლოგიებისა და გარემოს დაცვის მოთხოვნები.
2. გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმა უნდა ითვალისწინებდეს საიმედოობის, ეკონომიკურობის, გარემოს დაცვის, განვითარების პროგნოზების, სისტემათაშორისი კავშირებისა და ადგილობრივი გადამცემი ქსელის დაგეგმვის საკითხებს.
3. წესებში გადამცემი ქსელის საიმედოობის შესაფასებლად გამოიყენება ორი კრიტერიუმი:
 - ა) ადეკვატურობა – ელექტროენერგეტიკული სისტემის უნარი უწყვეტად დააკმაყოფილოს მომხმარებელთა მოთხოვნილება ელექტროენერჯიან, როგორც ქსელის ელემენტის გვემიური, ასევე მოულოდნელი გათიშვის პირობებში.
 - ბ) მდგრადობა - ელექტროენერგეტიკული სისტემის უნარი გაუძლოს შეშფოთებებს, როგორცაა მოკლე ჩართვა ან ელექტროენერგეტიკული სისტემის ელემენტების მოულოდნელი გათიშვა.
4. დაგეგმვის ეს მოთხოვნები მხედველობაში უნდა იქნეს მიღებული განვითარების სხვადასხვა სცენარებისა და გაუთვალისწინებელი სიტუაციების ალბათობის შეფასებისას.
5. გრძელვადიანი გეგმები ყოველწლიური პერიოდულობით უნდა გადაიხედოს
6. დაგეგმვის პროცესი უნდა შედგებოდეს შემდეგი ძირითადი ეტაპებისაგან:
 - ა) მონაცემების შეგროვება;
 - ბ) მონაცემების დამუშავება;
 - გ) მოდელირება;
 - დ) ნაკლოვანების აღმოფხვრის ან შემცირების ოპტიმალური გეგმის შემუშავება;
 - ე) გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმის მომზადება.
7. დაგეგმვის პროცესი უნდა მოიცავდეს:

- ა) ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობას წლის სეზონების მიხედვით;
- ბ) მოკლევადიან პერიოდში ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის დეტალურ შესწავლას;
- გ) საშუალოვადიან და გრძელვადიან პერიოდში ელექტროენერგეტიკული სისტემის სტრატეგიული დაგეგმვის მოთხოვნებს.

8. დაგეგმვის პროცესი უნდა დაიწყოს ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის შეფასებით.

პოტენციური რისკების გამოვლენის შემთხვევაში, განხორციელდეს რისკების დეტალური ანალიზი, მისი აღმოფხვრის ან შემცირების მიზნით.

9. ელექტროენერგეტიკული სისტემის განვითარების გეგმა უნდა იძლეოდეს გამოვლენილი რისკების აღმოფხვრის ან/და შემცირების შესაძლებლობას.

- ქსელის წესების 35-ე მუხლის „**გადამცემი ქსელის დაგეგმვის კრიტერიუმები**“ თანახმად

1. გადამცემი ქსელის დაგეგმვისას უზრუნველყოფილ უნდა იქნეს ელექტროენერჯის სტანდარტული პარამეტრების შენარჩუნება ..., ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვისა და ელექტროენერჯის წარმოების მოსალოდნელი სიდიდეების პირობებში.

2. გადამცემი ქსელის დაგეგმვისას გათვალისწინებული უნდა იყოს სასისტემო ავარიის თავიდან აცილებისა და სისტემის სტაბილურობის უზრუნველყოფის ღონისძიებები მოსალოდნელი ავარიული სიტუაციების პირობებში, რომლებიც შეიძლება გამოწვეული იყოს:

- ა) სისტემის ერთი ელემენტის მწყობრიდან გამოსვლით (N-1);
- ბ) სისტემის ერთი ელემენტის მწყობრიდან გამოსვლით, პლუს ერთი ენერგობლოკის/აგრეგატის ავარიული გამორთვით (N-G-1);
- გ) სისტემის ერთი ელემენტის შეკეთებაში ყოფნის დროს სისტემის სხვა ელემენტის ავარიული გამორთვით (N-1-1).

2.2 გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი წლიანი გეგმის შემუშავების პროცესი

საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი წლიანი გეგმის შემუშავება მოხდა გადამცემი სისტემის ოპერატორის სსე-ის მიერ, ენერგეტიკის სამინისტროს დახმარებით მიღებული ინფორმაციების საფუძველზე (გენერაცია, მოხმარების ზრდა). ამ გეგმაში, წინასწარი შეფასებით, განსაზღვრული იქნა:

- ასაშენებელი ელექტროგადამცემი ხაზები, მათი ძაბვები და სიგრძეები, სავარაუდო ინვესტიციები;
- ასაშენებელი ქვესადგურების სიმძლავრეები, ძაბვები, სავარაუდო ინვესტიციები;

2014 წლის მარტის ბოლოს გაიმართა კონსულტაციები სსე-ის სპეციალისტებსა და USAID-ის კონსულტანტებს შორის;

2014 წლის აპრილ-მაისში მოხდა პერსპექტიული სქემის ნაკადგანანლიების ნორმალური და N-1 რეჟიმების ანალიზი, რომელთა შედეგების საფუძველზე განხორციელდა განვითარების გეგმის 2020-22 წლების ნაწილის კორექტირება;

2014 წლის მაისის ბოლოს მოხდა პერსპექტიული პროექტებისთვის საჭირო ინვესტიციების მიზანშეწონილობის წინასწარი შეფასება ENTSO-E-ს მეთოდოლოგიის მიხედვით და გაიმართა კონსულტაციები სსე-ის სპეციალისტებსა და Clean Energy-ის კონსულტანტებს შორის, პროექტების შეფასების ფინანსურ ნაწილზე.

30 მაისის მოხდა ათწლიანი გეგმის პირველი სამუშაო ვერსიის წარდგენა.

2014 წლის ივნისში შედგა პორტუგალიური გადამცემი სისტემის ოპერატორის - REN-ის წარმომადგენლების კონსულტაციები სსე-ის სპეციალისტებისათვის;

2014 წლის ივნისის ბოლოს მოხდა მეორე სამუშაო ვერსიის განხილვა;

2014 წლის აგვისტოში მოხდა მესამე სამუშაო ვერსიის განხილვა;

2014 წლის 3 სექტემბერს „საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმის“ საბოლოო მუშა ვერსიის განხილვა სსე-ში;

2014 წლის სექტემბერ-ოქტომბერ-ნოემბრის თვეებში კონსულტაციების გამართვა ენერჯეტიკის სამინისტროსთან;

2014 წლის დეკემბრის მიწურულს „ელექტროენერჯეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონში ცვლილება „საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი წლიანი გეგმის“ შესახებ;

2015 წლის იანვარში კონსულტაციები საქართველოს გადამცემი ქსელის ტექნიკურ ოპერატორს სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემასა“ და გადაცემის ლიცენზიანტებს ს/ს „გაერთიანებული ენერჯეტიკული სისტემა საქრუსენერგოსა“ და შ.პ.ს. „ენერგოტრანსს“ შორის, გეგმის შესათანხმებლად;

2015 წლის იანვრის ბოლოს „საქართველოს გადამცემი ქსელის ათწლიანი გეგმის“ გაგზავნა განსახილველად ენერჯეტიკის სამინისტროსთან და კონსულტაციებისთვის სემეკთან.

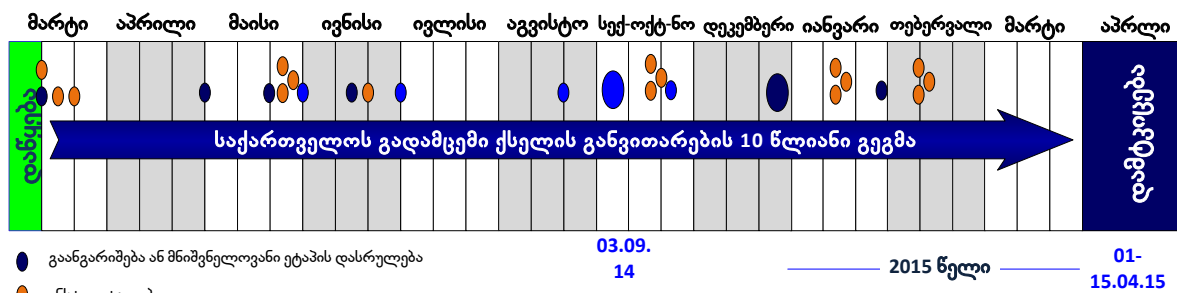
2015 წლის 10 თებერვალი - გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის პროექტის პირველი განხილვა ენერჯეტიკის სამინისტროში. წინასწარი განხილვის შედეგად მოწონებულ იქნა ათწლიანი გეგმის პროექტში ასახული ღონისძიებები, პრიორიტეტები, ვადები და სხვა პირობები. ამასთან, რეკომენდებული იქნა გურიის ჰესების ინტეგრაციისთვის აღნიშნულ გეგმაში გათვალისწინებული ყოფილიყო 220 კვ ქ/ს „ოზურგეთის“ მშენებლობა.

2015 წლის 10 მარტი - გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის პროექტის მეორე განხილვა ენერჯეტიკის სამინისტროში. განხილული იქნა ათწლიანი გეგმის შესწორებული ვარიანტი და სემეკის შენიშვნები. ჩატარებული განხილვის შედეგად მოწონებულ იქნა ათწლიანი გეგმის პროექტი მასში გადამცემი სისტემის ოპერატორის მიერ მიმდინარე ეტაპზე ასახული შესწორებების გათვალისწინებით. გადანყდა, გატარებული იქნას სათანადო ღონისძიებები ათწლიანი გეგმის პროექტის საქართველოს ენერჯეტიკის სამინისტროს მიერ საქართველოს მთავრობის წინაშე განსახილველად წარსადგენად.

2015 წლის 13 მარტი - გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის პროექტის განხილვა საქართველოს ტექნიკურ უნივერსიტეტში, სადაც მონაწილეობდა ენერჯეტიკის დარგში მოღვაწე წამყვანი სპეციალისტები, მეცნიერები და პროფესორ-მასწავლებლები. გეგმამ დამსწრეთაგან დაიმსახურა უაღრესად დადებითი შეფასება.

2015 წლის 19 მარტს „საქართველოს გადამცემი ქსელის ათწლიანი გეგმის“ საბოლოო შესწორებული ვარიანტი გადაგზავნილი იქნა დასამტკიცებლად ენერჯეტიკის სამინისტროსთვის.

2015 წლის აპრილის პირველი ნახევარი: „საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი წლიანი გეგმის“ დამტკიცება ენერჯეტიკის სამინისტრო მიერ.



ნახ 2.1 საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმის შემუშავება

საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების გეგმის შექმნის ეტაპები



2.3 მონაცემების მენეჯმენტი/გაანგარიშებისას გამოყენებული პროგრამები

გადამცემი ქსელა განიცდის მუდმივ განვითარებას. ვითარდება, იცვლება და მოდიფიცირდება ასევე გადამცემი ქსელის განვითარების პროექტები. გადამცემი ქსელის ამ განვითარების გეგმაში მოცემული პროექტები წარმოადგენს ენერგეტიკის სამინისტროს და სსე-ის წინა წლებში შემუშავებული განვითარების სქემების და ხედვის მოდიფიკაციებს. ამ დოკუმენტში ასახულია საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ყველა პროექტი.

ენერგეტიკის სამინისტროს დახმარებით მიღებული იქნა მონაცემები (2014 წლის მარტი) პერსპექტიული ელსადგურების დადგმული სიმძლავრეების, გამოშვებების, გეოგრაფიული ადგილმდებარეობის, კატეგორიებისა და მათი ექსპლუატაციაში შესვლის წლების შესახებ. ასევე მიღებული იქნა ენერგოსისტემაში მოხმარების ზრდის საპროგნოზო მაჩვენებელი წლიურად 5%. ეს მონაცემები გამოყენებული იქნა ქსელის ნაკადგანაწილების გაანგარიშებისთვის.

ენერგეტიკის სამინისტროს დახმარებით იქნა მიღებული ასევე ზემოაღნიშნული გენერატორების საპროექტო მონაცემები დინამიკური და ჰარმონიკული ანალიზისათვის (2012-2013 წლები). ასეთი მონაცემების არარსებობისას, აღებული იქნა ტიპური მონაცემები, სსე-ის სპეციალისტების მიერ შედგენილი გენერატორების ტიპური მონაცემთა ბაზების საშუალებით.

ელექტროგადამცემი ხაზების, ქვესადგურების, ტრანსფორმატორების, რეაქტორების, მუდმივი დენის ჩანართების, არსებული ელსადგურების/გენერატორების მონაცემებისა და მდგომარეობის შესახებ მონაცემებად გამოყენებული იქნა სსე-ში არსებული და მუდმივად განახლებადი ინფორმაციის ბოლო ვერსია.

პერსპექტიული ხაზების, ქვესადგურების, ტრანსფორმატორების, მუდმივი დენის ჩანართების, რეაქტორების შესახებ სსე-ის სპეციალისტების მიერ, მოდელირების მიზნისთვის, აღებული იქნა სტანდარტული მონაცემები.

გაანგარიშებები ჩატარდა სსე-ის სპეციალისტების მიერ.

ნაკადგანაწილების, მდგრადობის და მოკლე შერთვის ანალიზისათვის გამოყენებული იქნა საინჟინრო მოდელირების პროგრამა PSS/E, რომლის მოდელიც მოიცავდა შემდეგ ელემენტებს:

- საქართველოს გადამცემი ქსელის 500/400/330/220/110 კვ ძაბვის ელემენტები და უფრო დაბალი ძაბვის ქსელის ის ნაწილი, რომლითაც გენერაციის ობიექტები უკავშირდებიან 110 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ქსელს.
- აზერბაიჯანის, სომხეთის და თურქეთის გადამცემი ქსელის და რუსეთის ქსელის სამხრეთ ნაწილის მოდელეები და/ან ეკვივალენტები.
- 3 მგვტ და უფრო მძლავრი სინქრონული გენერატორები.

ჰარმონიკული ანალიზი ჩატარებული იქნა პროგრამით Digsilent PowerFactory და აქ გამოყენებული მოდელი მოიცავდა იმავე ელემენტებს, რასაც PSS/E.

2.4 დოკუმენტის სტრუქტურა

საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმა შედგება შემდეგი თავებისაგან:

თავი 1 - შემაჯამებელი რეზიუმე. აქ მოკლედ არის აღწერილი მთელი 10 წლიანი გეგმის მიზანი, შემცველობა, შედეგები, პროექტები, განვითარების სცენარები, დასკვნები და რეკომენდაციები.

თავი 2 - შესავალი. კანონმდებლობასთან შესაბამისობა, დაგეგმვის კრიტერიუმები, საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმის შემუშავების პროცესი, მონაცემების მენეჯმენტი და გაანგარიშებებისას გამოყენებული საინჟინრო მოდელირების პროგრამები.

თავი 3 - არსებული ვითარება. საქართველოს გადამცემი ქსელის და მთლიანი ენერგოსისტემის მაჩვენებლები. 500/220 კვ ელექტროგადამცემი ხაზების და ტრანსფორმატორების გამტარუნარიანობები. მეზობელ ენერგოსისტემასთან კავშირის ხაზების გამტარუნარიანობები და ქსელის სუსტი ადგილები.

თავი 4 - საწყისი ინფორმაცია. ცნობები ქსელში ჩასართავი ელექტროსადგურების სიმძლავრეების, გამომუშავების, კატეგორიების და ქსელში ჩართვის წლების შესახებ; მოხმარების ჯამური წლიური საპროგნოზო პროცენტული ზრდა და საპროგნოზო ფასები 500/220, 220/110 კვ ქვესადგურებისა და 1 კმ სიგრძის 500 და 220 კვ ელექტროგადამცემი ხაზების შესახებ.

თავი 5 - საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ფაქტორები. პირველადი ფაქტორები (საიმედოობა, გენერაციის ინტეგრაცია და მოხმარების ზრდა), რომლების უშუალო გავლენას ახდენს ქსელის განვითარებაზე; ასევე მეორეული ფაქტორები (სიხშირის და ძაბვის რეგულირების მხრივ ვითარება, რეზერვების დეფიციტი), რომლებსაც არაპირდაპირი, მაგრამ მნიშვნელოვანი ზემოქმედების მოხდენა შეუძლია ქსელის განვითარებაზე.

თავი 6 - საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების სტრატეგია და მეთოდოლოგია. ძირითადი პრინციპები და ხედვა საქართველოს გადამცემი ქსელის შესახებ. ასევე ის სცენარები, რომელთა მიხედვითაც არის შესაძლებელი ამ ქსელის განვითარება.

თავი 7 - სიმძლავრის და ენერჯის საპროგნოზო ბალანსები. ენერჯის წლიური ბალანსები (გენერაცია, მოხმარება, ექსპორტი და იმპორტი) და სიმძლავრის ბალანსები (ზაფხულისა და ზამთრის მაქსიმუმი და მინიმუმი) 2015-2025 წლებისთვის.

თავი 8 - გამოვლენილი პროექტები და ინვესტიციების საჭიროება. გადამცემი ქსელის განვითარების პროექტები 2015-2025 წლებისთვის, მათი მოკლე აღწერა, დანიშნულება, სავარაუდო ღირებულება და ცალხაზოვანი სქემები.

თავი 9 - საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების მიმდევრობა. წლების მიხედვით გენერაციის ობიექტების ექსპლუატაციაში შესვლა და გენერაციის ზრდის შესაბამისად გადამცემი ქსელის განვითარება.

თავი 10 - ნაკადგანაწილების ანალიზი. ნორმალური დამყარებული რეჟიმები 2015-2025 წლებისთვის. დანაკარგების და N-1 რეჟიმების გაანგარიშებების შედეგები.

თავი 11 - მოკლე შერთვის დენების ანალიზი. სამუაბა მოკლე შერთვის დენების მაქსიმალური და მინიმალური სიდიდეები 500/400/330/220 კვ კვანძებში.

თავი 12 - დინამიკური მდგრადობის ანალიზი. N-1 შემოვლოთებების შემთხვევაში ენერგოსისტემის მოქცევის შედეგები.

თავი 13 - ჰარმონიკული ანალიზი. ელექტროენერჯის ხარისხის ანალიზი 2015-2025 წლებისთვის N და N-1 რეჟიმებში.

თავი 14 - საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების მაჩვენებლების ანალიზი. გაანალიზებულია, გენერაციის ქსელში გასატანად თუ რა სიგრძის ხაზების და სიმძლავრის ქვესადგურების მშენებლობაა დაგეგმილი.

თავი 15 - სიმძლავრის მიმოცვლის NTC და გენერაციის ინტეგრაციის შესაძლებლობები 2025 წლისათვის. მაქსიმალური შესაძლო გადადინებები კავშირის ხაზებზე, მდგრადობისა და საიმედოობის გათვალისწინებით, გეგმაში გათვალისწინებული გარდა, კიდევ რა სიმძლავრის გენერაციის მიერთებაა შესაძლებელი 500/220 კვ კვანძებში.

თავი 16 - ახალი ტექნოლოგიები. SCADA, მულტივი დენის ჩანართები, ავარიის საწინააღმდეგო ავტომატიკა.

თავი 17 - მომავლის ხედვა 2026-2050 წლებისთვის;

თავი 18 - დასკვნები და რეკომენდაციები.

აბრევიატურები და ტერმინოლოგია

გამოყენებული ლიტერატურა

დანართები

3. არსებული ვითარება

3.1. გადამცემი სისტემის ოპერატორი

„ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ 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 „ელექტროგადამცემისა“ და შპს „ელექტროდისპეტჩერიზაციის“ შერწყმის შედეგად. „საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის“ (სენშეკ) მიერ გაცემული ლიცენზიებისა და გადაცემა-დისპეტჩერიზაციისათვის დადგენილი ტარიფების საფუძველზე, სსე ახორციელებს სისტემის ტექნიკურ მართვას ელექტროენერჯის მიწოდება-მოხმარების სტაბილური რეჟიმის უზრუნველსაყოფად, და საქართველოში წარმოებულ ან იმპორტირებულ ელექტროენერჯიას გადასცემს სადისტრიბუციო ენერგოკომპანიებს, პირდაპირ მოხმარებლებს ან მფლობელი ქვეყნების ენერგოსისტემებს. სსე საქმიანობას ახორციელებს სენშეკ-ის მიერ 2002 წლის 20 დეკემბრის გადაწყვეტილებით დამტკიცებული ელექტროენერჯის გადაცემისა და დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიების საფუძველზე.

3.1.1 დისპეტჩერიზაცია

საქართველოს ენერგოსისტემის ეროვნული სადისპეტჩერო ცენტრი განლაგებულია სსე-ს სათაო ოფისში. ის პასუხისმგებელია საქართველოს ენერგოსისტემის ოპერატიულ მართვაზე, 500/400/330/220/110/35 გადაცემი 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.

3.1.2 გადაცემა

სსე-ს, ელექტროენერჯის გადაცემის ლიცენზიატების „ენერგოტრანსის“ და „საქრუსენერგოს“ ბალანსზე ირიცხება 500/400/330/220/110/35 კვ გადაცემი ხაზები საერთო სიგრძით - 3265 კმ, და 92 ქვესადგური საერთო დადგმული სიმძლავრით - 10213 მგვა, მათ

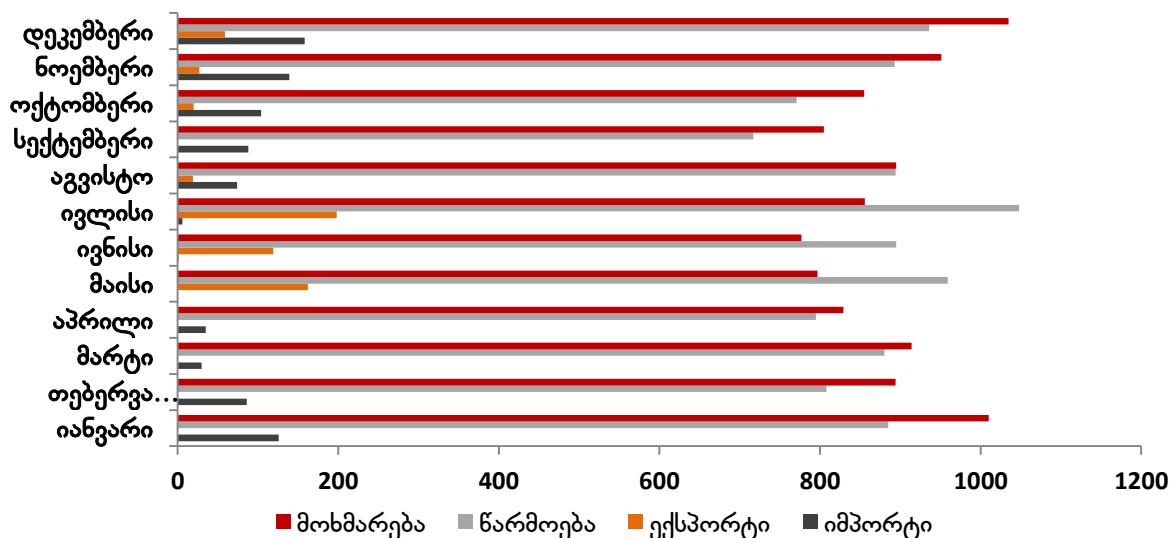
შორის ოთხი (4) სტრატეგიული მნიშვნელობის 500 კვ ქვესადგური და ჩვიდმეტი (17) 220 კვ ქვესადგური.

3.1.3 მისია

რეგიონის ენერგეტიკულ სექტორში საქართველოს ენერგოსისტემის ლიდერად ჩამოყალიბება, ქვეყნის სატრანზიტო როლის განვითარება და ადგილობრივი და საერთაშორისო მომხმარებლებისთვის მაღალი საიმედოობით და მაღალი ხარისხის ელექტროენერჯით მომარაგება.

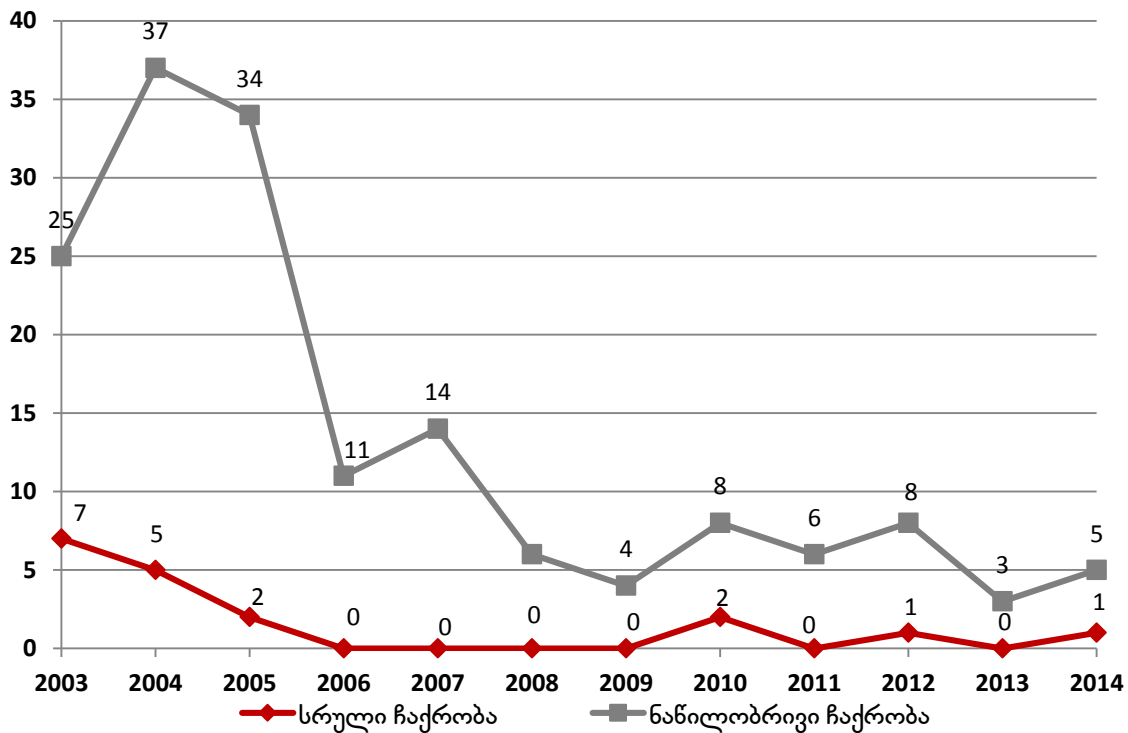
3.2. 2014 წლის სტატისტიკა

პიკური დატვირთვა (მგვტ)	1 853.0
სეზონური სადგურების გენერაცია (მლნ კვტ სთ)	3 176.4
მარეგულირებელი სადგურების გენერაცია (მლნ კვტ სთ)	5 158.9
თბოსადგურების გენერაცია (მლნ კვტ სთ)	2 035.9
ექსპორტი (მლნ კვტ სთ)	603.6
იმპორტი (მლნ კვტ სთ)	851.9
სულ მოხმარება (მლნ კვტ სთ)	10 619.4
სულ გენერაცია (მლნ კვტ სთ)	10 371.1

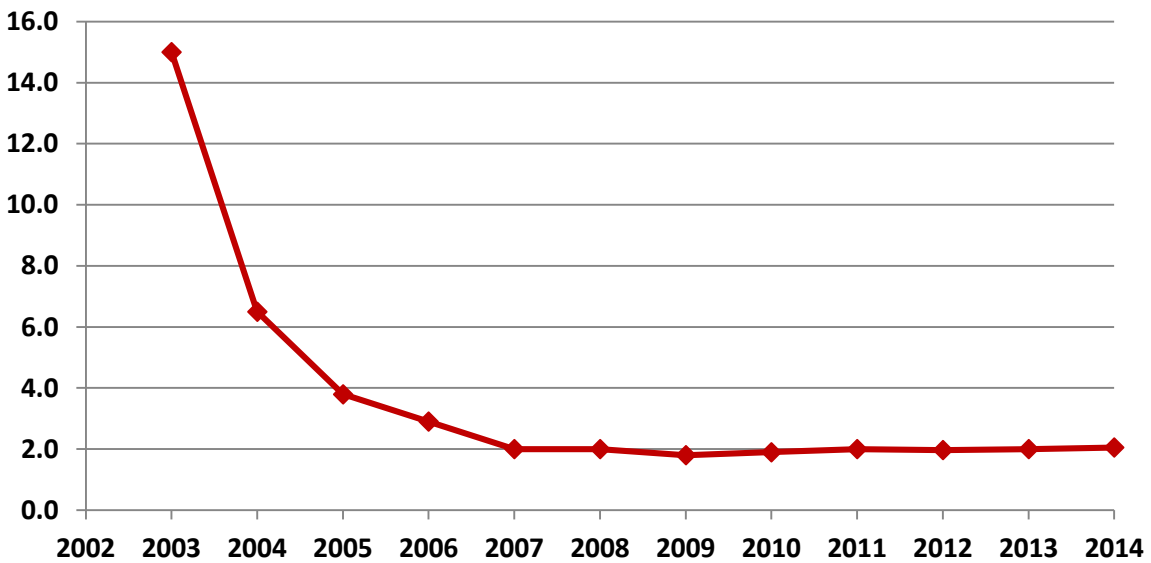


ნახ 3.1

სეზონური ელექტროსადგურების გამოშვებებამ შეადგინა 3176.4 მლნ კვტსთ, რაც დღე-ღამეში საშუალოდ 8.70 მლნ კვტსთ-ს შეადგენს. პიკურ დატვირთვას (1850 მგვტ) ადგილი ჰქონდა 2014 წლის 31 დეკემბერს. მოელი წლის განმავლობაში საშუალო სიხშირის მაჩვენებელი სტანდარტულთან მაქსიმალურად იყო მიახლოებული და 49.8-50.2 ჰერცს შორის მერყეობდა. აღსანიშნავია, რომ საქართველოდან თურქეთში წელს პირველად განხორციელდა ელექტროენერჯის ექსპორტი მუდმივი დენის ჩანართის საშუალებით, შედეგად გაიზარდა საქართველოს გადამცემი ქსელის დატვირთვა, მაგრამ ამის მიუხედავად, ტექნიკური დანაკარგების სიდიდე შენარჩუნებული იქნა 2%-ის სიახლოვეს, ასევე გამორთვების სტატისტიკა შენარჩუნდა წინა წლების დონეზე.



ნახ 3.2. გათიშვები 2003-2014 წლებში



ნახ 3.3. ტექნიკური კარგები % 2003-2014 წლებში

3.3 მონაცემები გენერაციის შესახებ

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

ელექტროენერჯის გენერაციის ობიექტების, კერძოდ ჰიდრო და თბოელექტროსადგურების საერთო დადგმული სიმძლავრე 3530 მგვტ-ს შეადგენს. ქვეყანაში წარმოებული ელექტროენერჯის მთლიანი მოცულობის ერთ მესამედს გამოიმუშავებს უმსხვილესი ჰიდროელექტროსადგური „ენგური“ („ენგურჰესი“), რომლის დადგმული სიმძლავრე შეადგენს 1300 მგვტ-ს, ხოლო მუშა სიმძლავრე - 1200 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.

არსებული მუშა სიმძლავრის ჯამური მოცულობა შეადგენს 3480 მგვტ-ს, რომელიც მოიცავს ჰესების მიერ გენერირებულ 2750 მგვტ-ს და თბოელექტროსადგურების მიერ გენერირებულ 730 მგვტ სიმძლავრეს. ნავარაუდებია, რომ 2015-2020 წლებში არსებულ მუშა სიმძლავრეს დაემატება ახალი ჰესების მიერ გენერირებული დამატებითი სიმძლავრე, რაც უზრუნველყოფს ჯამური დადგმული სიმძლავრის ზრდას არსებული 3530 მგვტ-დან 3567 მგვტ-მდე 2015 წლისთვის, 5551 მგვტ-მდე - 2020 წლისთვის და 7541 მგვტ-მდე - 2025 წლისთვის.

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

ქვეყნის ენერგოსისტემა დაკავშირებულია რუსეთის, თურქეთის, აზერბაიჯანისა და სომხეთის ენერგოსისტემებთან და ელექტროენერჯით 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 ელექტროენერჯის სიჭარბის გამო. სომხეთთან ექსპორტი ხორციელდება მცირე მოცულობით.

2006-2010 წლებში ექსპორტის მოცულობა ყოველწლიურად იზრდებოდა. 2011-2013 წლებში გაზრდილი შიდა მოხმარების გამო, ელ.ენერჯის ექსპორტის მოცულობა შემცირდა, და 2014 წლის განმავლობაში განხორციელებულმა ექსპორტმა სულ 0.60 მილიარდი კვტს შეადგინა, რაც 2013 წლის შესაბამისი მაჩვენებლის 25%-იან მატებას წარმოადგენს. თუმცა აღსანიშნავია, რომ 2014 წელს გაზრდილი მოხმარების გამო განხორციელდა 0.85 მილიარდი კვტს იმპორტი, რაც წინა წლის მაჩვენებელს 75%-ით აღემატება.

3.4 მეზობელ ქვეყნებთან ელექტროენერჯის მიმოცვლის შესაძლებლობები დღევანდელი მდგომარეობით

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

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

ელექტროენერჯის მიმოცვლა ხორციელდება: საქართველოდან რუსეთში, თურქეთში, აზერბაიჯანში, სომხეთში და პირიქით; ასევე რუსეთიდან თურქეთში, აზერბაიჯანიდან თურქეთში; ამ ამოცანათა შესრულებას ემსახურება საქართველოს ელექტროსისტემის სატრანზიტო გადამცემი ხაზები, თუმცა მათი გამტარუნარიანობა შეზღუდულია როგორც ქვეყნის ენერჯოსისტემის მუშაობის დასაშვები რეჟიმული პარამეტრებით (ნახ 3.1 და ცხრ.3.1-3.4), ასევე აღნიშნული ხაზების გამტარუნარიანობით.

ცხრ.3.1. რუსეთის ენერჯოსისტემასთან სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა

სისტემათაშორისი კავშირი		P _{max} , მგვტ	რეჟიმი
„კავკასიონი“ AC-3x300, 500 კვ	ექსპორტი	700	≈ *
	იმპორტი	700	≈
„სალხინო“ AC-400, 220 კვ	ექსპორტი	50	Isl *
	იმპორტი	150	Isl

ცხრ.3.2. აზერბაიჯანის ენერგოსისტემასთან სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა

სისტემატაშორისი კავშირი		რეაქტ., მგვტ	რეჟიმი
„მუხრანის ველი“ AC-3x300, 500 კვ	ექსპორტი	700	≈
	იმპორტი	700	≈
„პარტაბანი“ AC-480, 330 კვ	ექსპორტი	320	≈
	იმპორტი	320	≈

ცხრ 3.3. სომხეთის ენერგოსისტემასთან სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა

სისტემატაშორისი კავშირი		რეაქტ., მგვტ	რეჟიმი
„ალავერდი“ AC-300, 220 კვ	ექსპორტი	150/100	≈/IsI
	იმპორტი	150/100	≈/IsI

ცხრ.3.4. თურქეთის ენერგოსისტემასთან სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობა

სისტემატაშორისი კავშირი		რეაქტ., მგვტ	რეჟიმი
„მესხეთი“ AC-3x300, 400 კვ	ექსპორტი	700	B2B *
	იმპორტი	700	B2B
„აჭარა“ AC-400, 220 კვ	ექსპორტი	150	IsI (res)
	იმპორტი	150	IsI (res)

3.5 ექსტრემალური გადაღინებები დღევანდელი მდგომარეობით

როგორც აღნიშნული იქნა, საქართველოს ძირითადი გენერაციის წყაროები თავმოყრილია ენგურის აუზში ენგურჰესის და ვარდნილჰესის სახით. ზაფხულის წყალუხვობის პერიოდში (მაისი-ივნისი-ივლისი) ამ სადგურების ჯამური გენერაციაა დაახლოებით 1250 მგვტ. ენგურჰესი-ვარდნილჰესის სიმძლავრის ნაწილი (250 მგვტ) მიდის აფხაზეთისკენ ეგზ კოხლხიდა-3-ით (ვარდნილი-ოჩამჩირე), ნაწილი (100 მგვტ) ხმარდება ზუგდიდის, მენჯისა და ბათუმის კვებას. თითქმის 900 მგვტ კი 500 კვ ეგზ „იმერეთით“ მიდის აღმოსავლეთით და ნაწილდება ახალციხიდან თურქეთში ექსპორტზე (350 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 900 მგვტ სიმძლავრე შეიძლება გადმოღინებული იქნას ეგზ „იმერეთზე“ აღმოსავლეთით. ამ გადმოღინებიდან დაახლოებით 550 მგვტ სჭირდება თბილისი-რუსთავის კვანძების და ხაშური-გორის მოხმარებების კვებას. დანარჩენი 350 მგვტ სიმძლავრე შესაძლებელია გადინებული იქნას თურქეთში. ამ პერიოდში, ეგზ იმერეთზე 900 მგვტ-ზე მეტის გატარება დაუშვებელია (მდგრადობის პრობლემების აცილებსათვის). ამიტომ შეზღუდულია რუსეთიდან თურქეთში ტრანზიტი საქართველოს გავლით. იმის მიუხედავად, რომ საქართველო რუსეთთან პარალელურ რეჟიმში მუშაობს და თურქეთში ჩანართზე „თავისუფალი“ რჩება კიდევ 350 მგვტ სიმძლავრის გატარების უნარი. ამიტომ ამ „ჩანართის თავისუფალი სიმძლავრის“ ათვისება შესაძლებელია მოხდეს აზერბაიჯანიდან და/ან სომხეთიდან შემოღინების ხარჯზე, კუნძულოვანი სქემით.

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

ამრიგად, საჭიროა აღმოსავლეთისკენ გამტარუნარიანობის გაზრდა, 500 კვ ეგზ იმერეთის პარალელური 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.

3.6 საქართველოს გადამცემი ქსელის ძირითადი სუსტი ადგილები და პროექტები მათ აღმოსაფხვრელად

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

500 კვ ეგბ-ის გამტარუნარიანობა დაახლოებით 5-ჯერ მეტია, ვიდრე 220 კვ ეგბ-ისა, ამიტომ სიმძლავრის ძირითადი ნაკადების ტრანზიტი ხორციელდება საქართველოს გადამცემი ქსელის 500 კვ ეგბ-ებით. ენგურჰესს ზესტაფონის კვანძთან აერთებს 500 კვ ეგბ „იმერეთი“. სისტემის დასავლეთ რეგიონში ამ ხაზის პარალელური 500 კვ ეგბ არ არსებობს და „იმერეთის“ ავარიული გამორთვისას ადგილი აქვს ამ რეგიონის 220 კვ მაგისტრალის „ვარდნილი-ზუგდიდი-მენჯი-ქუთაისი-ზესტაფონი“ გადატვირთვას. მამასაღამე, ეგბ „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 ენგურჰესზე, იმგვარად რომ ავარიის შემდგომ დამყარებულ რეჟიმში გადადინებამ 220 კვ ხაზებზე სისტემის დასავლეთ ნაწილში არ გადააჭარბოს დასაშვებ სიდიდეს. ამის გარდა, 500 კვ ეგბ „ზეკარის“ (ზესტაფონი-ახალციხე) ავარიული გამორთვა შეიძლება გახდეს მიზეზი იმისა, რომ ზაფხულის წყალუხვობის რეჟიმში არ იქნება შესაძლებელი რუსეთიდან თურქეთში სიმძლავრის ტრანზიტი.

ქ/ს „ბათუმის“ კვება ხორციელდება დიდი სიგრძის, შესაბამისად 97 და 150 კმ, ეგბ-ებით „პალიასტომი-1“ (მენჯი-ბათუმი) და „პალიასტომი-2“ (ვარდნილი-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 ეგბ-ების „კოლხიდა-2ა“ და „კოლხიდა-2“ გადატვირთვას.

გადამცემი ქსელის ერთ-ერთი სუსტი ელემენტია ენგურჰესის 500/220 კვ ავტოტრანსფორმატორი, რომლის გამტარუნარიანობა 450 მგვტ (500 მგვა), ზღუდავს სიმძლავრის გატარებას ვარდნილის მიმართულებით 220 კვ ორჯაჭვა ეგბ-ზე „ეგრისი 1,2“. აღნიშნული ატ-ს გამორთვა იწვევს ძაბვის პრობლემებს აჭარა-აფხაზეთი-გურია-სამეგრელოს რეგიონებში.

220 კვ ქსელის სუსტი ელემენტებია ეგბ აჯამეთი 1,2. ნორმალურ რეჟიმებში ქ/ს მენჯიდან წყალტუბო-ქუთაისის კვანძამდე ეგბ-ები „სენაკი 1,2“ და „კოლხიდა-1“ პრაქტიკულად დაუტვირთავებია (სამივე ხაზზე ჯამში 60 მგვტ-ზე ნაკლები გადადინება).

წყალუხვობის რეჟიმებში წყალტუბო-ქუთაისის რეგიონის გენერაცია 350 მგვტ-მდეა, ხოლო მოხმარება 120 მგვტ. ამ სიმძლავრის ტრანზიტი ძირითადად ხორციელდება აღმოსავლეთით, ეგზ „აჭამეთი 1,2“-ით და შეადგენს 150-200 მგვტ-ს. ეს ნიშნავს, რომ 500 კვ ეგზ „იმერეთის“ გამორთვის წინა რეჟიმში აღნიშნული ხაზები თითქმის თავიანთი გამტარუნარიანობის 50%-ით არის დატვირთული და დამატებით აღმოსავლეთისკენ უზრუნველყოფენ მხოლოდ 200-220 მგვტ-ის ტრანზიტს.

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

500 კვ ეგზ „კავკასიონი“, რომელიც წარმოადგენს საქართველოსა და რუსეთის დამაკავშირებელ ძირითად ელემენტს, ასევე არის სისტემის სუსტი რგოლი, მისი დიდი სიგრძისა (412 კმ) და ტრასის რთული რელიეფის (გადის კავკასიონის მთავარ ქედზე) გამო. მისი გამორთვის შემთხვევაში უარესდება საქართველოს სისტემის მდგრადობა და ელექტროენერჯის ხარისხი (სიხშირის რეგულირება ხორციელდება ძირითადად რუსეთის სისტემის მიერ).

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

220 კვ ეგზ „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 ეგზ-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 SVS ან FACTS Device-ს სახით.

ამრიგად, საქართველოს გადამცემი ქსელის სუსტი და პრობლემურ ელემენტებია:

- 500 კვ ეგზ „იმერეთი“
- 500 კვ ეგზ „კავკასიონი“
- ატ ენგური 500/220 კვ;
- 220 კვ ეგზ „ვერისი 1,2“;

- 220 კვ ეგხ „კოლხიდა 2ა“;
- 220 კვ ეგხ „კოლხიდა 2“;
- აჭარა-აფხაზეთი-გურია-სამეგრელოს რეგიონების კვების საიმედოობა.
- 220 კვ ეგხ „კოლხიდა-3“;
- 220 კვ ეგხ „აჭამეთი 1,2“

სწორედ ამ პრობლემების აღმოსაფხვრელად, ჰესების ქსელში ინტეგრაციისთვის და ტრანზიტის უნარის ასამაღლებლად, საქართველოს გადამცემი ქსელის 10 წლიანი განვითარების გეგმაში გათვალისწინებულია რამდენიმე პროექტი.

1. კომპლექსში პროექტები „ჯვარი-ხორვა“ და „წყალტუბო-ქუთაისი-ზესტაფონი“ არეზერვებენ დღევანდელი ქსელის სუსტ ადგილებს:

- ატ ენგური 500/220 კვ;
- 220 კვ ეგხ „ეგრისი 1,2“;
- 220 კვ ეგხ „კოლხიდა 2ა“;
- 220 კვ ეგხ „კოლხიდა 2“;
- 220 კვ ეგხ „აჭამეთი 1,2“;
- ამალლებს ქ/ს „ბათუმის“ კვების საიმედოობას;
- გარკვეულწილად ახორციელებს 500 კვ ეგხ „იმერეთის“ დარეზერვებას და საშუალებას იძლევა შემცირებულ იქნას აღნიშნული ხაზის ავარიული გამორთვის დროს ასა-ს მიერ გამოსართავი მომხმარებლების რაოდენობა.

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

3. პროექტი „ქსანი-ყაზბეგი-მოზდოკი“, წარმოადგენს 500 კვ ეგხ „კავკასიონის“ პარალელურ ხაზს, არეზერვებს მას და ამალლებს საქართველოს გადამცემი ქსელის 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.

4. 400 კვ ეგხ „ახალციხე-თორთუმი“ სრულად არეზერვებს 400 კვ ეგხ „მესხეთს“ (ახალციხე-ბორჩხა) და მისი გამორთვის შემთხვევაში აღარ წარმოიქმნება სიმძლავრის უბალანსობა საქართველოს გადამცემ ქსელში.

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

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

3.7 საქართველოს გადამცემი ქსელის 500/400/330/220 კვ ელექტროგადამცემი ხაზების მონაცემები

ცხრ 3.5

№	დასახელება	ქ/ს-1	ქ/ს-2	ნომ ძაბვა (კვ)	სეფცია	სადენის ტიპი-გამტარების რაოდენობა x კვეთი	სიგრძე (კმ)	გამტარუნარიანობა (მვტ)		
								P_n	P_p	P_t
1	ქართლი-1	ქსანო	ბარღაბანი	500	Σ	AC-3x400/51	91.91	860	1100	1797
2	ქართლი-2	ზესტაფონი	ქსანო	500	Σ	AC-3x400/51	165	860	1100	1797
3	იმერეთი	ენბუძი	ზესტაფონი	500	Σ	AC-3x400/51	127.77	860	1100	1797
4	მუხრანი	ქსანო	მარნეული	500		AC-3x330/43	74	855	905	1592
5	ვარძია	ახალციხე	ბარღაბანი	500	1	AC-3x330/43	73.1	869	905	1592
					2	AC-3x300/67	52.36			
					3	AC-3x300/204	3.54			
					4	AC-3x400/93	61.15			
					Σ		190.15			
6	ზეგარი	ზესტაფონი	ახალციხე	500	1	AC-3x330/43	3.72	892	905	1483
					2	AC-3x300/67	29.46			
					3	AC-3x300/204	34.19			
					Σ		67.37			
7	კაგაკსიონი	ენბუძიკჰსი	ცენტრალ	500	Σ	AC-3x300/66	102 [408]	894	905	1483
8	მუხრ ველი	ბარღაბანი	სამუხი	500	Σ	AC-3x330/43	23	855	905	1592
9	მესხეთი	ახალციხე	ბორჩხა	400	Σ	AC-2x400/64	32.6	900	1333	
10	გარდაბანი	ბარღაბანი	ალსტაფა	330	Σ	ACO-480	21 [64.8]	279	460	
11	კოდა-1	მარნეული	ლისი	220	Σ	AC 400/51	35.3	199	264	
12	კოდა-2	ბარღაბანი	ლისი	220	Σ	AC 400/51	55.4	199	264	
13	დიდგორი-1	ქსანო	ლისი	220	Σ	AC 300/39	18.53	182	227	
14	დიდგორი-2	ქსანო	ლისი	220	Σ	AC 300/39	18.53	182	227	
15	დიდუბე-3	დიდუბე	ლისი	220	Σ	AC 300/48	8.1	192	220	
16	დიდუბე-4	დიდუბე	ლისი	220	Σ	AC 300/48	8.1	192	220	
17	ლომთაგორა	ბარღაბანი	მარნეული	220	Σ	AC 400/51	20.2	199	264	
18	ველი-1	რუსთავი	ბარღაბანი	220	Σ	AC 500/64	18.8	199	302	
19	ველი-2	რუსთავი	ბარღაბანი	220	Σ	AC 500/64	16.75	199	302	
20	სენაკი-1	მინჯი	წყალტუბო	220	Σ	AC 300/66	58.8	165	302	
21	სენაკი-2	მინჯი	წყალტუბო	220	Σ	AC 300/67	58.8	165	302	
22	ნავთლული	ნავთლული	ბარღაბანი	220	Σ	ACO-480	36.3	298	307	
23	მანავი	რუსთავი	გურჯაანი	220	1	AC 500/64	7	194	227	
					2	AC 300/39	65.7			
					Σ		72.7			
24	ალგეთი	ნავთლული	ხრამჰსი 2	220	Σ	AC 400/93	65.2	193	275	

№	დასახელება	ქ/ს-1	ქ/ს-2	ნომ ქაბჯა (კვ)	სეფია	სადენის ტიპი-გამტარების რაოდენობა x კვეთი	სიგრძე (კმ)	გამტარუნარიანობა (მგვტ)	
								ნორმ რეჟიმ	გახურ მიხედ
25	ვარკეთილი	ბლღანი	რუსთაველი	220	Σ	AC 500/64	47.1	298	302
26	კუკია	ბლღანი	ნავთლული	220	1	AC 400/51	16.8	273	275
					2	AC 500/204	1		
					Σ		17.8		
27	არაგვი	ქსანი	ბლღანი	220	1	ACO-480	28.2	273	307
					2	AC 400/51	5.2		
					Σ		33.4		
28	ლიახვი	ბორი	ქსანი	220	1	AC 400/93	51.4	135	275
					2	AC 480/51	4.5		
					Σ		55.9		
29	ურბნისი	ხაშური	ბორი	220	1	AC 400/93	5.4	135	275
					2	ACO-480	39.5		
					Σ		44.9		
30	ლომისი	ქინვალკვისი	ქსანი	220	1	AC-300/39	35.8	174	227
					2	AC-480	4		
					Σ		39.8		
31	სურამი	ხმელთაყვანი	ხაშური	220	1	AC 400/93	40	175	275
					2	ACO-480	27.1		
					Σ		67.1		
32	ფერო-3	ხმელთაყვანი	ფერო	220	Σ	AC 400/51	5.9	200	264
33	აჯამეთი-1	ქუთაისი	ხმელთაყვანი	220	Σ	AC 400/93	23.2	199	275
34	აჯამეთი-2	ქუთაისი	ხმელთაყვანი	220	Σ	AC 400/93	21.1	160	275
35	სათაფლია	წყალტუბო	ქუთაისი	220	1	AC 400/93	14.1	180	275
					2	ACO-480	12.1		
					Σ		26.2		
36	დერჩი	ლაჯანურკვისი	წყალტუბო	220	1	ACO-480	33	180	275
					2	AC 400/93	14		
					Σ		47		
37	კოლხიდა-1	მინჯი	ქუთაისი	220	Σ	AC 300/66	66	135	218
38	კოლხიდა-2	ხუბლიდი	მინჯი	220	1	AC 300/66	29.7	160	218
					2	AC 400/64	13.9		
					Σ		43.6		
39	კოლხიდა-2ა	მარნოლაკვისი	ხუბლიდი	220	1	AC 400/39	7.1	170	264
					2	AC 300/66	13		
					Σ		20.1		
40	ვერისი-1	მნებურკვისი	მარნოლაკვისი	220	Σ	AC 500/64	11.5	255	302
41	ვერისი-2	მნებურკვისი	მარნოლაკვისი	220	Σ	AC 500/64	11.5	255	302

№	დასახელება	ქ/ს-1	ქ/ს-2	ნომ ქაზგა (კვ)	სეცია	სადენის ტიპი- გამტარების რაოდენობა x კვეთი	სიგრძე (კმ)	გამტარუნარიანობა (მგვტ)	
								ნორმ რეჟიმ	გახურ მიხედ
42	პალიასტომი-1	მმ6ჰ0	ბა0უშმი	220	Σ	AC 400/51	97.4	120	264
43	პალიასტომი-2	ვარდნილჰმსი	ბა0უშმი	220	Σ	AC 400/51	149.6	150	264
44	კოლხიდა-3	ვარდნილჰმსი	სოხუშმი	220	Σ	AC 300/66	31.5	240	218
45	ივერია-1	ტყვარჩელი	სოხუშმი	220	Σ	AC 400/51	61.7	134	264
46	ივერია-2	სოხუშმი	ბზოზი	220	Σ	AC 400/51	78.2	134	264
47	ალავერდი	ბარაღაბანი	ალავერდი	220	Σ	AC 300/66	28 [51.9]	180	218
48	აჭარა	ბა0უშმი	ხოზა	220	Σ	ACK 400/51	12 [32]	190	264
49	სალხინო	ბზოზი	ფსოუ	220	Σ	ACK 400/51	38 [43]	134	264

400/500 კვ ეგხ-ებისთვის:

P_n – ხაზის ნატურალური სიმძლავრე

P_p – ხაზის პიკური დატვირთვის უნარი

P_t – ხაზის გამტარუნარიანობა თერმული გახურების უნარით

220/330 კვ ეგხ-ებისთვის:

$P_n = P_p$ – ხაზის ხანგრძლივი გამტარუნარიანობა საექსპლუატაციო მონაცემების მიხედვით.

P_t – ხაზის გამტარუნარიანობა თერმული გახურების უნარით

ჯამური მონაცემები:

500 კვ ეგხ-ების ჯამური სიგრძე - 841.2 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 - 1570.5 კმ

**3.8 საქართველოს გადამცემი ქსელის 500/400/330/220 კვ ქვესადგურების
ავტოტრანსფორმატორების და ტრანსფორმატორების და მუდმივი დენის
ჩანართის დადგმული სიმძლავრეები**

ცხრ 3.6

ქვესადგური	ძაბვა (კვ)	ატ-ის სიმძლავრე (მგვა)	
გარდაბანი	500/220	800	3x267
ქსანი	500/220	500	3x167
ზესტაფონი	500/200	500	3x167
ახალციხე	500/220	500	3x167
ენგური	500/220	500	3x167
გარდაბანი	330/220	400	3x133
გურჯაანი	220/110	125	1x125
გარდაბანი	220/110	250	2x125
რუსთავი	220/110	400	2x200
მარნეული	220/110	125	1x125
ნავთლული	220/110	250	2x125
გლდანი	220/110	250	2x125
დიდუბე	220/110	250	2x125
ლისი	220/110	250	2x125
ქსანი	220/110	250	2x125
გორი	220/110	125	1x125
ხაშური	220/110	250	2x125
ზესტაფონი	220/110	400	2x200
ფერო	220/110	400	2x200
ქუთაისი	220/110	250	2x125
წყალტუბო	220/110	125	1x125
მენჯი	220/110	125	2x63
ზუგდიდი	220/110	125	2x63
ბათუმი	220/110	250	2x125
ტყვარჩელი	220/110	120	3x40
სოხუმი	220/110	250	2x125
ბზიფი	220/110	125	1x125
ვარდნილი	220/110	200	1x200
ხრამი-2	220/110	250	2x125
ჩანართი	500/400	875	2x437.5

ჯამური მონაცემები:

500/220 კვ	2800	მგვა
220/110 კვ	5145	მგვა
330/220 კვ	400	მგვა
500/400 კვ	875	მგვა
ჯამი	9220	მგვა

4. სანციის ინფორმაცია ქსელის განვითარებისთვის

საქართველოს ენერჯისტიკის გადამცემი ქსელის განვითარებისთვის სანციის ინფორმაციას წარმოადგენს ენერჯეტიკის სამინისტროსა და სსე-ის ერთობლივ შეხვედრებზე სამინისტროს დახმარებით მიღებული ან/და ერთად შეთანხმებული ინფორმაცია ენერჯისტიკაში ჩასართავი ელსადგურებისა და დატვირთვის მოსალოდნელი ზრდის შესახებ. ეს ინფორმაცია დაწვრილებით მოცემულია ქვემოთ.

ასევე სანციის ინფორმაციაა პროექტებისთვის საჭირო ინვესტიციების სავარაუდო თანხები ქვესადგურებისა და გადამცემი ხაზებისათვის.

4.1 მოხმარების გაზრდა, თბოსადგურები

ენერჯეტიკის სამინისტროსა და სსე-ის შეფასების თანახმად, ელექტროენერჯის მოხმარება საქართველოში გაიზრდება წლიურად 5%-ით. 2015 წლის ბოლოს გათვალისწინებულია 230 მგვტ სიმძლავრის კომბინირებული თბოსადგურის ჩართვა გარდაბანში.

4.2 ძირითადი პერსპექტიული გენერაციის წყაროები და კატეგორიები წლების მიხედვით. „შესების ბუმი“ 2022 წლისთვის

პერსპექტიული ელსადგურები პირობითად დაყოფილი იქნა სამ კატეგორიად (ცხრ 4.5):

კატეგორია-1: მათ ეკუთვნის სადგურები, რომლებთანაც მემორანდუმები დადებულია და რომელთა მშენებლობაც დაწყებულია;

კატეგორია-2: სადგურები, რომელთა ინტერესებიც გამოხატული აქვთ ავტორიტეტულ კომპანიებს და რომელთა მშენებლობის შესწავლაც დაწყებულია;

კატეგორია-3: დიდი, სახელმწიფო მნიშვნელობის სტრატეგიული სადგურები (იხილეთ პუნქტი 4.2.2) და ის სადგურები, რომელთა მშენებლობის შესწავლა დაიწყება უახლოეს პერიოდებში.

**, ** შემდეგი ცხრილის ჯამი არ შეიცავს ახალ თბოსადგურებს ვინაიდან ისინი რეჟიმულად ჩაანაცვლებენ არსებულ, მოძველებულ ანალოგებს.*

ცხრ 4.1. ელსადგურები, კატეგორიების მიხედვით

წლები	კატეგორია-1			კატეგორია-2			კატეგორია-3		
	ელსადგური	სიმძლავრე (მვვძ)	გამომ (მლნ კვტ სთ)	ელსადგური	სიმძლავრე (მვვძ)	გამომ (მლნ კვტ სთ)	ელსადგური	სიმძლავრე (მვვძ)	გამომ (მლნ კვტ სთ)
2015	გოვინაური ჰესი	1.8	9.3						
	ოქროპილაური ჰესი	1.8	9.4						
2016	დარიალი ჰესი	108.0	521						
	კინტრიზა ჰესი	5.0	30						
	ლუხუნი ჰესი 2	12.0	74						
	კომბ თესი	230*							
	ვორის ქეს	20							
2017	შუახევი ჰესი	175.0	437						
	კირნათი ჰესი	50.3	219						
	ხელვაჩაური ჰესი 1	47.5	229						
	ხობი ჰესი 2	39.5	221						
	მტკვარი ჰესი	46.0	200						
	არაკალი ჰესი	11.0	63						
	აბული ჰესი	20.0	129						
2018				სამყურის წყალი ჰესი 2	22.6	117.4			
				უბისა	5	20			
2019	ბახვი 1-2	45.0	158	მეტეხი 1	24	100			
	ხობი ჰესი 1	46.5	247	მეტეხი 2	21	93			
				ხევსურეთის კასკადი	20	100			
				მაჭახელა ჰესი 1	28	125			
				მაჭახელა ჰესი 2	27	125			
				კასლეთი ჰესი	16	64			
				დარჩ-ორმელეთი ჰესი	10	40			
				აკაერეთაჰესი	10	40			
				ლახამიჰესი					
				ცხვანდილიჰესი	44	260			
				ოკრილიჰესი					
				ლარაკვაკვაჰესი					
				ალპანაჰესი	71	357			
				ავანიჰესი	5	19			
			დოღრაჰესი 3	30	124				
			სადმელიჰესი	153	638				

ცხრ 4.1. ჰესები, კატეგორიების მიხედვით (გაგრძელება)

წლები	ელსადგური	სიმძლავრე (მგვტ)	გამომ (მლნ კვტ სთ)	ელსადგური	სიმძლავრე (მგვტ)	გამომ (მლნ კვტ სთ)	ელსადგური	სიმძლავრე (მგვტ)	გამომ (მლნ კვტ სთ)
2020	ლუხუნი ჰესი 1	10.8	66	ლერეხაჰესი	18.4	90.8	გარდაბნის კომბ თესი	500**	
	სხალთა ჰესი	9.8	27	ერჯიაჰესი	29.1	133.7			
	კორომხეთი ჰესი	150.0	463	ცხიმრაჰესი	27.6	134.4			
				ნობულევიჰესი	42	197.4			
				ცხენისწყალის კასკადი	357	1579			
				GDF	155	500			
2021	ხერთვისი	65.0	239	ხაშურიჰესი	400	1600	ხულონ ჰესი	702	1500
				ქვიშხეთიჰესი			ნენსკრა ჰესი	210	1200
				ოსიაურიჰესი					
				გომიჰესი					
				ახალსოფელიჰესი					
				ქარელიჰესი					
				ურბნისიჰესი					
				სკრაჰესი					
				უფლისციხეჰესი					
				გრაკალიჰესი					
				კასპიჰესი					
				ქსანიჰესი					
				ფონიჭალაჰესი 3					
			ფონიჭალაჰესი 4						
			ნეგებიჰესი						
			რუსთავიჰესი						
2022							ნამახვანის კასკ	450	1680
							ონის კასკადი	205	1086
	ჯამი	873	3387		1515	6497		1567	5466

4.3 გადამცემი ქსელის ელემენტების საპროგნოზო/მიახლოებითი ფასები

1 კმ ერთჯაჭვა 110 კვ. ეგხ - 0.0941 – 0.126 მლნ ევრო	500 მგვა 500/220 კვ ქს - 19-25 მლნ ევრო
1 კმ ორჯაჭვა 110 კვ. ეგხ - 0.141 – 0.196 მლნ ევრო	250 მგვა 220/110 კვ ქს - 10-12 მლნ ევრო
1 კმ ერთჯაჭვა 220 კვ. ეგხ - 0.157 – 0.181 მლნ ევრო	500/220 ან 500/110 კვ ქს – 19-25 მლნ ევრო
1 კმ ორჯაჭვა 220 კვ. ეგხ - 0.212 – 0.283 მლნ ევრო	330/220 კვ ქს -14.5-18.5 მლნ ევრო
1 კმ ერთჯაჭვა 400 კვ. ეგხ -0.243 – 0.393 მლნ ევრო	220/110 კვ ქს -10-12 მლნ ევრო
1 კმ ორჯაჭვა 400 კვ. ეგხ - 0.371– 0.556 მლნ ევრო	საკონსულტაციო მომსახურება 8% (მშენებლობის ღირებულების)
1 კმ ერთჯაჭვა 500 კვ. ეგხ -0.267 – 0.432 მლნ ევრო	მიწის გამოსყიდვა 10%
1 კმ ორჯაჭვა 500 კვ. ეგხ - 0.408 – 0.612 მლნ ევრო	გარემოსდაცვითი სამუშაოები 5%
350 მგვტ მღრ ბლოკი - 40-60 მლნ ევრო	გაუთვალისწინებელი ხარჯები 5%
მღრ ქს გაფართოვება - 5-7 მლნ ევრო	

5. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ფაქტორები

გადამცემი ქსელის განვითარებაზე ახდენს გავლენას მთელი რიგი ფაქტორებისა, რომლებიც ინდივიდუალურია ნებისმიერ ენერგოსისტემაში. საქართველოს ენერგეტიკული სისტემა გადის გარდამავალ პერიოდს - რუსეთის დამზადებული, მოძველებული ელემენტების და ქსელის გადანაცობა და მოდერნიზება ხდება თანამედროვე ევროპული სტანდარტების შესაბამისად. გადამცემი ქსელის განვითარებაზე მოქმედი ფაქტორები დაყოფილი იქნა ორ ჯგუფად: პირველადი ფაქტორები (საიმედოობა, გენერაციის ინტეგრაცია და მოხმარების ზრდა), რომლებიც უშუალოდ ახდენს გავლენას ქსელის განვითარებაზე და მეორეული ფაქტორები (სიხშირის და ძაბვის რეგულირების მხრივ ვითარება, რეზერვების დეფიციტი), რომლებიც მართალია ქსელის განვითარებაზე უშუალო გავლენას არ ახდენს, მაგრამ მათი არსებობა ირიბად, არაპირდაპირ ხდება ქსელის განვითარებელი მიზნები. ასევე არსებობს მთელი რიგი დადებითი თანმდევი ფაქტორებისა, რომლებიც მოყვება გადამცემი ქსელის განვითარებას.



ნახ 5.1 საქართველოს ელექტრული ქსელის განვითარების ფაქტორების რუკა

- პერსპექტიული მარეგულირებელი ჰესები
- პერსპექტიული სეზონური ჰესები
- პერსპექტიული დატვირთვის მატება
- თბოსადგურების დახურვა
- ახალი კომბინირებული თბოსადგურები
- ↔ სისტემათა შორისი კავშირის გაძლიერების აუცილებლობა
- ↔ შიგა სასისტემო კავშირის გაძლიერების აუცილებლობა
- არსებული მძლავრი გენერაციის რეგიონი
- არსებული მძლავრი მოხმარების რეგიონი

ზემოთ აღნიშნული განვითარების მამოძრავებელი ძალებიდან ზოგიერთი განხილული იქნება დანვარილებით მომდევნო სექციაში.

5.1 საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ძირითადი ფაქტორები

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. ამასთან, ენგურჰესის სალტეებზე არის მიერთებული 500 კვ ეგზ „კავკასიონი“, რომელიც საქართველოს გადამცემ ქსელს აკავშირებს რუსეთთან. ზაფხულის წყალუხვობის პერიოდში ენგურჰესიდან საქართველოს ქსელში გამომავალი ერთადერთი 500 კვ ეგზ „იმერეთი“ და 220 კვ მაგისტრალი ენგურჰესი-ვარდნილჰესი-ზუგდიდი-მენჯი ზღუდავს სიმძლავრის ტრანზიტს რუსეთიდან და ენგური-ვარდნილის კვანძიდან აღმოსავლეთ საქართველოსკენ, თურქეთისკენ და სომხეთისკენ.

N-1 დაგეგმარების კრიტერიუმის დაკმაყოფილება (საიმედობის ამაღლება). გენერაციიდან მოხმარების ობიექტებისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის შემთხვევაში, რომელიმე სატრანზიტო ხაზის გამორთვა შეიძლება მოხმარების შეფერხების ან სისტემის სრული ჩაქრობის მიზეზი გახდეს. ასეთი სატრანზიტო ხაზია 500 კვ ეგზ „იმერეთი“, რომელიც ენგურჰესს აკავშირებს ზესტაფონის აღმოსავლეთით არსებულ მოხმარების ცენტრებთან და ახალციხის ქვესადგურთან, რომლიდანაც თურქეთში ხორციელდება სიმძლავრის ექსპორტი. მართალია, სასისტემო ავტომატიკით უზრუნველყოფილია საიმედობის გარკვეული დონე, მაგრამ, ერთის მხრივ, ამ ავტომატიკის მოქმედება იწვევს მომხმარებლების ხანმოკლე ჩაქრობას და, მეორეს მხრივ, ვერც ის იძლევა სისტემის გადარჩენის 100% გარანტიას. ამიტომ საიმედობის აუცილებელი პირობაა, შესრულდეს N-1 დაგეგმარების კრიტერიუმი, ისე, რომ რომელიმე ხაზის გამორთვისას დაიტვირთოს სხვა ხაზი, მომხმარებლების გამოურთავად და ელექტროენერგიის ხარისხის ნორმის ფარგლებში შენარჩუნების უზრუნველყოფით.

ახალი ენერგეტიკული რესურსების ათვისება. ნებისმიერი ქვეყნის არსებული ქსელი, მისი ზომის მიუხედავად, ახალი გენერაციის ქსელში ინტეგრაციის და მისი სიმძლავრის საიმედო მანერით გატარების გარანტიას არ იძლევა. საქართველო ერთ-ერთი უმდიდრესი ქვეყანაა ჰიდროენერგეტიკული რესურსების მხრივ. ჰეს-ები კი ყველაზე იაფ და ეკოლოგიურად სუფთა ელექტროენერგიას აწარმოებენ. მეორეს მხრივ, იზრდება როგორც საქართველოს შიგა, ასევე თურქეთის და მასთან დაკავშირებული ევროპის ქვეყნების მოხმარება.

საქართველოს ენერგეტიკული რესურსებიდან აღსანიშნავია წყლის (ჰიდრო), ქარის, მზის და გეოთერმული პოტენციალი. არსებობს ორგანული ენერგეტიკული რესურსების (გაზი, ნავთობი, ტორფი, ქვანახშირი) მარაგიც, რომელიც უმნიშვნელოა და მისი გამოყენება ეკონომიკურად გაუმართლებელია. რაც შეეხება ქარის და მზის ენერგიას, მართალია მათი ტექნოლოგია თანდათან ვითარდება და იაფდება, მაგრამ მათი გამოყენება ქარის და მზის არასტაბილურობის გამო საჭიროებს ენერგოსისტემაში

დამატებითი სარეზერვო სიმძლავრის საჭიროებას და სწრაფ მობილიზაციას, აღნიშნული ტიპის ელსადგურები, ზოგადად ენერგოსისტემის მდგრადობაზე ახდენენ უარყოფით გავლენას. საქართველოს ენერგოსისტემა მცირე ზომისაა, მისი ქსელის დასავლეთ ნაწილის გააჩნია რადიალური ტოპოლოგია და მძლავრ რუსეთის სისტემასთან აქვს მხოლოდ ერთი 500 კვ სინქრონული კავშირის ხაზი ევზ „კავკასიონის“ სახით. ამიტომ მდგრადობის და საიმედოობის თვალსაზრისით, ქარისა და მზის ენერჯის მასიური ჩართვა საქართველოს ქსელში 2025 წლამდე მიზანშეუწონელია. განსხვავებული ვითარებაა ჰიდროენერგეტიკული პოტენციალის მხრივ.

საქართველოს ბუნებრივ სიმდიდრეთა შორის პირველი ადგილი ჰიდროენერგორესურსებს უჭირავს. საქართველოს ტერიტორიაზე დათვლილია 26 060 მდინარე, რომელთა საერთო სიგრძე დაახლოებით 60 ათასი კმ-ია. საქართველოს მტკნარი წყლის საერთო მარაგი, რომელიც შედგება მყინვარების, ტბებისა და წყალსაცავების წყლის მარაგებისაგან, შეადგენს 96.5 კმ³-ს. მდინარეთა საერთო რაოდენობიდან ენერგეტიკული მნიშვნელობით გამოირჩევა 300-მდე მდინარე, რომელთა წლიური ჯამური პოტენციური სიმძლავრე 15 ათასი მეგავატის ეკვივალენტურია, ხოლო საშუალო წლიური ენერჯია - 50 მლრდ კვტ.საათის ეკვივალენტური.

ჰესებს, ახასიათებთ მაღალი მანევრირების უნარი. ენერგოსისტემის დატვირთვის მიხედვით შესაძლებელია მათი გენერაციის ცვლილება და დღე-ღამის განმავლობაში რამდენჯერმე ჩართვა გამორთვაკ კი. ამ ტიპის ელსადგურებს ასევე ახასიათებთ მაღალი მდგრადობა და საიმედოობა, რაც ენერგოსისტემის საიმედოობას და მდგრადობას უზრუნველყოფს. გარდა აღნიშნული ღირსებებისა, ჰეს-ებზე ელექტროენერჯის მიღების ტექნოლოგია ჯერჯერობით ყველაზე იაფია. ეს ყოველივე საქართველოს ენერგეტიკული სისტემის განვითარების მთავარ მიმართულებას ჰიდროენერგეტიკული რესურსების ათვისებას ხდის.

ზემოაღნიშნულიდან გამომდინარე, სწორედ ჰესების ქსელში ჩართვა წარმოადგენს საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ძირითად ფაქტორს.

ამიტომ უახლოესი 10-15 წლის განმავლობაში მოხდება ჰიდროსადგურების მშენებლობა. ამ ჰესებიდან უმეტესობა განლაგებული იქნება დასავლეთ საქართველოში და მათგან სიმძლავრის გამოსატანად საჭირო იქნება ქსელის მნიშვნელოვნად განვითარება, სამხრეთ-აღმოსავლეთის მიმართულებით, სადაც არის განლაგებული ძირითადი მოხმარების ცენტრები და სისტემათაშორისი სატრანზიტო ხაზები.

ქსელის სატრანზიტო პოტენციალის გაზრდა. ელექტრულ სისტემებს შორის, ელექტროენერჯის ფასთა მნიშვნელოვანი სხვაობისას, ელექტროენერჯის ნაჭარბის ან დეფიციტის თანხვედრისას შესაძლოა ადგილი ჰქონდეს ელექტროენერჯის დიდი მოცულობის გაჭრობის აუცილებლობას. განსაკუთრებით საქართველოს ენერგოსისტემაში, რომელიც ხასიათდება მკვეთრი სეზონურობით, ადგილი აქვს ელექტროენერჯის სიჭარბის წყალუხვობის პერიოდში და დეფიციტს წყალმცირობის პერიოდში. ამიტომ, იმის მხედველობაში მიღებით, რომ მომავალი 10 წლის განმავლობაში დაგეგმილია საქართველოს ქსელში ჰესების მნიშვნელოვანი სიმძლავრეების ინტეგრაცია, აუცილებელი ხდება მეზობელ ქვეყნებთან

გამტარუნარიანობების გაზრდა, ახალი კავშირის ხაზების მშენებლობით. მეორეს მხრივ, საქართველოს გეოგრაფიული მდებარეობა საშუალებას იძლევა განხორციელდეს ენერჯით ვაჭრობა საქართველოს გავლით, მის მეზობელ ქვეყნებს შორის, რომლებიც ერთმანეთს არ ესაზღვრება. დღეისათვის რუსეთის და ირანის ენერჯოსისტემებს შორის ელექტროენერჯით ვაჭრობა შეზღუდულია საქართველო-სომხეთის მაკავშირებელი 220 კვ ეგხ „ალავერდის“ გამტარუნარიანობით. ასევე შეზღუდულია ეგხ „კავკასიონის“ გამტარუნარიანობით საქართველო-თურქეთსა და რუსეთს შორის ტრანზიტის მოცულობა. ამასთან, თურქეთის მზარდი მოხმარების გამო, მის ბაზარზე გასვლა მომხიშვლელი იქნება არამხოლოდ საქართველოს, არამედ საქართველოს მოსაზღვრე კავკასიის ქვეყნებისთვისაც, რისთვისაც საჭირო იქნება გამტარუნარიანობის გაზრდა კავკასიის ქვეყნებიდან თურქეთისკენ. ყოველივე ზემოაღნიშნულის გამო, აშენდება 500 კვ ქ/ს „ყაზბეგი“ (სტეფანწმინდა) და დაუკავშირდება რუსეთს. აშენდება დამატებით 350 მგვტ სიმძლავრის მუდმივი დენის ჩანართის ბლოკი ქ/ს „ახალციხე“-ში და თურქეთთან დამაკავშირებელი 400 კვ ძაბვის ეგხ „ახალციხე-თორთუმი“, რაც თურქეთისკენ გამტარუნარიანობას 700 მგვტ-მდე გაზრდის. აშენდება ქ/ს „ბათუმი-220“-თან 350 მგვტ მუდმივი დენის ჩანართი და 154 კვ ეგხ ბათუმი-მურატლი. აშენდება 500 კვ ეგხ „მარნეული-ალავერდი“ და დაუკავშირდება 700 მგვტ სიმძლავრის მუდმივი დენის ჩანართს სომხეთში. რუსეთის ენერჯოსისტემასთან 500 კვ ხაზის მიერთება ქ/ს „ყაზბეგთან“. 2020 წლისთვის საქართველო-თურქეთის სიმძლავრის მიმოცვლის უნარი იქნება 1400 მგვტ, საქართველო-აზერბაიჯანი 1000-1200 მგვტ, საქართველო-სომხეთი 700 მგვტ, საქართველო-რუსეთი 1700-2000 მგვტ. ეს არამარტო საქართველოდან დიდი სიმძლავრის გატანას, არამედ მეზობელ ქვეყნებს შორის საქართველოს გავლით ენერჯის ვაჭრობის უნარს აამაღლებს.

საიმედო კვების ცენტრების შექმნა პოტენციური წარმოებების/ტურისტული ცენტრების განსავითარებლად. ენერჯოსისტემაში, ეკონომიკის განვითარების შესაბამისად, ადგილი აქვს ახალი მძლავრი მოხმარების ცენტრების შექმნას, რისი მიზმიც შეიძლება იყოს ქარხნების, პორტების, ტურისტული ცენტრების ან საერთოდ ახალი ქალაქების მშენებლობა. თავის მხრივ, საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარება წარმოების განვითარების ერთ-ერთი ხელშემწყობი ფაქტორი იქნება. ეს მოხდება მთელ რიგ პუნქტებში, სადაც დიდი ქალაქების სიახლოვეს მძლავრი 500/220 ან 220/110 კვ ქვესადგურების მშენებლობაა გათვალისწინებული. ასეთებია: **წყალტუბო 500/220**, რომელიც საშუალებას მოგვცემს, რომ ქსელთან მიერთდეს დიდი მოხმარების ცენტრები; **მარნეული 500/220**, რომელიც გარდაბნის ალტერნატივა იქნება ახალი ძლიერი წარმოების ცენტრების მისაერთებლად, რაც შეიძლება იყოს ქიმიური, მეტალურგიული ან ნავთობგადამამუშავებელი ქარხანა; **ხორგა 220/110**, რომელიც მოამარაგებს ფოთის არსებულ და ანაკლიის პერსპექტიულ პორტს, ასევე ამ პუნქტებში დამატებითი წარმოების პოტენციალს შექმნის; **ოზურგეთი 220/110**, რომელიც ამ რეგიონში ჩაის, ციტრუსების, თხილის ან სხვა აგრაღური წარმოების პოტენციალის ათვისებას შეუწყობს ხელს; **ყაზბეგი 500/110**, რომელიც საშუალებას მოგვცემს სტეფანწმინდის რეგიონში განვითარდეს ტურისტული ინფრასტრუქტურა.

მოძველებული თბური ბლოკების ჩანაცვლება მანევრირებადი და ეკონომიური კომბინირებული (ორთქლ-აირტურბინული) თბოსადგურებით; საქართველოს ენერჯოსისტემაში ბასიზური ენერჯის გამომუშავება ხორციელდება გარდაბანში არსებულ N3, N4 და N9 თბურ ენერჯობლოკებზე. ეს ბლოკები მოძველებულია როგორც ფიზიკურად ასევე მორალურად. მათი მარგი ქმედების კოეფიციენტი 30%-ის სიახლოვეშია და ისინი ვერ მონაწილეობენ სიხშირის რეგულირებაში, N3, N4 ბლოკები ასევე ვერ მონაწილეობენ ძაბვის რეგულირებაში. ამიტომ უახლოეს წლებში განიხილება სამივე ამ ბლოკის ჩანაცვლება ახალი კომბინირებული თბოელექტროსადგურებით, რომელთა მარგი ქმედების კოეფიციენტი იქნება 55%-ის ფარგლებში (ანუ იგივე სანვავის დანახარჯით გამოიმუშავენ 90%-ით მეტ ელექტროენერჯიას) და რომლებიც მონაწილეობას მიიღებენ როგორც სიხშირის ასევე ძაბვის რეგულირებაში. ეს სადგურები ასევე წარმოადგენენ სიმძლავრის მეორეული და მესამეული რეზერვის წყაროს. და მიუხედავად იმისა, რომ მათი მიერთების ადგილებში (ძირითადად ქ/ს გარდაბანი) სიმძლავრის მიღება შესაძლებელია, აღნიშნული პროცესი მაინც გამოიწვევს გადამცემი ქსელის მოდიფიკაციას (ქ/ს გარდაბანი 500 ან 220 უკრედების დამატება და/ან ამ ქვესადგურებიდან გამავალი რომელიმე 500 ან 220 კვ ელექტროგადამცემი ხაზის შეჭრა პერსპექტიულ თბოსადგურში, მაგალითად, 220 კვ ეგზ „ნავთლულის“ შეიჭრება 230 მგვტ კომბინირებულ თბოსადგურში).

ელექტროენერჯის მზარდი მოხმარების დაკმაყოფილება. ელექტროენერჯის მოხმარების ცვლილება დამოკიდებულია ქვეყნის ეკონომიკური მაჩვენებლების ცვლილებაზე. განხილული იქნა საქართველოს მოხმარების 3 და 5%-იანი ზრდა, ხოლო თურქეთის მოხმარების 8-10 %-იანი ზრდა. მოხმარების ზრდა, ჩვეულებრივ, კომპენსირდება ან გენერაციის ზრდით, ან იმპორტის ზრდით (რომელიც ამ დროს წარმოადგენს გენერაციის წყაროს). ორივე ამ შემთხვევაში, სიმძლავრის ნაკადები გენერაციიდან მომხმარებლისკენ გაზრდილია. იმისათვის, რომ ქსელმა შეინარჩუნოს საიმედო და მდგრადი მუშაობა, საჭიროა, ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა, ანუ ახალი ქვესადგურების და გადამცემი ხაზების აშენება.

5.2 გადამცემი ქსელის განვითარების არაპირდაპირი ფაქტორები

სიმძლავრის რეზერვების უზრუნველყოფა. წარმოადგენს საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ერთ-ერთ ძირითად ფაქტორს. სწორედ სიმძლავრის რეზერვების ტექნიკური გამოყენების და ელექტროენერჯის ხარისხის უზრუნველყოფის ტექნიკური საშუალებების (გენერატორების სიჩქარის, გენერატორების ძაბვის და ტრანსფორმატორების ძაბვის რეგულატორების) არადაკმაყოფილებელი მდგომარეობა გახდა ერთერთი ძირითადი ფაქტორი, რატომაც იქნა დაკავშირებული საქართველოსა და თურქეთის ელექტრული სისტემები ასინქრონულად - მუდმივი დენის ჩანართით, რამაც გააძვირა საქართველოდან და კავკასიის ქვეყნებიდან (რუსეთის ჩათვლით) თურქეთისკენ სატრანზიტო ენერჯია. ზემოაღნიშნული ტექნიკური სირთულე, არის ასევე ერთ-ერთი ძირითადი მიზეზი იმისა, რომ საქართველოს ენერჯოსისტემას

უჭირს იზოლირებულად (სხვა ენერგოსისტემებისაგან დამოუკიდებლად) მუშაობისას სიხშირის დასაშვებ ზღვრებში შენარჩუნება. რის გამოც ვითარდება საქართველოს სისტემათა შორისი გადამცემი ხაზები, მაგრამ, ამასთანავე, ენერგოდამოუკიდებლობის საკმარისი დონის უზრუნველსაყოფად, რაც გულისხმობს ნებისმიერი ხანგრძლივობით ენერგოსისტემის იზოლირებული მუშაობის უნარს ელენერჯის ხარისხის შენარჩუნებით, საჭირო იქნება გენერატორების ძაბვისა და სიჩქარის რეგულატორების, ტრანსფორმატორების ძაბვის რეგულატორების რეაბილიტაცია ახალ შესაბამის ელემენტებზე მათი დაყენება.

სარეზერვო სიმძლავრეების არარსებობამ, დიდი გენერატორების, დიდი დატვირთვის ან დატვირთული კავშირის ხაზის გამორთვის შემთხვევაში, საქართველოს ენერგოსისტემაში შესაძლოა გამოიწვიოს დიდი რეგიონების ჩაქრობა ან მძლავრი სადგურების გაჩერება. რაც ნიშნავს, რომ ენერგოსისტემა, მომხმარებლების საიმედო კვების მიხედვით არაადეკვატურია. ამიტომ სიმძლავრის რეზერვების უზრუნველყოფა ქვეყნისთვის სტრატეგიულად აუცილებელი და საციცოცხლო მნიშვნელობის ამოცანაა. ამ ამოცანის გადაჭრა კიდევ უფრო მნიშვნელოვანი გახდება საქართველოდან მებობელ ქვეყნებში ელექტროენერჯის ტრანზიტის პირობებში.

საქართველოს ენერგოსისტემაში პრობლემას წარმოადგენს რეჟიმული პარამეტრების - სიხშირის და ძაბვის რეგულირება. გენერატორების დიდ ნაწილს არ გააჩნია, თეორიულად და მორალურად ძალიან მოძველებული, დაზიანებული აქვს ან მუშაობიდან აქვს გამოყვანილი სიხშირის რეგულატორები. ამიტომ პარალელური მუშაობისას, რუსეთის სისტემა, რომლის დადგმული სიმძლავრე საქართველოსას თითქმის 60-ჯერ აღემატება, უზრუნველყოფს სიხშირის შენარჩუნებას საქართველოში ნომინალურის სიახლოვეს, ± 0.02 ჰერცის სიზუსტით. იზოლირებულ რეჟიმში მუშაობისას, საქართველოს ენერგოსისტემაში აქტიური სიმძლავრის ბალანსის აღდგენა ძირითადად ხორციელდება ენგურჰესის ერთადერთი აგრეგატის სიხშირის რეგულატორის მიერ (სტატიზმის კოეფიციენტით 4%). ამიტომ სისტემის სიხშირე საქართველოში ნორმალურ რეჟიმში ხშირად ნომინალურიდან ± 0.5 ჰერცის ფარგლებში მერყეობს, რაც დაუშვებელია, როგორც ელექტროენერჯის ხარისხის, ასევე რეზერვების გამოუყენებლობის მხრივ. ეს განსაკუთრებით ეხება თობლოკებს, აირტურბინას და წყალსაცავიან სადგურებს, რომელთაც ენგურის თანაზომადი მონაწილეობის მიღება შეუძლიათ სიმძლავრის რეგულირებაში.

საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის მიერ ჩატარებული კვლევის „სიმძლავრის რეზერვების სახეები და ალოკაცია“ თანახმად საქართველოს ენერგოსისტემა განიცდის სიმძლავრის რეზერვების მწვავე დეფიციტს.

- *პირველადი რეზერვი* უნდა იქნას ამოქმედებული სიმძლავრის უბალანსობის წარმოქმნიდან არაუმეტეს 2 წამში და ბალანსი უნდა აღადგინოს არაუმეტეს 30 წამში. ამ რეზერვმა უნდა უზრუნველყოს სიხშირის დასაშვებ ზღვრებამდე აღდგენა ენერგოსისტემაში არსებული ყველაზე მძლავრი აგრეგატის/ბლოკის ავარიული გამორთვის შემთხვევაში, ისე რომ სიხშირე არ ჩამოვიდეს/ავიდეს საგების/გენერატორების სიხშირული გამორთვის ამოქმედების ნიშნულამდე.

პირველადი რეზერვის უზრუნველყოფა ხდება გენერატორებზე არსებული სიჩქარის რეგულატორების ანუ სიმძლავრის პირველადი რეგულატორების მიერ, ავტომატურ რეჟიმში. ასევე შესაძლოა გამოყენებული იქნას რომელიმე დატვირთვის გამორთვაც. სიჩქარის რეგულატორი შეიგრძნობს სიხშირის გადახრას და ამ გადახრის საპირისპიროდ ცვლის გენერატორის გენერაციას: სიხშირის შემცირებისას გენერაციას ზრდის, სიხშირის გაზრდისას - ამცირებს. პირველადი რეგულირების დასრულების შემდეგ, სიმძლავრის ბალანსის აღდგენის მიუხედავად, დამყარებული სიხშირე რამდენადმე განსხვავებულია ნომინალურისაგან, რაც გამოწვეულია სიჩქარის რეგულატორების სტატიზმით. ამ მოვლენას დამყარებული რეჟიმის სიხშირის გადახრა ეწვია.

- *მეორეული რეზერვის დანიშნულებაა უზრუნველყოს პირველადი რეგულირების დასრულების შემდეგ წარმოქმნილი სიხშირის გადახრის აღმოფხვრა და აღდგენის ავარიამდელი გადადინებები კავშირის ხაზებზე. ეს უნდა მოხდეს ავარიიდან 10-15 წუთის განმავლობაში. ენერგოსისტემის მართვის გენერატორების ჯგუფური რეგულატორების მიერ, გენერატორების წინასწარ შერჩეულ ჯგუფზე, ან გარკვეული გენერატორების მიერ - ეროვნული სადისპეტჩეროდან მიღებული განკარგულების საფუძველზე.*
- *მესამეულმა რეზერვმა ავარიიდან 2 საათში უნდა ჩაანაცვლოს როგორც პირველადი ასევე მეორეული რეზერვები, რათა აღდგეს სისტემის უნარი უპასუხოს უეცრად წარმოქმნილ სიმძლავრის უბალანსობას და დააბრუნოს სიხშირე ნომინალურ სიდიდემდე.*

ამ პირობების დასაკმაყოფილებლად: საქართველოს ენერგოსისტემაში ყველა 7 მგვტ-ზე მძლავრი ჰიდროსააგრეგატი, განსაკუთრებით მარეგულირებელი ჰესებისა, უნდა იქნან აღჭურვილი სიჩქარის რეგულატორებით და მონაწილეობა მიიღონ სიმძლავრის უბალანსობის დაფარვაში. კერძოდ, სეზონურმა ჰესებმა უზრუნველყონ მხოლოდ პირველადი რეზერვი, ხოლო მარეგულირებელმა ჰესებმა როგორც პირველადი, ასევე მეორეული და მესამეული რეზერვები. მაგრამ, გენერატორებზე საკმარისი პირველადი რეზერვის არსებობის შემთხვევაშიც კი საქართველოს ენერგოსისტემის გენერატორების მბრუნავი მასა (ინერცია) საკმაოდ მცირეა და ყველაზე მძლავრი 250 მგვტ სიმძლავრის აგრეგატის დაკარგვის შემთხვევაში სიხშირე დაინევის 49 ჰერცზე დაბლა. შედეგად, საგ-ები დაიწყებენ მუშაობას და დამატებით გამორთავენ დატვირთვებს. ამიტომ საჭირო იქნება ტვირთის გამორთვა - მისი მონაწილეობა პირველად რეგულირებაში. ტვირთის გამორთვის აცილება შესაძლებელია ერთადერთ შემთხვევაში, თუკი მუდმივ რეჟიმში სიმძლავრის გარკვეული რეზერვით ჩართული იქნება აირტურბინული სადგურები, რომელთაც ჰიდროსადგურებზე უფრო მაღალი ტვირთის აღების/მოხსნის სიჩქარე გააჩნიათ.

გარდა აღნიშნულისა, აირტურბინული ან შიგანვის სადგურები საჭირო იქნებიან სისტემაში ჩასართავად მესამეული რეზერვის უზრუნველსაყოფად, წყალმცირობის პერიოდებში, მაშინ, როდესაც წყალსაცავიან სადგურებს არ ექნებათ საკმარისი წყლის მარაგი.

ამრიგად, სიმძლავრის საჭირო რეზერვების უზრუნველსაყოფად უნდა განხორციელდეს შემდეგი ღონისძიებები:

- ენერგოსისტემაში ჩატარდეს არსებული სადგურების სიჩქარის რეგულატორების რეაბილიტაცია;
- მოხდეს ყველა ელექტროსადგურის სტიმულირება ან/და დავალებულება მონაწილეობა მიიღონ სიჩქარის რეგულირებასა და შესაბამისი რეზერვების უზრუნველყოფაში;
- აშენდეს ახალი მარეგულირებელი (წყალსაცავიანი) ჰესები და აირტურბინული სადგურები;
- განხორციელდეს ყველა სადგურის სიჩქარის რეგულატორების მოქმედების პერიოდული ტესტირება-კონტროლი.

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

რაც შეეხება ელენერჯის 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 დავალებულება მონაწილეობა მიიღონ ძაბვის რეგულირებაში;
- განხორციელდეს ყველა სადგურის ძაბვის რეგულატორების მოქმედების პერიოდული ტესტირება-კონტროლი;
- ქვესადგურებში ძაბვის ტრანსფორმატორების და ავტოტრანსფორმატორების გამომყვანების ავტომატური რეგულირების სისტემის მონტაჟი/მოდერნიზაცია.

ენერგოსისტემის მდგრადობა და მოქნილობა ბოლო წლებში მნიშვნელოვნად გაიზარდა, ძირითადად, საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემაში განხორციელებული პროექტებით, რომლებიც ახლაც გრძელდება, კერძოდ:

- ცენტრალურ სადისპეტჩეროში გენერატორების ჯგუფური რეგულირების სისტემის განხორციელება, მარეგულირებელი სადგურების ეტაპობრივი ჩართვა ამ სისტემაში;
- ავარიის სანინალმდევო ავტომატიკის სრულყოფა, რომელიც კრიტიკული ხაზების და ავტოტრანსფორმატორების გამართვის შემთხვევაში უზრუნველყოფს ენერგოსისტემის მდგრადობის შენარჩუნებას;
- ქვესადგურების ავტომატიზაცია, ცენტრალური სადისპეტჩეროდან სრული მართვის განხორციელება;
- რეგულირებადი რეაქტორების დამონტაჟება;

- ფაზადამკვრელი ტრანსფორმატორების სახაზო რეგულატორების დამონტაჟება. ამჟამად შესწავლის პროცესშია და საჭიროებისას შეიძლება დამონტაჟდეს:
 - საქართველო-რუსეთის დამაკავშირებელ პარალელურ 500 კვ ევბ-ებს შორის გადადინების დასარეგულირებლად, კერძოდ „კავკასიონსა“ და „ყაზბეგს“ (ქსანი-მოზლოკი) შორის, ქ/ს ქსანში ან ქ/ს ყაზბეგში;
 - ქ/ს ბათუმში - „წყალტუბო-ქუთაისი-ზესტაფონისა“ და „ბათუმი-ახალციხე“ 220 კვ მაგისტრალებს შორის გადადინებების დასარეგულირებლად;

5.3 გადამცემი ქსელის განვითარების თანმდევნი ფაქტორები

მეტი ბაზისური ენერჯია ნაკლები დანახარჯით

საქართველოს გადამცემი ქსელის დაპროექტებისას, როდესაც ეს ქსელი საბჭოთა ქსელის ნაწილი იყო, თბილისი-რუსთავის მძლავრი კვების ცენტრის მოსამარაგებლად ქ. გარდაბანთან აშენებული იქნა თბოელექტროსადგური „თბილსრესი“, რომელიც შედგებოდა ათი ორთქლის ქვაბიანი ენერგობლოკისგან, ჯამური სიმძლავრით დაახლოებით 1900 მგვტ. აქედან რვა ბლოკი, თითოეული 160 მგვტ დადგმული სიმძლავრით, შედარებით ძველი გაშვებული იყო, ხოლო ორი 300 მგვტ ბლოკი გაშვებული იქნა 1989 წელს.

1990-2002 წლების რთული ვითარების შედეგად, „თბილსრესის“ ბლოკების უმრავლესობა მწყობრიდან გამოვიდა ან დაშლილი იქნა. შედეგად დღეისთვის მოქმედებს მხოლოდ სამი ენერგობლოკი. ბლოკი N3 და N4 დადგმული სიმძლავრით $2 \times 160 = 320$ მგვტ (თუმცა ქსელში თითოეული მხოლოდ 140 მგვტ-ს გასცემს) და N9 ენერგობლოკი, დადგმული სიმძლავრით 300 მგვტ, რომელიც ქსელში 250 მგვტ-ს გასცემს.

2005 წელს ჩრდილოეთიდან შემომავალი ელექტროგადამცემია და გაზის გადამცემი ქსელის მწყობრიდან გამოსვლის შემდეგ, აშენებული იქნა აირტურბინული ელექტროსადგური, რომელსაც ქსელში მაქსიმუმ 110 მგვტ სიმძლავრის გაცემა შეუძლია, რომელთაგან გარანტირებული სიდიდეა 80 მგვტ.

ამრიგად, გარდაბნის კვანძში $250 + 280 = 530$ მგვტ ორთქლის და 80 მგვტ სიმძლავრის აირტურბინული თბოელექტროსადგურებია, ჯამში 610 მგვტ.

აღნიშნულ ბლოკებს მნიშვნელოვანი ფუნქცია აკისრიათ: ზამთარში, როდესაც ადგილი აქვს წყალმცირობას და ჰესების გამომუშავება მკვეთრად არის შემცირებული, ისინი იღებენ საკუთარ თავზე მომხმარებლების ელექტროენერჯიით უზრუნველყოფას, ფარავენ რა ენერგოსისტემის ბაზისურ დატვირთვას.

მართალია, ჩვეულებრივ, ზაფხულის თვეებში ეს თბოსადგურები გამორთულია, მაგრამ მძლავრ ჰესებზე ან კრიტიკულ ხაზებზე რემონტისას, ისინი წარმოადგენენ სარეზერვო სიმძლავრის წყაროებს, შედიან მუშაობაში და ანაცვლებენ სარემონტო ჰიდრო აგრეგატებს/სადგურებს. კერძოდ აირტურბინას ქსელში შესვლა შეუძლია 0.5 საათში, ორთქლის ბლოკებს კი ამისთვის 24 საათი სჭირდებათ.

მიუხედავად დაკისრებული დიდი პასუხისმგებლობისა, გარდაბნის არსებულ თბოელექტროსადგურებს გააჩნიათ დიდი ნაკლოვანებები:

- ყველა ორთქლის ბლოკს ამონურული აქვს ტექნიკური ექსპლუატაციის რესურსი. დიდია ავარიის რისკი.

- N9 ბლოკზე მწყობრიდან არის გამოსული სიჩქარის რეგულატორი, ხოლო N3 და N4 ბლოკებზე - როგორც ძაბვის ასევე სიჩქარის რეგულატორები;

- გარდაბნის აირტურბინული სადგურის აგრეგატები ხასიათდებიან ძალიან მაღალი მგრძობიარობით გარე ავარიების მიმართ, ასევე ქსელიდან მოიხმარენ რაექტიულ ენერჯიას და აუარესებენ ენერგოსისტემის რეჟიმს. ამიტომ მათი ხანგრძლივი მუშაობა მიზანშეუწონელია;

- ამ ყველა აგრეგატს გააჩნია ძალიან დაბალი მარგი ქმედების კოეფიციენტი, N3 და N4 ბლოკებს დაახლოებით 25%, N9 ბლოკს 29%, ხოლო აირტურბინას 33%.

მაშასადამე, არსებული თბური ენერგობლოკების გამოყენება მიზანშეუწონელია როგორც ტექნიკურად ასევე ეკონომიკურად. საჭიროა მათი ჩანაცვლება მანევრული, საიმედო და ეკონომიური ახალი თბური ბლოკებით.

აღნიშნული სიტუაციის გამო და იმის გათვალისწინებით, რომ საქართველოს მოხმარება 3-5%-ით იზრდება ყოველწლიურად და სანავის ფასიც განუხრელად მატულობს, გარდაბანში დაგეგმილია ორი კომბინირებული თბოელექტროსადგურის მშენებლობა. პირველი მათგანის სიმძლავრეა 230 მგვტ, გააჩნია ორი აირტურბინა და ერთი ორთქლტურბინა. ეს ელსადგური მშენებლობის პროცესშია. მეორე სადგურზე კი გამოცხადებულია კონკურსი რომლის ჯამური სიმძლავრე იქნება დაახლოებით 400-500 მგვტ. ამ სადგურების ბლოკები თავისუფლები იქნებიან დღევანდელი ბლოკების ნაკლოვანებებისგან. კერძოდ:

- მინიმალური ავარიის რისკი;
- სიჩქარის და ძაბვის ავტომატურ რეგულირებაში სრულფასოვანი მონაწილეობა;

- გარე ავარიებისადმი მაღალი მედეგობა;
- კომბინირებული ციკლის გამო, მაღალი მარგი ქმედების კოეფიციენტი $\approx 55\%$;

- აირტურბინული და ორთქლტურბინული ნაწილების ცალ-ცალკე მუშაობის შესაძლებლობა. აირტურბინების ქსელში ჩართვისთვის 15 წუთი, ხოლო ორთქლის ტურბინებისთვის 3-4 საათი.

ახალი თბოელექტროსადგურები უზრუნველყოფენ როგორც პირველად (სიხშირის ვარდნის შემკავებელ) და მეორეულ (სიხშირის აღმდგენ) სიმძლავრის რეზერვებს, არამედ მესამეულ რეზერვსაც (რომელმაც უნდა ჩაანაცვლოს პირველადი და მეორეული რეზერვები). ამ კომბინირებულ სადგურებს დაეკისრებათ ბაზისური სიმძლავრის უზრუნველყოფა არამხოლოდ ზამთარში, არამედ ზაფხულშიც - ვინაიდან დატვირთვა უფრო სწრაფად იზრდება, რასაც ახალი ჰესების მშენებლობა უახლოეს ხანში ვერ გააკომპენსირებს.

ამრიგად, არსებული 630 მგვტ (730 მგვტ დადგმული სიმძლავრე) მოძველებული, ხარჯიანი და მოუქნელი თბოსადგურები ჩანაცვლებული იქნებიან ახალი, ეკონომიური და მანევრირებადი კომბინირებული სადგურებით.

მძლავრი, წლიური რეგულირების ჰიდროელექტროსადგურები

საქართველოს ენერჯეტიკის სამინისტროს მიერ შემუშავებული *საქართველოს ელექტროენერჯეტიკის განვითარების ძირითადი მიმართულებებიდან ერთ-ერთ* ყველაზე ძირითადს წარმოადგენს მძლავრი წლიური რეგულირების ჰიდროელექტროსადგურების აშენება და მათ მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯით ქვეყნის მზარდი ენერგომომხარების დაკმაყოფილება. აღნიშნული ელექტროსადგურების ქვეყანაში არსებობას განსაკუთრებული მნიშვნელობა აქვს შემდეგი ფაქტორების გამო:

- მარეგულირებელი ჰესები წარმოადგენენ სარეზერვო სიმძლავრის წყაროს, ამიტომ ისინი ამაღლებენ ენერგოსისტემის მდგრადობას როგორც ავარიული სიტუაციების დროს ასევე ხანგრძლივ პერიოდში სიმძლავრის ბალანსის აღსადგენად;
- ამაღლებენ ენერგოდამოუკიდებლობის ხარისხს. ეს იმიტომ, რომ უზრუნველყოფენ წყლის აკუმულირებას წყალუხვობის პერიოდში, რომელიც შესაძლებელია გამოყენებული იქნას ელექტროენერჯის მისაღებად წყალმცრობის პერიოდში და ამით თავიდან იქნას აცილებული თბოსადგურების მუშაობის ან/და ელექტროენერჯის იმპორტის აუცილებლობა.

ამჟამად გვაქვს ერთი მხრივ დეფიციტი ზამთრის პერიოდში, მეორეს მხრივ - ელექტროენერჯის სიჭარბე ზაფხულის თვეებში, მაგრამ ექსპორტის შეზღუდული შესაძლებლობები (თურქეთთან დამაკავშირებელი ელექტროგადამცემი ხაზების გამტარუნარიანობის გათვალისწინებით, ხოლო რუსეთში - ახალი ჰესების ტარიფებთან შედარებით ექსპორტის დაბალი ფასების გამო).

თუმცა, უნდა აღინიშნოს, რომ გარდა შეზღუდული საექსპორტო შესაძლებლობებისა, დგება გენერაციის ახალი სიმძლავრეების ქვეყნის შიდა ქსელთან მიერთების პრობლემაც, რომლის გადაჭრაც მოითხოვს დამატებითი ინვესტიციების განხორციელებას შესაბამისი ინფრასტრუქტურის განვითარების მიზნით.

აღნიშნული ჰიდროელექტროსადგურების ტექნიკური პარამეტრებია:

- **ხუდონჰესი** დადგმული სიმძლავრე - 702 მგვტ. წლიური გამოიმუშავება - 1527.9 მლნ. კვტ.სთ, ექსპლუატაციაში შესვლის სავარაუდო პერიოდი - 2021 წელი.
- **ნენსკრა ჰესი** დადგმული სიმძლავრე - 210 მგვტ. წლიური გამოიმუშავება - 1194.0 მლნ. კვტ.სთ, ექსპლუატაციაში შესვლის სავარაუდო პერიოდი - 2021 წელი
- **ნამახვანი ჰესების კასკადი**, დადგმული სიმძლავრე - 450 მგვტ. წლიური გამოიმუშავება 1655.7 მლნ. კვტ.სთ ექსპლუატაციაში შესვლის სავარაუდო პერიოდი - 2022 წელი.
- **ონის ჰესების კასკადი**, დადგმული სიმძლავრე - 270 მგვტ. წლიური გამოიმუშავება - 1254.0 მლნ. კვტ.სთ ექსპლუატაციაში შესვლის სავარაუდო პერიოდი - 2022 წელი.

ზემოთ აღნიშნული ჰესების სისტემასთან მიერთება მოხდება შემდეგი სქემებით:

1. ხულონიჰესი სისტემას უერთდება 500/220/110 კვ დაბვით.

500 კვ დაბვის სალტეებზე შეიჭრება ეგს „კავკასიონი“

220 კვ დაბვის სალტეებზე შეიჭრება ორჯაჭვა ეგს „ჯვარი-ნენსკრა“

2. ნენსკრაჰესი სისტემას უერთდება 220 კვ დაბვით.

აშენდება ახალი ორჯაჭვა ეგს „ნენსკრაჰესი-ხულონიჰესი“.

3. ნამახვანი ჰესების კასკადი სისტემას უერთდება 220 კვ დაბვით.

ნამახვანი ჰესების კასკადი შედგება სამი (ტვიში, ნამახვანი და ჟონეთი) ჰესისაგან, რომლებიც განლაგებულია მდინარე რიონზე. ტვიშიჰესის 220 კვ სალტეზე შეიჭრება არსებული ეგს „დერჩი“, ჰესი ახალი 220 კვ ეგს-ით დაუკავშირდება ნამახვანი-ჟონეთი ჰესების გაერთიანებულ 220 კვ დაბვის სალტეს და თავის მხრივ ნამახვანი-ჟონეთი ჰესები ახალი ორჯაჭვა 220 კვ დაბვის ხაზით დაუკავშირდება ქ/ს „წყალტუბოს“ 220 კვ დაბვის სალტეს.

4. ონი ჰესების კასკადი სისტემას უერთდება 220 კვ დაბვით.

ონი ჰესების კასკადი ახალი 220 კვ დაბვის ორჯაჭვა ელექტროგადამცემი ხაზით მიუერთდება სადმელიჰესის 220 კვ სალტეს. თავის მხრივ სადმელიჰესი ორჯაჭვა ეგ ხაზებით დაკავშირებულია ალპანაჰესის და ქს „დ. ზესტაფონი“-ს 220 კვ დაბვის სალტეებთან.

მძლავრი მოხმარების ცენტრების შექმნა და კვების საიმედოობა

როგორც ცნობილია, მოხმარება განსაზღვრავს წარმოებას და ამიტომ სისტემის პერსპექტიული განვითარების დაგეგმვისათვის პირველ რიგში შეფასებული უნდა იქნეს, როგორც ქვეყნის შიდა მოთხოვნილება ელექტროენერგიაზე, ასევე საქართველოდან მებობელი ქვეყნების ენერგოსისტემებში ელექტროენერგიის ექსპორტის მოსალოდნელი მოცულობა.

ელექტროენერგიისა და ელექტრულ დატვირთვაზე ქვეყნის მოთხოვნილების ზრდამ, ელექტროენერგიის ახალი წყაროების მშენებლობის აუცილებლობამ, ელექტროენერგეტიკული რეგიონების ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლების მოთხოვნამ და მებობელ ენერგოსისტემებში ელექტროენერგიის ექსპორტისა და ტრანზიტის ამოცანებმა დღის წესრიგში დააყენა ქვეყნის ელექტროსისტემის მაღალი დაბვის გადამცემი ქსელის შემდგომი გაფართოების და მძლავრი მოხმარების ცენტრების შექმნის საკითხი.

500/220 კვ დაბვის ქვესადგური „ჯვარი“.

ქვესადგურ „ჯვარში“ შეიჭრება 500 კვ დაბვის ეგს „კავკასიონი“, აშენდება ახალი ორჯაჭვა 220 კვ დაბვის ეგ ხაზი „ოდიში1,2“, რომელიც ქ/ს ჯვარს დააკავშირებს ქ/ს ხორგასთან.

220 კვ დაბვის ქვესადგური „ხორგა220“.

ქვესადგურ „ხორგა220“-ში შეიჭრება 220 კვ დაბვის ეგს „პალიასტომი2“, აშენდება ახალი 220 კვ ეგს „ოდიში1,2“ (ჯვარი-ხორგა) და გაორჯაჭვიანდება 220 კვ დაბვის ხაზი „ხორგა“ (მენჯი-ხორგა) და გადავა 220 კვ დაბვაზე. ქ/ს „ხორგაში“ შეიქმნება მძლავრი კვანძი, რომელზედაც შესაძლებელი იქნება მიუერთდეს 400 მგვტ დატვირთვა.

220/154 კვ დაბვის ქვესადგური „ბათუმი ახალი“.

„ბათუმი 220“-ის ახლოს აშენდება 220/154 კვ დაბვის ქ/ს „ბათუმი ახალი“ სადაც დაიდგმება 350 მგვტ სიმძლავრის მუდმივი დენის ჩანართი და 154 კვ დაბვით დაუკავშირდება თურქეთის ენერგოსისტემას.

500/220 კვ დაბვის ქვესადგური „ცაგერი“.

გათვალისწინებულია 500/220 კვ დაბვის ქვესადგური „ცაგერი“-ს მშენებლობა, რომელიც 500კვ დაბვის ეგხ-ით დაუკავშირდება ქ/ს „წყალტუბოს“.

500/110 კვ დაბვის ქვესადგური „ყაზბეგი“.

დაბა ყაზბეგში გათვალისწინებულია 500/110 კვ დაბვის ქვესადგური „ყაზბეგი“, რომელიც ახალი 500კვ დაბვის ეგხ-ით „ქსანი-ყაზბეგი“ დაუკავშირდება 500/220 კვ დაბვის ქ/ს „ქსანს“ და მოემსახურება დარიალის ჰესების სიმძლავრის სისტემაში შემოტანას. შემდგომში ქ/ს „ყაზბეგი“-დან აშენდება ახალი 500 კვ დაბვის ეგხ „ყაზბეგი-ვლადიკავკაზი“ და მეორე მძლავრი კავშირით საქართველოს ენერგოსისტემა დაუკავშირდება რუსეთის ენერგოსისტემას.

500/220 კვ დაბვის ქვესადგური „მარნეული“.

აშენდება 500/220 კვ დაბვის ქვესადგური მარნეული, სადაც შეიჭრება 500 კვ დაბვის ეგხ „ვარძია“ და მიუერთდება 500 კვ დაბვის ხაზი „მუხრანი“ (ქსანი-მარნეული). ქ/ს მარნეულიდან აშენდება ახალი 500 კვ დაბვის ეგხ „მარნეული-ალავერდი“ და სომხეთში მუდმივი დენის ჩანართით დაუკავშირდება სომხეთის ენერგოსისტემას.

500/220 კვ დაბვის ქვესადგური „წყალტუბო“.

2021 წლისათვის დაგეგმილია ხულონჰესის (700 მგვტ) და ნენსკრაჰესის (210 მგვტ) მშენებლობა მდ. ენგურზე. დასავლეთ საქართველოში დამატებით ასეთი დიდი სიმძლავრის გამოტანას არსებული ქსელი ვერ უზრუნველყოფს. ამიტომ დაგეგმილია 500 კვ ეგხ „ჯვარი-წყალტუბო“-ს და ორჯაჭვა 500 კვ ეგხ „წყალტუბო-ახალციხე“-ს მშენებლობა. 500/220 კვ დაბვის ქ/ს „წყალტუბო“ გახდება საკვანძო ქვესადგური და მოემსახურება ცხენისწყლის ჰესებისა და ნამახვანის ჰესების კასკადის სიმძლავრის სისტემაში შემოტანას.

გადამცემი ქსელის მნიშვნელოვანი გაძლიერების, მძლავრი კვების ცენტრების მშენებლობის და მეზობელ სისტემებთან მძლავრი კავშირების მშენებლობის დამთავრების შემდეგ, საქართველოს ენერგოსისტემა შეძლებს შიდა მოთხოვნის შესაძლო 5%-იან ზრდის დაკმაყოფილებას და საიმედო პარტნიორი გახდება მეზობელ ენერგოსისტემებს შორის სიმძლავრის ტრანზიტის განხორციელებაში.

6. საქართველოს გადასცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი სტრატეგია, განვითარების სცენარები და მეთოდოლოგია

6.1 განვითარების სტრატეგია

ელექტროენერგეტიკა არის ეკონომიკის მნიშვნელოვანი ნაწილი, რომელსაც უდიდესი გავლენა აქვს სოციალურ სფეროსა და საქართველოს მოსახლეობაზე. ამიტომ ელექტროენერგეტიკის ინფრასტრუქტურის განვითარება არის ქვეყნის სტრატეგიული მნიშვნელობის ამოცანა.

ის ახალი შესაძლებლობები, რომელიც გაჩნდა მეზობელ ქვეყნებთან ელექტროენერჯის ვაჭრობის მხრივ, ქვეყნის მოხმარების ზრდის მაღალი დონე და ასაშენებელი ელსადგურებიდან სიმძლავრის გამოტანის საჭიროება, აუცილებელს ხდის გადაცემის ინფრასტრუქტურაში ინვესტირებას. ეს ინვესტიციები უნდა განხორციელდეს, რათა დაკმაყოფილებული იქნას ქსელის განვითარების ადეკვატურობის პირობა. აღნიშნული პირობა გულისხმობს ისეთი გადამცემი ქსელის არსებობას, რომელიც უზრუნველყოფს გენერაციის და მოხმარების ზრდის თანმიმდევრულად, მათ შორის ელექტროენერჯის საიმედო და უსაფრთხო მანერით ტრანსპორტირებას, ისე, რომ გადამცემი ქსელის რომელიმე ელემენტის გამორთვა არ იწვევდეს ამ ტრანსპორტირების შეფერხებას.

გადამცემი ქსელის განვითარება ითვალისწინებს გრძელვადიან პერსპექტივაში მომზადებას, რათა გენერაციისა და დატვირთვების გაზრდის შესაბამისად მოხდეს გადამცემი ქსელის გაძლიერება-გათართობა-მოდერნიზაცია.

ეს დოკუმენტი მოიცავს საქართველოს ენერჯოსისტემის განვითარების ყველა კომპონენტს. თუმცაღა მიმდინარე და მომავალ წლებში შესაძლოა სხვა პროექტების განხილვაც, რომლებიც ამ 10 წლიან გეგმაში არ არის გათვალისწინებული. ამასთან, შესაძლოა ზოგიერთი პროექტის მოდიფიცირება, ვადების შემჭიდროება ან დაგვიანება. ეს ყველაფერი გათვალისწინებული იქნება საქართველოს გადამცემი ქსელის 10 წლიანი განვითარების გეგმის 2016 წლის ვერსიაში.

კვების უზრუნველყოფის საიმედოობის ერთ-ერთი მთავარი პირობაა გენერაციის ადეკვატურობა. ეს გულისხმობს გენერაციის უნარს, ელექტრული სისტემის განვითარების ნებისმიერ ეტაპზე დააკმაყოფილოს ქვეყნის მოხმარება, ელექტროენერჯის ხარისხის პარამეტრების ზღვრების დაურღვევლად. გენერაციის ადეკვატურობის რეალიზაცია ხორციელდება მათ მიერ სისტემური სერვისების (ძაბვის რეგულირება, სიჩქარის რეგულირება, სიმძლავრის რეგულირება) უზრუნველყოფით, რომელიც მოიცავს სიმძლავრის პირველად, მეორეულ და მესამეულ რეგულირებას და ძაბვის რეგულირებას, რაც მათ ევალებათ „ქსელის წესების“ საფუძველზე. რაც ბუნებრივია მოითხოვს გენერაციის ობიექტების ცენტრალურ მართვას. სსე-ის მიზანია ელექტრულ სადგურებთან თანამშრომლობის გზით მოახდინოს არსებული ტექნიკური ვითარების გაუმჯობესება და

პერსპექტიული ელექტროსადგურების მიერთება ქსელთან მხოლოდ სისტემური სერვისების უნარით (თუკი მათი სიმძლავრე და გენერაცია ახდენს გავლენას საქართველოს ენერგეტიკულ სისტემაზე).

გადამცემი სისტემის ოპერატორის მიზანია განავითაროს მდგრადი, საიმედო, ეკონომიკური და ეფექტური ელექტროგადამცემი ქსელი, რომელიც უზრუნველყოფს განვითარების ნებისმიერ საფეხურზე

- ქსელის უსაფრთხოებას;
- ელექტროენერჯის ხარისხს;
- საკმარის გამტარუნარიანობას
 - განახლებადი ენერჯის წყაროების ქსელში ინტეგრაციისათვის; და
 - ქვეყნებს შორის ელექტროენერჯის მიმოსაცვლელად;
- მზაობას ევროპული გაერთიანებული ენერჯოსისტემის ENTSO-E განვითარების 10 წლიან გეგმასთან ინტეგრირებისთვის.

გრძელვადიანი განვითარება განპირობებულია მომავალი ისეთი გადამცემი ქსელის არსებობის საჭიროებით, რომელიც დააკმაყოფილებს გადამცემი ქსელის დაგეგმარების ტექნიკურ კრიტერიუმებს, რომელთაგან ყველაზე ძირითადია N-1.

გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმის შედგენა მოხდა შემდეგი პრინციპების დაცვით:

- ქსელის განვითარების ყველა ეტაპზე, გენერაციის ობიექტებიდან მომხმარებლებსკენ ელექტროენერჯის მიწოდება უნდა განხორციელდეს N-1 პრინციპის შესრულებით;
- ქსელის განვითარების ყველაზე ეკონომიური ვარიანტის განხორციელება, რომელიც დააკმაყოფილებს N-1 პირობას;
- ენერჯოსისტემის მუშაობის საიმედოობა;
- მომხმარებელთა კვების საიმედოობის მაღალი დონე;
- თანმიმდევრული და მდგრადი განვითარება;
- ენერჯოსისტემის ეფექტურად მუშაობა;

გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმა მოიცავს 500/400/330/220 კვ ძაბვების გადამცემ ხაზებსა და ქვესადგურებს, რომელთაც გააჩნიათ სასისტემო მნიშვნელობა, ანუ რომელთა არსებობა და მუშაობა გავლენას ახდენენ მთლიანი ენერჯოსისტემის მდგრადობაზე. 500 კვ ეგზ-ებს 220 კვ ეგზ-ებთან შედარებით დაახლოებით 5-ჯერ მეტი სიმძლავრის გატარება შეუძლიათ და მათში დანაკარგები მნიშვნელოვნად ნაკლებია. თუმცა მშენებლობა და ექსპლუატაცია შედარებით ძვირია. ამიტომ ჩვეულებრივ 500 კვ ეგზ-ები უზრუნველყოფენ სიმძლავრის ტრანზიტს დიდ მანძილებზე (100 კმ და მეტი).

საქართველოს გადამცემი ქსელი კარგად არის განვითარებული აღმოსავლეთ ნაწილში, როგორც 500 ასევე 220 კვ ძაბვებზე, სადაც ქვეყნის დატვირთვის დიდი ნაწილია

თავმოყრილი; ხოლო დასავლეთ ნაწილში ქსელს გააჩნია სუსტი ადგილები, იმის მიუხედავად, რომ გენერაციის დიდი ნაწილი (როგორც არსებული ასევე პერსპექტიული) სწორედ აქ არის განლაგებული. ამიტომ საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ძირითადი ლაიტმოტივი იქნება დასავლეთის ქსელის გაძლიერება და დაკავშირება აღმოსავლეთის ქსელთან (ახალციხის კვანძთან).

გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიან გეგმაში, გათვალისწინებულია სისტემათაშორისი კავშირის ხაზების გაძლიერება მეზობელ ქვეყნებთან - თურქეთთან, სომხეთთან, აზერბაიჯანთან და რუსეთთან, რადგან ტრანსსასაზღვრო სიმძლავრეების მიმოცვლა წარმოადგენს საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ერთ-ერთ მამოძრავებელ ფაქტორს. საქართველოს ენერგოსისტემისთვის ოპტიმალურია მეზობელ ენერგოსისტემებთან პარალელური სინქრონული მუშაობა, რაც ზრდის საიმედოობას და ამცირებს სარეზერვო სიმძლავრეების აუცილებლობას. მაგრამ ამის მიუხედავად, არ არის გამოირიყხელი მეზობელ სისტემებთან კავშირის ხაზების ავარიული მწყობრიდან გამოსვლა. ამიტომ, საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმის მიხედვით, ქსელი ისე უნდა განვითარდეს, რომ ხანგრძლივი დროით შეძლოს სხვა ქვეყნებისგან იზოლირებულად (ავტონომიურ რეჟიმში) საკუთარი მომხმარებლების (და თურქეთში ექსპორტის) უსაფრთხო და საიმედო კვება.

ზემოაღნიშნულის გამო საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების 10 წლიანი გეგმა შედგენილია იმდაგვარად, რომ დაცულია ქვეყნის ენერგოსისტემის მდგრადობა და საიმედოობა მისი განვითარების ყველა ეტაპზე, შესაბამისად **საქართველოს გადამცემი ქსელის ძირითადი დაგეგმარების პირობაა N-1 დაგეგმვის კრიტერიუმის უზრუნველყოფა**. ამ მიზნით, სსე-ის სპეციალისტების მიერ ჩატარებული იქნა მთელი რიგი ანგარიშები (ნაკადგანანალიზების, მოკლე პერიოდების, მდგრადობის, ჰარმონიკების, კვანძებში ჰესების ინტეგრაციის უნარის და სისტემის გამტარუნარიანობის), რომელთა საფუძველზეც გამოვლენილი იქნა როგორც არსებული ქსელის, ასევე პერსპექტიული ქსელის ვარიანტების სუსტი ადგილები. ამ ვარიანტებიდან არჩეული იქნა ყველაზე საუკეთესო, რომლის შემთხვევაში დაცულია ტექნიკური დაგეგმარების (N-1) კრიტერიუმი და ოპტიმალურია ეკონომიკურად.

მართალია, N-1 კრიტერიუმის დაცვა წარმოადგენს საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების მიზანს, მაგრამ ამ მიზნის შესრულება მომხმარებლების შეზღუდვის გარეშე, დაკავშირებულია როგორც ტექნიკური საშუალებების მობილიზაციასთან ასევე ფინანსური საშუალებების (ინვესტიციების) უზრუნველყოფასთან, რაც ბუნებრივია მყისიერად ვერ მოხდება. თუმცა, სსე თავისი შესაძლებლობების ფარგლებში, მიისწარფვის N-1 კრიტერიუმის შესრულებისკენ, რაც გადამცემი ქსელის დღევანდელი ტოპოლოგიიდან გამომდინარე, 2014-2018 წლებში მიღწეული იქნება ავარიის საწინააღმდეგო ავტომატიკის (ასა) მოქმედებით, რომელიც ხანმოკლე დროით ზღუდავს მომხმარებლებს; ხოლო 2019 წლიდან ამ კრიტერიუმის შესრულება მოხდება ბუნებრივად, მომხმარებლების შეზღუდვის გარეშე, მას შემდეგ რაც ამენდება 500 კვ მაგისტრალი

„ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხე“ და იგი სრულად დაარეზერვებს არსებულ 500 კვ ეგხ „იმერეთს“.

საქართველოს გადამცემი ქსელის განმავითარებელი სამი ძირითადი ფაქტორია:

1. არსებული წყაროებიდან მომხმარებლებისკენ ელექტროენერჯის ტრანზიტის საიმედოობის ამაღლება,
2. პერსპექტიული სადგურებიდან ელექტროენერჯის უსაფრთხოდ გამოტანა,
3. მეზობელ ქვეყნებს შორის სატრანზიტო პოტენციალის რეალიზაცია.

არსებული ელექტროსადგურებიდან მომხმარებლებისკენ ელექტროენერჯის ტრანზიტის საიმედოობა შეზღუდულია იმ ფაქტით, რომ საქართველოს უმძლავრესი ჰესები ენგურჰესი და ვარდნილჰესი განლაგებულია ჩრდილო-დასავლეთ საქართველოში, როდესაც ძირითადი მოხმარება განლაგებულია ცენტრალურ (ქუთაისი-ზესტაფონი), სამხრეთ (ახალციხის საექსპორტო დანიშნულების ხაზი) და აღმოსავლეთ საქართველოში (თბილისი-რუსთავი). ენგურის აუზის ჰესებიდან, თავდაპირველი ჩანაფიქრით, პიკური სიმძლავრით უნდა მომარაგებულიყო რუსეთის ენერგოსისტემის სამხრეთ ნაწილი, ამიტომ ენგურჰესიდან გამომავალ ძირითად ხაზად ითვლებოდა 500 კვ ეგხ „კავკასიონი“. ხოლო 500 კვ ეგხ „იმერეთი“ უზრუნველყოფდა მხოლოდ მცირე სიმძლავრეების მიმოცვლას ენგურის აუზიდან აღმოსავლეთით არსებული დიდი დატვირთვებისკენ, რადგან ამ დატვირთვების კვება ძირითადად ხდებოდა თბილისი-რუსთავის კვანძში არსებული თბოსადგურებიდან. ბოლო ორი ათეული წლის მანძილზე იმპორტირებული სანავის გაძვირების გამო, საჭირო გახდა ენგურის აუზიდან საქართველოში არსებული დატვირთვების მომარაგება, რომელიც ძირითადად ენგურჰესის აღმოსავლეთით არის განლაგებული, რამაც შეამცირა დატვირთულობა „კავკასიონზე“ და გაზარდა „იმერეთზე“. ეს ვითარება კიდევ უფრო რადიკალური გახდა ახალციხის კვანძში 700 მგვტ სიმძლავრის მუდმივი დენის ჩანართისა და თურქეთთან დამაკავშირებელი 400 კვ ეგხ „მესხეთის“ ამენების შემდეგ, ვინაიდან „იმერეთზე“ დატვირთულობა კიდევ უფრო გაიზარდა. ამ ხაზის გამორთვის შემთხვევაში იტვირთება დასავლეთ საქართველოს 220 კვ მაგისტრალი და ელექტრული სისტემის მდგრადობა დგება საფრთხის ქვეშ. ამიტომ საჭიროა დასავლეთ საქართველოს 500/220 კვ მაგისტრალის გაძლიერება, რაც პირველ ეტაპზე მოხდება „ჯვარი-ხორგას“ და „წყალტუბო-ზესტაფონის“ პროექტების ხაზებით, ხოლო მეორე ეტაპზე - 500 კვ ეგხ „ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხე“-თი, რომელიც წარმოადგენს საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ყველაზე აუცილებელ და სტრატეგიულ პროექტს.

გადამცემი ქსელის გაძლიერების პროექტები, თავიანთი მნიშვნელობის მიხედვით, დაყოფილი იქნა სამად:

1. **სატრანზიტო მნიშვნელობის პროექტები**, ანუ პროექტები რომლებიც ახდენენ გავლენას საქართველოს ენერგოსისტემასა და მეზობელ სისტემებს შორის სიმძლავრის ტრანზიტის სიდიდესა და საიმედოობაზე; ასეთებია საქართველოს გადამცემი სისტემის

ყველა შიდა 500 კვ ეგხ-ის და ყველა 500/400/330/220/154 კვ ტრანსსასაზღვრო ეგხ-ის შემცველი პროექტები.

2. **სასისტემო მნიშვნელობის პროექტები.** მათ მიეკუთვნება ისეთი პროექტები, რომლებიც აკავშირებენ გადამცემი ქსელის ორ ან მეტ კვანძს (ქმნიან შეკრულ კონტურს), გავლენას ახდენენ ერთი რეგიონიდან მეორე რეგიონისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის სიდიდებზე.

3. **ლოკალური,** ჩიხური 220 ,110 კვ და უფრო დაბალი ნომინალური ძაბვის ეგხ-ების შემცველი პროექტები.

განვითარების გეგმაში დეტალურადაა განხილული სატრანზიტო და სასისტემო მნიშვნელობის პროექტები. მოხდა მათი დაჯგუფება კონკრეტული ფუნქციების/ძირითადი დანიშნულების მიხედვით. საქმე იმაშია, რომ საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების პროექტების ნაწილი წარმოადგენს ტრანსსასაზღვრო ხაზებს და მათი საშუალებით მოხდება ელექტროენერგიით ვაჭრობის პოტენციალის გაზრდა საქართველოსა და მეზობელ ქვეყნებს შორის. ასეთი პროექტების მშენებლობა დამოკიდებული იქნება ქვეყნებს შორის უშუალო შეთანხმებაზე. პროექტების ნაწილი უზრუნველყოფს გადამცემ ქსელში ჰესების ინტეგრაციას და მათი განხორციელების ვადები უშუალოდ იქნება დამოკიდებული ჰესების ქსელში ჩართვის ვადებზე. და ბოლოს, პროექტების ნაწილი ემსახურება შიდა გადამცემი ქსელის გამტარუნარიანობის და საიმედოობის ამაღლებას, რათა შესრულებული იქნას N-1 დაგეგმარების კრიტერიუმი და მათი მუშაობაში შეყვანა არ იქნება დამოკიდებული არც ჰესების ინტეგრაციაზე და არც მოხმარების ზრდის მაჩვენებელზე.

1. **ქსელში ჰესების ინტეგრაციის დანიშნულების მქონე პროექტები.** ამ პროექტების მშენებლობის ვადები და აუცილებლობა განპირობებული იქნება პერსპექტიული ელსადგურების მშენებლობით, რომელთა ქსელში ინტეგრირებაც მათ აკისრიათ. ასეთებია:

- **ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ ბათუმი-ახალციხე,** რომლის დანიშნულებაც უზრუნველყოს შუახევი ჰესის, კორომხეთი ჰესის და აჭარის პერსპექტიული ელსადგურების გენერაციის ინტეგრაცია ქსელში, ამაღლოს აჭარა-გურიის რეგიონების კვების საიმედოობა, გაზარდოს ბათუმის ქ/ს-დან თურქეთში მუდმივი დენის ჩანართით სიმძლავრის ექსპორტის საიმედოობა.
- **ჩრდილოეთის რგოლი (500/220/110 კვ ქს ხულონი, 500/220 კვ ქს ცაგერი და 500 კვ ეგხ ცაგერი-წყალტუბო, ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ ჯვარი-ხულონი, ორჯაჭვა 110 კვ ეგხ ხულონი-მესტია-იფარი-ლუჯი-ლენტეხი, 220 კვ ეგხ ლენტეხი- ცაგერი-ალპანა-სადმელი-ზესტაფონი),** რომლის უშუალო დანიშნულებაც ხულონჰესის, ნენსკრაჰესის, ცხენისწყლის კასკადისა და მესტიის ჰესების სიმძლავრის და ონი-სადმელი ჰესების სიმძლავრის ნაწილის ქსელში ინტეგრაცია.

- **ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ ტვიში-ნამახვანი-წყალტუბო**, რომლის დანიშნულებაცაა ნამახვანის ჰესების კასკადის (450 მგვტ) ქსელში ინტეგრაცია და მისი სიმძლავრის საიმედო გამოტანა.
- **220/110 კვ ქ/ს ოზურგეთი**, რომლის დანიშნულებაცაა გურიის რეგიონის ჰესების ქსელში ინტეგრაცია, ქუთაისის ჰესების სიმძლავრის გამოტანის საიმედოობის ამაღლება.

2. საიმედოობის და გამტარუნარიანობის ამაღლების დანიშნულების, სტრატეგიული პროექტები, რომლებიც ასევე უზრუნველყოფენ პერსპექტიული ელსადგურების სიმძლავრის ქსელში ინტეგრაციას და/ან ზრდიან შიგა ქსელის გამტარუნარიანობას. ამ პროექტების განხორციელება ტექნიკური და ეკონომიკური მოსაზრებებით ყველაზე დიდ აუცილებლობას წარმოადგენს და მათი მშენებლობა უნდა განხორციელდეს იმის მიუხედავად, იწყება თუ არა იმ ელსადგურების მშენებლობა, რომელთა ინტეგრაცია უნდა მოხდეს აღნიშნული პროექტების მიერ.

- **ჯვარი-ხორვა:** 500/220 კვ ქ/ს ჯვარი, 220/110 ქ/ს ხორვა და ორჯაჭვა 220 კვ ჯვარი-ხორვა (ოლიში-1,2). მისი დანიშნულებაცაა შავიზღვისპირა რეგიონის (აფხაზეთი, ფოთის ინდუსტრიული ცენტრი, გურია-აჭარა) კვების მზარდი ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლება, ენგური-ზესტაფონის 220 კვ მაგისტრალის გამტარუნარიანობის გაზრდა, დასავლეთ საქართველოს ქსელის საიმედოობის ამაღლება და ხობი-ტეხურის კასკადების ჰესების ქსელში ინტეგრაცია;
- **წყალტუბო-ქუთაისი-ზესტაფონი:** 220 კვ ეგხ-ები ქ/ს-წყალტუბო-ქუთაისი (ეგხ სათათლიას პარალელური ჯაჭვის შექმნა) და ქ/ს ქუთაისი-ზესტაფონი (ეგხ აჭამეთი 1,2-ის პარალელური ჯაჭვის შექმნა). პროექტის დანიშნულებაცაა დასავლეთ საქართველოს ქსელის საიმედოობის ამაღლება, და 500 კვ ეგხ „იმერეთი“-ს ავარიული გამორთვის შემთხვევაში ასა-ს მიერ გამოსართავი მომხმარებლების (და გენერაციის) სიმძლავრის შემცირება. ამ პროექტის განხორციელების შემდეგ, ზემოაღნიშნული 500 კვ ეგხ-ის ავარიული გამორთვის შემთხვევაში, ენგურჰესიდან შესაძლებელი იქნება 700-750 მგვტ სიმძლავრის უსაფრთხო ტრანზიტი აღმოსავლეთისკენ;
- **500 კვ ეგხ ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხე და 500 კვ ფრთა ქ/ს წყალტუბოში, 220 კვ კავშირით.** მისი დანიშნულებაცაა: ხულონი-ენგურის კვანძიდან სიმძლავრის გატანის უსაფრთხოება თურქეთსა და საქართველოს აღმოსავლეთ რეგიონისკენ (სომხეთისკენ). რუსეთიდან თურქეთისკენ და სომხეთისკენ - ტრანზიტის უზარისა და საიმედოობის ამაღლება. ქუთაისი-წყალტუბოს რეგიონში წარმოებებისა და ტურისტული ცენტრების შექმნის შესაძლებლობის უზრუნველყოფა. ხულონიჰესის, ნენსკრაჰესის, მესტიის ჰესების, ცხენისწყლის კასკადის, ონი-სადმელის ჰესების კასკადის ჰესების ქსელთან სიმძლავრის გამოტანა (ქ/ს ჯვარიდან და ქ/ს წყალტუბოდან) და ტრანსპორტირება ახალციხისკენ (თურქეთში საექსპორტოდ) და აღმოსავლეთისკენ (თბილისი-რუსთავის კვანძების მოსამარაგებლად და სომხეთში საექსპორტოდ).

3. ტრანსსასაზღვრო დანიშნულების მქონე პროექტები, ანუ პროექტები, რომლებიც ემსახურებიან მეზობელ ქვეყნებთან სიმძლავრის მიმოცვლის შესაძლებლობების გაზრდას და მათ შორის ენერჯით ვაჭრობის პოტენციალის ათვისებას. ამ პროექტების მშენებლობა ნაკლებად არის დამოკიდებული ქვეყნის გენერაცია-მოხმარების განვითარებაზე, ძირითადად განპირობებულია მეზობელ ქვეყნებს შორის ენერჯით ვაჭრობის შესაძლებლობებით. ასეთებია:

- 400 კვ ეგვ ახალციხე თორთუმი და 350 მგვტ მუდმივი ჩანართის ბლოკი ახალციხეში, რომლის დანიშნულებაც სატრანზიტო პოტენციალის გაზრდა საქართველოსა და თურქეთის სისტემებს შორის, 400 კვ ეგვ მესხეთის დარეგულირება და თურქეთში ექსპორტის უსაფრთხოების გაზრდა.
- 500 კვ ეგვ ქსანი-ყაზბეგი-მოზლოკი და 500/110 კვ ქ/ს ყაზბეგი. მისი დანიშნულებაც რუსეთსა და საქართველოს (და სომხეთ-ირანს) შორის სატრანზიტო პოტენციალისა და საიმედოობის ამაღლება (არსებული 500 კვ ეგვ „კავკასიონის დარეგულირებით“), თერგის ჰესების ქსელში ინტეგრაცია.
- 500 კვ ეგვ მარნეული-აირუმი და ქ/ს მარნეულის 500 კვ ფრთა და დაკავშირება 220 კვ ფრთასთან, არსებული 500 კვ ეგვ „მუხრანის“ მიერთება ქ/ს მარნეულთან. ამ პროექტის დანიშნულებაც საქართველოსა და სომხეთს შორის (ასევე რუსეთსა და ირანს შორის) სატრანზიტო პოტენციალის ამაღლება და თბილისის კვების საიმედოობის ამაღლება (ქსანი-მარნეული 500 კვ კავშირის გაჩენის გამო).
- 154 კვ ეგვ ბათუმი-მურატლი და 350 მგვტ მუდმივი ჩანართის ბლოკი ბათუმში, რომლის დანიშნულებაც ახალი შუახევი და კორომხეთი ჰესების გენერირებული სიმძლავრის ნაწილობრივი გამოტანა და სატრანზიტო პოტენციალის გაზრდა საქართველოსა და თურქეთის სისტემებს შორის.

6.2 დაგეგმვის მეთოდოლოგია

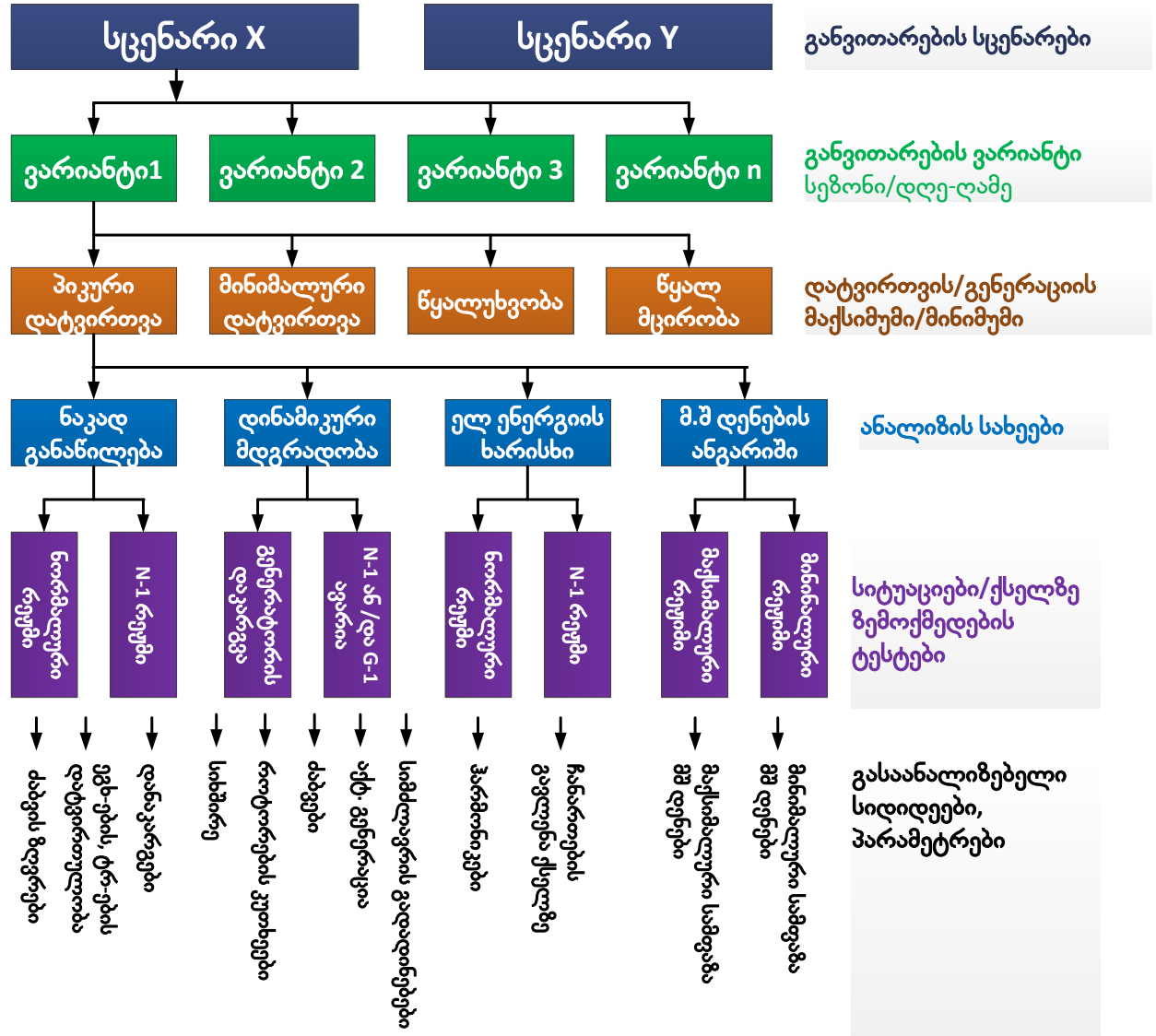
გადამცემი ქსელის განვითარება ითვალისწინებს გრძელვადიან პერსპექტივაში მომზადებას, რათა გენერაციისა და დატვირთვების გაზრდის შესაბამისად მოხდეს გადამცემი ქსელის განვითარება. ამ დოკუმენტში მოცემულია საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ყველა ფაზის დაგეგმვის პროცესი და დაგეგმვის კრიტერიუმები.

დაგეგმვა იყოფა ორ ფაზად: ტექნიკური დაგეგმვა და ღირებულება-სარგებლობის ანალიზი (CBA).

6.2.1 ტექნიკური დაგეგმვა

დაგეგმვის პირველი ფაზა მოიცავს განვითარების სცენარების განსაზღვრას, რომლებიც წარმოადგენენ მომავლის თანმიმდევრულ, ამომწურავ და დამატარებელ ასახვას. სცენარების ანალიზის მიზანია, გადამცემი ქსელის/ენერგოსისტემის განვითარებაში როგორც გენერაციის ასევე მოხმარების მხრივ გაურკვევლობების ასახვა. იმისათვის, რომ ეს გაურკვევლობები გათვალისწინებული იქნას დაგეგმვის პროცესში,

თითოეული სცენარისათვის იქმნება რამოდენიმე დაგეგმარების ვარიანტი. თითოეული ვარიანტი ითვალისწინებს: განსაზღვრული დონის მოხმარების ზრდას და გეოგრაფიულ მდებარეობებს, გენერაციის ზრდას, მათი აშენების გეოგრაფიულ მდებარეობებს და დისპეტჩირებას (ჩართულობა, გამორთულობა, სიმძლავრის განსაზღვრულ დონეზე მუშაობა). სხვა ქვეყნებთან სიმძლავრის სავარაუდო მიმოცვლის სიდიდეებს; ქსელის განვითარების ეკონომიკურ შესაძლებლობებს.



ნახ 6.1. სცენარების ტექნიკური ანალიზის პროცესი

ანალიზი და ქსელზე ზემოქმედების ტესტი ხორციელდება თითოეული დაგეგმვის ვარიანტისთვის, იმისათვის რომ განსაზღვრული იქნას თუ რა გაძლიერება ესაჭიროება ქსელს, ტექნიკური თვალსაზრისით, გრძელვადიან პერსპექტივაში. რაც განსაზღვრული იქნება დაგეგმარების კრიტერიუმების მიხედვით, ქართველი ინჟინრების ხანგრძლივი გამოცდილების საფუძველზე. ეს კრიტერიუმები მოიცავს სისტემის ქცევის შემოწმებას ავარიებისას. ავარია გულისხმობს სისტემის ელემენტის დაკარგვას. კრიტერიუმები გულისხმობს ისეთი სახასიათო ავარიების „ინდიკატორების“ შერჩევას, რომელიც უზრუნველყოფს სისტემის ქცევის მოდელირებას ყველა შესაძლო მნიშვნელოვანი ავარიისას. გადამცემი ქსელის/ენერგოსისტემის სიმულირებული ქცევა ხასიათდება

სისტემის საიმედოობით და სიძლიერით. თუკი გადამცემი ქსელი/ენერგოსისტემა „ჩააგდებს“ ასეთ ტესტებს, მაშინ იგი ჩაითვლება არასაიმედოდ და საჭირო იქნება ღონისძიებების მიღება, იმედიანობისა და ამ კონკრეტული ტესტის წარმატებით გასავლელად. მაშასადამე, განიხილება დაგეგმარების რამდენიმე ვარიანტი, რათა შემოწმდეს რამდენად ძლიერდება სისტემა მისი განვითარებისას.

და ბოლოს, დაგეგმვის პროცესის ბოლო საფეხურია, ისეთი პროექტების გამოვლენა, რომლებიც უზრუნველყოფენ სისტემის საიმედოობის ამაღლებას.

პროექტების ზეგავლენის შეფასება, რაც განსაზღვრული იქნება ამ დოკუმენტში, შეეხება ყველა პროექტს.

დაგეგმარების სცენარები, ვარიანტები

დაგეგმარების სცენარი არის მომავალი გარემოს წარმოდგენა. სცენარების ანალიზის აუცილებლობა განპირობებულია მომავლის დამატარებელი სურათის ქონისთვის. სცენარები წარმოადგენენ საშუალებას, ცხადი გახდეს გაურკვეველობა და მოხდეს გაურკვეველობათა კომბინაციით მომავლის ვერსიის მიღება.

სხვა სიტყვებით, დაგეგმვის სცენარი წარმოადგენს მომავლის (ჩვეულებრივ შედგება რამდენიმე დროის პერიოდისგან) თანმიმდევრულ, ყოვლისმომცველ და ჰარმონიზებულ და დამატარებელ აღწერას, რომელიც ეფუძნება ეკონომიკური პარამეტრების წარმოსახვით ურთიერთშერწყმას (ეკონომიკური ზრდა, დანაკარგების ცვლილება, გამორთული ელექტროენერჯის შემცირება და ა.შ.). დაგეგმვის სცენარი ხასიათდება გენერაციის პორტფოლიოთი (სიმძლავრეების ქსელში ჩართვის პროგნოზი, გენერატორების ტიპები და ა.შ.), დატვირთვის პროგნოზით (ზრდის დონე, მოთხოვნის მრუდის ფორმა და ა.შ.) და სისტემებს შორის მიმოცვლის პროგნოზით. სცენარი შეიძლება ეფუძნებოდეს დიაგრამებს (ქვემოდან ზემოთ სცენარი) ან ენერგეტიკული პოლიტიკის მიზნებს (ზემოდან ქვემოთ სცენარი). სცენარი წარმოადგენილია რამდენიმე ვარიანტით.

დაგეგმვა მოითხოვს საწყისი მონაცემების გათვალისწინებისას მთელ რიგ დაშვებებს. იმისათვის, რომ უზრუნველყოფილი იქნას საწყისი საჭირო ინფორმაციის მიხედვით დაგეგმვა, სცენარებში გათვალისწინებულია ქსელის ტექნიკური და ეკონომიკური მდგომარეობა, ასევე გათვალისწინებულია დატვირთვის პროგნოზი, გენერაციის ზრდის პროგნოზი და სისტემათაშორისი გადადინებების პროგნოზი.

თითოეული სცენარი ითვალისწინებს დაგეგმვის რამდენიმე ვარიანტს. დაგეგმვის ვარიანტი წარმოადგენს კონკრეტულ სიტუაციას, რომელიც შეიძლება მოხდეს დაგეგმვის სცენარის ფარგლებში. იგი ხასიათდება შემდეგი პუნქტებით:

- მოთხოვნის, გენერაციის და სიმძლავრის მიმოცვლის პროგნოზები სხვადასხვა დროის პერიოდისათვის და ქსელის ობიექტების განსაზღვრულ რაოდენობას, რომელთა ჩართვა გათვალისწინებულია მოცემული პერიოდისთვის;

- მოთხოვნისა და გენერაციის ცვალებადობა დღე-ღამის, სეზონებისა და წლის განმავლობაში (მაგალითად, ზამთარი/ზაფხული, პიკური მოთხოვნა/მცირე მოთხოვნა, წელიწადი);
- გენერატორების და მომხმარებლების დეტალური ლოკაცია;
- მეზობელ ქვეყნებთან გადადინებების პროგნოზები; და
- დაშვებები ქსელის განვითარებითვის.

წარმომადგენელი დაგეგმვის სცენარ(ებ)ი და ვარიანტები

დაგეგმვა ხდება საქართველოს გადამცემი ქსელისადმი მდგარი გამოწვევების აღმოსაფხვრელად, ამ ქსელის თავისებურებებისა და ქსელის სტანდარტების ევროპასთან მიახლოების გათვალისწინებით. ამიტომ წარმომადგენელი იქნება მხოლოდ ის სცენარ(ებ)ი, რომლებიც გაითვალისწინებენ ზემოჩამოთვლილ პუნქტებს.

წარმომადგენელი დაგეგმვის ვარიანტები შეესაბამება წარმომადგენელ დაგეგმვის სცენარებს, იმისათვის რომ შეფასებული იქნას ქსელის გაძლიერების და/ან ოპტიმიზაციის საჭიროება. ისინი დგინდება კრიტიკულობით ან მოხდენის სიხშირის მიხედვით.

თითოეული შერჩეული სცენარი ფასდება მისი ვარიანტების ანალიზით, რომელიც წარმოადგენს მას. ისინი განისაზღვრება დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატის მიერ, რეგიონული და ეროვნული თავისებურებების გათვალისწინებით.

დროის პერიოდები

განიხილება სულ მცირე სამი დროის პერიოდი:

- ახლო პერსპექტივის (ჩვეულებრივ 1-3 წელი);
- საშუალო პერსპექტივის (ჩვეულებრივ 4-5 წელი);
- შორი პერსპექტივის (ჩვეულებრივ 6-10 წელი);

წარმომადგენელი დასაგეგმი ვარიანტების შემუშავებისას შეიძლება გათვალისწინებული იქნას შემდეგი საკითხები:

- სიმძლავრის მიმოცვლის სავარაუდო სიდიდეები მეზობელ სისტემებთან;
- სეზონური ცვლილებები (ზამთარი, ზაფხული);
- დატვირთვის ცვლილებები (პიკი, ჩავარდნა);
- ამინდის ცვლილებები (ტემპერატურა, ქარი, მზე, ნალექი და ა.შ) [საჭიროებისას].

დაგეგმილი გადამცემი ქსელი

გადამცემი ქსელის გასაძლიერებლად გათვალისწინებული ინვესტიციები, რომელიც შეესაბამება ქსელის განვითარების არსებულ გეგმას, უნდა მოიცავდეს ყველა წარმოდგენილ ვარიანტს და ითვალისწინებდეს ახალი ელემენტის ქსელში ჩართვის ვადებს.

6.2.2. დაგეგმვის ტექნიკური კრიტერიუმები

დაგეგმვის მეთოდები და კრიტერიუმები დგინდება და გამოიყენება ახალი დაგეგმვის სცენარის შესაფასებლად, იმისათვის რომ იდენტიფიცირებული იქნას მომავლის პრობლემები და მათ აღმოსაფხვრელად საჭირო ქსელის გაძლიერების ღონისძიებები. ქვეყნისთვის კრიტიკული ხაზის გამოვლენა ხდება დაგეგმარების N-1 კრიტერიუმისა და მომხმარებლისთვის ელექტროენერჯის არშეზღუდვის გათვალისწინებით.

ძირითადი მეთოდოლოგია მოიცავს შემდეგს:

- **ქსელის ანალიზი**
 - ძირითადი (ბაზისური) სცენარის ტოპოლოგიის (ყველა ელემენტი მზადყოფნაშია) გამოკვლევა
 - სხვადასხვა ტიპის შემოთავაზებები (ქსელის ელემენტების დაზიანებები, გენერაციის დაკარგვა და ა.შ.) განიხილება მათი მოხდენის ალბათობის მიხედვით
- **შედეგების შეფასება**
 - შედეგების შეფასება, ძირითადი ტექნიკური ინდიკატორების შემოწმებით. ესენია:
 - თერმული ზღვრები;
 - ძაბვები;
 - მომხმარებლის დაკარგვა;
 - გენერაციის დაკარგვა;
 - მოკლე შერთვის ღონეები;
 - მდგრადობა;
 - კუთხური ძვრა;
 - კასკადური გათიშვა;
 - მისაღებია თუ არა შედეგი, შეიძლება დამოკიდებული იქნას შემოთავაზების მოხდენის ალბათობაზე

ამჟამად გამოყენებულია ქსელის დაგეგმვის დეტერმინისტული კრიტერიუმები.

6.2.3 ქსელის ანალიზი

ქსელის ანალიზის მონაცემები ძირითადად განისაზღვრება დაგეგმვის ვარიანტების საფუძველზე. ღროის ნებისმიერი მომენტისათვის, სისტემის მოსალოდნელი

მდგომარეობა „ქსელის ყველა ელემენტი მზადყოფნაშია“ აყალიბებს ბაზისს ანალიზისთვის (ბაზისური ვარიანტის ანალიზი).

შეშფოთებები

შეშფოთება არის გადამცემი ქსელის/ენერგოსისტემის ერთი (ან რამოდენიმე) ელემენტის დაკარგვა. განასხვავებენ დიდი, საშუალო და მცირე ალბათობის მქონე შეშფოთებებს.

- **დიდი ალბათობის მქონე შეშფოთებებია:**
 - გენერატორის დაკარგვა;
 - გადაცემის ხაზის (საკაბელო იქნება თუ საჰაერო) დაკარგვა;
 - ტრანსფორმატორის/ავტოტრანსფორმატორის ან ერთ სალტეზე მიერთებული ტრანსფორმატორების დაკარგვა;
 - მაშუნტებელი მოწყობილობის (შუნტური რეაქტორი, ტევადობა) დაკარგვა;
 - მუდმივი დენის ჩანართის ბლოკის დაკარგვა;
 - ფაზადამძვრელი ტრანსფორმატორის ან FACTS მოწყობილობის დაკარგვა;
- **საშუალო ალბათობის მქონე შეშფოთებებია:**
 - ერთ ანძაზე დაკიდებული ორი პარალელური ხაზის ერთდროულად დაკარგვა;
 - ერთი სალტეთა სისტემის დაკარგვა;
 - ორი ან მეტი გენერატორის ან მთლიანი ელექტროსადგურის დაკარგვა;
 - მუდმივი დენის ჩანართის ორი ბლოკის დაკარგვა;
- **მცირე ალბათობის მქონე შეშფოთებებია:**
 - ორი სხვადასხვა გადაცემის ხაზის ერთდროული დაკარგვა;
 - ორზე მეტ სალტეთა სისტემიანი ქვესადგურის დაკარგვა;
 - სხვადასხვა ელსადგურებში არსებული ორი ან მეტი გენერატორის დაკარგვა;

საქართველოს ენერგოსისტემა ზოგადად მცირე სისტემაა, ამიტომ ძირითადად განიხილება ექნება დიდი ალბათობის შეშფოთებები. საშუალო და მცირე ალბათობის ავარიები შესაძლოა განხილული იქნას მხოლოდ ძალიან დიდი ურთიერთდაკავშირებულ სისტემაში, მის შემადგენელ სხვადასხვა განსხვავებულ გეოგრაფიულ არეალებში.

დაგეგმვის N-1 კრიტერიუმი

უნდა სრულდებოდეს დაგეგმვის უსაფრთხოების N-1 კრიტერიუმი “დიდი ალბათობის შემთხვევების“ შემთხვევაში, სისტემაში მისი პარამეტრები უნდა რჩებოდეს დასაშვებ ზღვებში.

ჩასატარებელი კვლევები

ნაკადგანანნილების ანალიზი გულისხმობს ისეთ მდგომარეობას, როდესაც ელექტროენერგეტიკული სისტემის ყველა ელემენტი მუშა მდგომარეობაშია და რეჟიმის პარამეტრები ნორმალური ზღვრების ფარგლებშია. N და N-1 წარმოადგენს ქსელის ანალიზს შესაბამისად ბაზისურ და ერთი ელემენტის მუშაობიდან გამოყვანის შემთხვევებს.

მოკლე შერთვის ანალიზი გულისხმობს მაქსიმალური და მინიმალური სამთავა მოკლე შერთვის დენების გაანგარიშებას, ქსელის ყველა კვანძისთვის, IEC 60 909 სტანდარტის მიხედვით. ამ ანალიზის მიზანია ინვესტორს მისცეს მოკლე შერთვის დენის მაქსიმალური მნიშვნელობის შესახებ წარმოდგენა, რათა დაპროექტებული ელსადგურების და ქვესადგურების ძალოვანი მოწყობილობები ისე იქნას შერჩეული რომ გაუძლოს მოკლე შერთვის დენების თერმულ და ელექტროდინამიკურ ზემოქმედებებს.

ძაბვის კოლაფსი დაგეგმვის ვარიანტების ანალიზისას გათვალისწინებულია პერსპექტივაში დატვირთვის გარკვეული პროცენტით მატება, ასევე გათვალისწინებულია პიკური მოხმარების ზრდა, რომელიც გავლენას იქონიებს როგორც რეაქტიული სიმძლავრის მოთხოვნაზე, ასევე ძაბვის სიდიდეზე.

მდგრადობის ანალიზი მდგრადობის ანალიზი და სხვა დეტალური შესწავლა ხდება მხოლოდ ისეთი გათიშვებისას, რომელთა გავლენა მნიშვნელოვანი იქნება ენერგოსისტემაზე.

ჰარმონიკული ანალიზი გულისხმობს ენერგოსისტემის კრიტიკულად მნიშვნელოვან წერტილებში ელექტროენერჯის ხარისხის ანალიზს ანუ ძაბვის სინუსოიდის ფორმის ჰარმონიკული დამახინჯების შესწავლას. საქართველოს ენერგოსისტემაში განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია აღნიშნული ტიპის ანალიზის ჩატარება, რადგან მუდმივი დენის ჩანართები წარმოადგენს ჰარმონიკების წყაროს. საქართველოში ქვეყნის მოხმარების თითქმის ნახევარი დადგმული სიმძლავრე აქვს მუდმივი დენის ჩანართს, მომავალში კი მათი სიმძლავრე გასამმაგდება (საქართველოსა და მის საზღვართან სომხეთში ასაშენებელი ჩანართების ხარჯზე).

6.2.4 შედეგების შეფასების კრიტერიუმები დამყარებული რეჟიმის კრიტერიუმები

- **კასკადური გათიშვები.** ერთმა შემთვალისწინებამ არ უნდა გამოიწვიოს ისეთი კასკადური გათიშვა, რომელიც გამოიწვევს რომელიმე რეგიონის ჩაქრობას (ეს ხდება თუკი პირველი ავარიის შემდეგ სარელეო დასაცვებით ხდება დამატებითი გამორთვები).
- **მაქსიმალური დასაშვები თერმული დატვირთვა.** ძირითადი ვარიანტი და ავარიის ვარიანტი არ უნდა განიხილავდეს ქსელის ელემენტების გადატვირთვას. ეს შეიძლება დაშვებული იქნას მხოლოდ ხანმოკლე პერიოდში, იმისი გათვალისწინებით, რომ გადატვირთვა აღმოფხვრილი იქნება დისპეტჩირების საშუალებით, წინასწარ განსაზღვრულ დროის ინტერვალში, ისე რომ არ იქნას დარღვეული აღნიშნული ელემენტის მუშაობის საიმედოობა.
- **მაქსიმალური და მინიმალური ძაბვის დონეები.** ბაზისურ და ავარიულ ვარიანტებში არ უნდა განიხილებოდეს ძაბვის კოლაფსი, არც დასაშვებ დროზე ხანგრძლივად ძაბვის შემცირება/გაზრდა მინიმალურ/მაქსიმალურ დასაშვებ სიდიდებზე მეტად, რომელიც საჭიროა გადამცემი ქსელის ერთიანობის შესანარჩუნებლად.

გენერაციის ან დატვირთვის მაქსიმალური სიდიდის დაკარგვა

გენერაციის/დატვირთვის მაქსიმალური დასაკარგი სიდიდე არ უნდა აღემატებოდეს ენერგოსისტემაში არსებული პირველადი რეგულირების რეზერვის სიდიდეს.

მოკლე შერთვის კრიტერიუმი

ქსელის მონყობილობა დანადგარები ისე უნდა იყოს დაპროექტებული, რომ გაუძლონ ერთფაზა და სამფაზა მოკლე შერთვის მაქსიმალური დენების თერმულ და მექანიკურ ზემოქმედებებს. ამ მონყობილობების ამომრთველები კი ისე უნდა იქნას შერჩეული, რომ დაუზიანებლად ახდენდნენ ასეთი დენების მრავალჯერად კომუტაციას. მოკლე შერთვის მინიმალური დენებით კი ხდება მუდმივი დენის ჩანართის დაყენების შესაძლებლობის და დასაცვის ამუშავების დენების შემოწმება.

ძაბვის კოლაფსის კრიტერიუმი

გენერატორების და მაკომპენსირებელი დანადგარების მიერ გენერირებული რეაქტიული სიმძლავრე არ უნდა აღემატებოდეს ამ მონყობილობების ხანგრძლივად დასაშვებ სიდიდეებს, ტრანსფორმატორების გამომყვანების გათვალისწინებით.

მდგრადობის კრიტერიუმი

მდგრადობის ფენომენის კლასიფიკაციის და განსაზღვრების თანახმად, იმის მიხედვით თუ რა ამოცანა გვაქვს გადასაწყვეტი, შესაძლებელია დიდი ალბათობის შემთვალისწინებით, გათვალისწინებით, განხილული იქნას როტორის კუთხის მდგრადობა, სიხშირის მდგრადობა, ძაბვის მდგრადობა. მდგრადობის ანალიზი საშუალებას იძლევა გამოვლენილი იქნას გადამცემი ქსელის სუსტი ადგილები და იდენტიფიცირებული იქნას

საჭირო გაძლიერების ღონისძიებები, ასევე დადგენილი იქნას მოკლე შერთვის მოხსნის მაქსიმალური შესაძლო დრო.

- **დინამიკური მდგრადობა**, შეისწავლის ენერგოსისტემის მოქცევას და გენერატორების სინქრონული მუშაობის შენარჩუნების შესაძლებლობას დიდი შემფოთებებისას, კერძოდ:
 - სისტემამ უნდა შეინარჩუნოს მდგრადობა 500 და 220 კვ ქსელში შიდა ხაზების ძირითადი დაცვებით ავარიული გამორთვისას (0.12 წმ).
 - ქარის ელ. სადგურებმა არ უნდა გამოიწვიონ სისტემის მდგრადობაზე მკვეთრად უარყოფითი გავლენა, კერძოდ, უნდა დარჩნენ მუშაობაში მოკლე შერთვების დროს და არ მოიხმარონ რეაქტიული დენი, უნდა უზრუნველყონ ძაბვის და სიხშირის რეგულირება;
- **სტატიკური მდგრადობა**, შეისწავლის სისტემის მოქცევას მცირე შემფოთებებისას, რომელსაც ადგილი შეიძლება ჰქონდეს ჩართვა-გამორთვების ოპერაციისას. მდგრადობა ჩაითვლება შენარჩუნებულად, თუკი ამ ოპერაციების შემდეგ სისტემაში რყევები მიიღევა სასურველი კანონზომიერებით;
- **ძაბვის უსაფრთხო დონე**. ნორმალურ რეჟიმში 110 კვ-მდე ქსელში ძაბვის გადახრა არ უნდა აღემატებოდეს ნომინალურის $\pm 10\%$ -ს, ხოლო 220 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ქსელში $\pm 5\%$ -ს. ავარის შემდგომ რეჟიმში 110 კვ-მდე ძაბვის ქსელში დასაშვების ძაბვის გადახრა ნომინალურიდან $\pm 15\%$, ხოლო 220 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ქსელში $\pm 10\%$.

პრობლემების აღმოფხვრის შესაძლო გზები

თუკი ზემოთ აღწერილი კრიტერიუმები არ შესრულდება, საჭირო იქნება დასაგეგმი ქსელის გაძლიერება. გაძლიერების ღონისძიებები შეიძლება მოიცავდეს (და არა მხოლოდ) შემდეგს:

- ახალი გადამცემი ხაზებისა და კაბელების აგება;
- ქვესადგურების გაფართოვება ან ახლების აშენება;
- გადამცემი ხაზების გაძლიერება, მათი გამტარუნარიანობის გაზრდის მიზნით (მაგალითად, უფრო მაღალ ანძებზე ჩამოკიდება, სადენების გამოცვლა და ა.შ)
- გადაცემის კაბელების დუბლირება, მათი გამტარუნარიანობის გაზრდის მიზნით;
- ქსელის აპარატურის გამოცვლა ან ქვესადგურების გაძლიერება (მოკლე შერთვის დენის მიხედვით);
- რეაქტიული სიმძლავრის მაკომპენსირებელი დანადგარების დაყენება (მაგალითად კომპენსატორული ბატარეების, სინქრონული კომპენსატორების);
- აქტიური სიმძლავრის გადაღინების მონწყობილობების (ფაზადამძვრელი ტრანსფორმატორის) შეყვანა ქსელში;

6.3 ღირებულება-სარგებლობის ანალიზი (Cost Benefit Analysis)

გადამცემი ქსელის ტექნიკურად მიზანშეწონილი და გაანგარიშებით შემოწმებული პროექტების ეკონომიკური ანალიზი ხდება CBA მეთოდოლოგიით, რომლითაც გაანალიზებული იქნა თითოეული პროექტის მიერ მოტანილი სარგებლობა, მისთვის განეული ხარჯების (ინვესტიციებისა) და გარემოზე განხორციელებული ზემოქმედებასთან მიმართებაში.

გაანალიზებული იქნა რამოდენიმე ფაქტორი, კერძოდ:

- **ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა**, რაც გვიჩვენებს ნორმალურ რეჟიმში გადამცემი ქსელის ერთი საზღვრიდან მეორე საზღვრისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის უნარის ნამატს (მგვტ).
- **ღირებულების შეფასება** ეს არის პროექტის ღირებულება (მლნ ევრო)
- **სოციალური და ეკოლოგიური ზეგავლენა** ასახავს პროექტის დაგეგმილ ვადებში შესვლის სანდობას და ეკოლოგიურ ფაქტორებზე მის ზემოქმედებას;
- **კვების უსაფრთხოება** - გადამცემი ქსელის იმ უბნის საიმედოობაზე ზემოქმედება, რომელთანაც დაკავშირებულია მოცემული პროექტი;
- **სოციალური და ეკონომიკური კეთილდღეობა** წარმოადგენს პროექტისგან მიღებულ წლიურ შემოსავალს (მლნ ევრო/წელი)
- **ენერჯის განახლებადი წყაროს (გენ) ინტეგრაცია** აჩვენებს პროექტის მიერ ქსელში ინტეგრირებული გენ-ის, საქართველოში ძირითადად ჰესების, დადგმულ სიმძლავრეს (მგვტ);
- **ცვლილებები დანაკარგებში** (ენერგოეფექტურობა) წარმოადგენს დანაკარგების განსხვავებას (მგვტ) პროექტის ან მისი რომელიმე ნაწილის არ არსებობის შესაბამის ვითარებასთან.
- **ცვლილებები CO₂-ის გამოყოფაში**, ეს სიდიდე აღებული იქნა როგორც გენ პროპორციული კოეფიციენტი.
- **ტექნიკური აღდგენისუნარიანობის / სისტემის უსაფრთხოების ზღვარი** ასახავს მთლიანად გადამცემი ქსელის სამედოობაზე გავლენას.
- **საიმედოობა/მოქნილობა** უჩვენებს კონკრეტული პროექტის დამოკიდებულებას სხვადასხვა ფაქტორებზე (გენ ინტეგრაცია, დატვირთვის ზრდა) და ა.შ. პროექტი მაქსიმალურად მოქნილია თუკი მისი მშენებლობა აუცილებელი იქნება მომავლის ნებისმიერი სცენარით განვითარებისას.

აღნიშნული კრიტერიუმებით მოხდა საქართველოს გადამცემი ქსელის პროექტების შეფასება 0-დან 3 ქულამდე.

6.4 საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების სცენარები

ზემოთ მოცემული დაგეგმვის მეთოდოლოგიის შესაბამისად, განხილული იქნა საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების რამოდენიმე სცენარი. ქსელის დაგეგმვის საწყის ინფორმაციად აღებული იქნა მონაცემები ქსელში ჩასართავი პერსპექტიული გენერაციის შესახებ, რომელიც დაყოფილი იქნა კატეგორიებად:

კატეგორია-1 (K1): მათ ეკუთვნის ელსადგურები, რომლებთანაც მემორანდუმები დადებულია და რომელთა მშენებლობაც დაწყებულია;

კატეგორია-2 (K2): ელსადგურები, რომელთა ინტერესებიც გამოხატული აქვთ ავტორიტეტულ კომპანიებს და რომელთა მშენებლობის შესწავლაც დაწყებულია;

კატეგორია-3 (K3): დიდი, სახელმწიფო მნიშვნელობის სტრატეგიული ელსადგურები (იხილეთ პუნქტი 5.2.2) და ის სადგურები, რომელთა მშენებლობის შესწავლა დაიწყება უახლოეს პერიოდებში.

ცხრ 6.1

დატვირთვა გენერაცია	“G1” 100% K1, 50% K2	“G2” 100% K1, 50% K2, 25% K3	“G3” 100% K1, 100% K2, 100% K3
3% ზრდა “L1”	L1G1	L1G2	L1G3
5% ზრდა “L2”	L2G1	L2G2	L2G3
7% ზრდა “L3”	L3G1	L3G2	L3G3

დატვირთვის საპროგნოზო წლიური ზრდის მაჩვენებელი ბაზისურ სცენარში, არის 5%, რომელიც დადგენილი იქნა ენერჯეტიკის სამინისტროს მიერ, თუმცა 10 წლიანი გეგმის განვითარების სცენარების ანალიზი ჩატარებული იქნა ასევე 3% „პესიმისტური“ და 7% „ოპტიმისტური“ ზრდის მაჩვენებლების გათვალისწინებით.

ცხრილში 6.1 მოცემულია მოხმარების წლიური პროცენტული ზრდისა და გენერატორების ქსელში ჩართვის სხვადასხვა ვარიანტები.

ამრიგად, განხილული და გაანალიზებული იქნა შემდეგი სცენარები:

L1G1 დატვირთვის წლიური 3% ზრდა და ქსელში 1 კატეგორიის 100% და 2 კატეგორიის ელსადგურების 50% ჩართვა, დანარჩენი ელსადგურების ჩართვის დაგვიანება 3 წლით.

L1G2 დატვირთვის წლიური 3% ზრდა და ქსელში 1 კატეგორიის 100%, 2 კატეგორიის 50% და 3 კატეგორიის ელსადგურების 25% ჩართვა, დანარჩენი ელსადგურების ჩართვის დაგვიანება 3 წლით.

L1G3 დატვირთვის წლიური 3% ზრდა და ქსელში სამივე კატეგორიის ელსადგურების 100% ჩართვა, დანარჩენი ელსადგურების ჩართვის დაგვიანება 3 წლით.

L2G1 დატვირთვის წლიური 5% ზრდა და ქსელში მხოლოდ 1 კატეგორიის 100% და 2 კატეგორიის ელსადგურების 50% ჩართვა, დანარჩენი ელსადგურების ჩართვის დაგვიანება 3 წლით.

L2G2 დატვირთვის წლიური 5% ზრდა და ქსელში 1 კატეგორიის 100%, 2 კატეგორიის 50% და 3 კატეგორიის ელსადგურების 25% ჩართვა, დანარჩენი ელსადგურების ჩართვის დაგვიანება 3 წლით.

L2G3 დატვირთვის წლიური 5% ზრდა და ქსელში სამივე კატეგორიის ელსადგურების 100% ჩართვა, დანარჩენი ელსადგურების ჩართვის დაგვიანება 3 წლით.

L3G1 დატვირთვის წლიური 7% ზრდა და ქსელში მხოლოდ 1 კატეგორიის 100% და 2 კატეგორიის ელსადგურების 50% ჩართვა, დანარჩენი ელსადგურების ჩართვის დაგვიანება 3 წლით.

L3G2 დატვირთვის წლიური 7% ზრდა და ქსელში 1 კატეგორიის 100%, 2 კატეგორიის 50% და 3 კატეგორიის ელსადგურების 25% ჩართვა, დანარჩენი ელსადგურების ჩართვის დაგვიანება 3 წლით.

L3G3 დატვირთვის წლიური 7% ზრდა და ქსელში სამივე კატეგორიის ელსადგურების 100% ჩართვა, დანარჩენი ელსადგურების ჩართვის დაგვიანება 3 წლით.

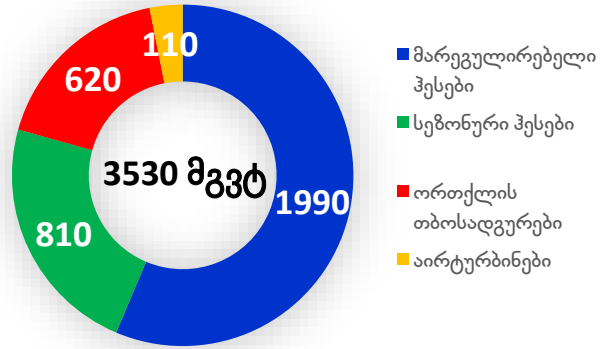
სამინისტროსთან კონსულტაციის შემდეგ, ყველაზე დამატებლად მიჩნეული იქნა სცენარი L2G3 - დატვირთვის წლიური 5% ზრდა და ქსელში სამივე კატეგორიის ელსადგურების 100% ჩართვა. სწორედ ამ სცენარის შესაბამისი გაანგარიშებებია წარმოდგენილია ამ განვითარების გეგმაში, მაგრამ ყველა განვითარების სცენარი იქნა გაანალიზებული.

თუმცა, წარსული გამოცდილებიდან გამომდინარე, როდესაც ადგილი ჰქონდა ელსადგურების მშენებლობების ვადების გადაწვევას და იმას, რომ ქვეყნის სტაბილური განვითარების პირობებში მოხმარების ბუნებრივი ზრდა არის მხოლოდ 2-3%, სსე-ის სპეციალისტების მიერ ასევე დამატებლად იქნა მიჩნეული სცენარი L1G2 - დატვირთვის წლიური 3% ზრდა და ქსელში 1 კატეგორიის 100%, 2 კატეგორიის 50% და 3 კატეგორიის ელსადგურების 25% ჩართვა, დანარჩენების ჩართვის დაყოვნება 3 წლით.

7. სიმძლავრის და ენერჯის საკროზნოზო ბალანსები

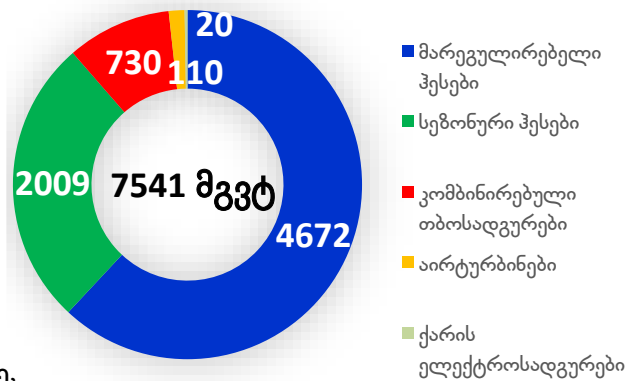
7.1 ჰიდროელექტროსადგურების ბუმი 2025 წლისთვის

ამჟამად საქართველოს ენერჯის სისტემის დადგმული სიმძლავრე 3530 მგვტ-ია, აქედან მარეგულირებელი ჰესების სიმძლავრეა 1990 მგვტ, სეზონური ჰესების სიმძლავრე 810 მგვტ, 110 მგვტ აირტურბინების, ხოლო თბოელექტროსადგურებისა - 620 მგვტ (ნახ 7.1). ჯამური დადგმული სიმძლავრის დაახლოებით 80% მოდის ჰესებზე. მარეგულირებელი ჰესების წილი შეადგენს დადგმული სიმძლავრის დაახლოებით 56%-ს.



ნახ. 7.1 ელ. სადგურების არსებული სიმძლავრეები

2025 წლისთვის საქართველოს დადგმული სიმძლავრე გაიზრდება 7541 მგვტ-მდე (ნახ 7.2). აქედან 4672 მგვტ იქნება მარეგულირებელი ჰესების სიმძლავრე, 2042 მგვტ სეზონური ჰესების, 110 მგვტ აირტურბინების, 20 მგვტ ქარის ელექტროსადგურების, ხოლო 730 მგვტ მაღალი ეფექტურობის მქონე კომბინირებული თბოელექტროსადგურების სიმძლავრე, რომლებიც ჩაანაცვლებენ მოძველებულ გარდაბნის N 3, 4 და 9 ბლოკებს. ჰესების წილი, ჯამურ დადგმულ სიმძლავრეში 2025 წლისთვის იქნება 90%-მდე. აქედან მარეგულირებელი ჰესების წილი ქვეყნის ჯამურ სიმძლავრის 62%-ს შეადგენს. ეს უზრუნველყოფს წყალუხვობისას დაგროვებული წყლის გამოყენებას წყალმცირობის პერიოდებში, ელექტროენერჯისა და თბოსადგურებისთვის საჭირო სანჯავის იმპორტზე დამოკიდებულების შემცირებას.



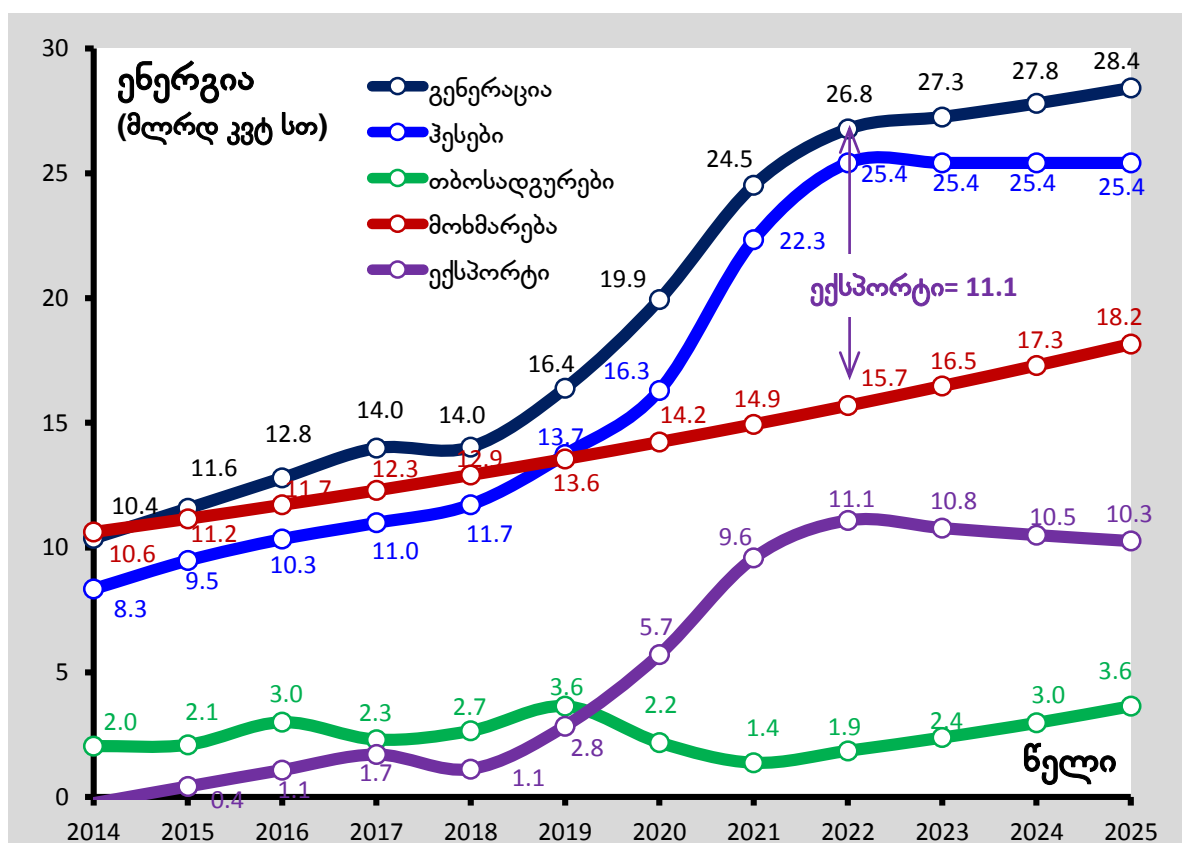
ნახ. 7.2 ელ. სადგურების მოსალოდნელი სიმძლავრეები 2025 წლისთვის

7.2 წლიური ენერგეტიკული ბალანსები

გენერაციის და დატვირთვის ზრდის მონაცემების საფუძველზე, შედგენილი იქნა საქართველოს წლიური ენერჯის ბალანსი (ცხრ 7.1, ნახ 7.3)

ცხრ 7.1 საქართველოს ენერგოსისტემის ენერჯის საპროგნოზო ბალანსი (მლრდ კვტ სთ)

წელი	გენერაცია	ჰესები	თბოსადგურები	მოხმარება	ექსპორტი
2014	10.37	8.34	2.04	10.62	-0.25
2015	11.57	9.48	2.09	11.15	0.42
2016	12.79	10.34	3	11.71	1.08
2017	13.99	10.99	2.3	12.29	1.70
2018	14.03	11.72	2.65	12.91	1.12
2019	16.39	13.73	3.64	13.55	2.84
2020	19.94	16.3	2.18	14.23	5.71
2021	24.52	22.34	1.37	14.94	9.58
2022	26.78	25.42	1.85	15.69	11.09
2023	27.26	25.42	2.38	16.48	10.78
2024	27.8	25.42	2.97	17.30	10.50
2025	28.42	25.42	3.64	18.16	10.26



ნახ 7.3 ცხრ 7.1-ის შესაბამისი მრუდები, საქართველოს გენერაციის, მოხმარების და ელენერჯის ექსპორტის შესახებ

7.3 საქართველოს ენერგოსისტემის მუშაობის სახასიათო რეჟიმები (სიმძლავრის ბალანსები)

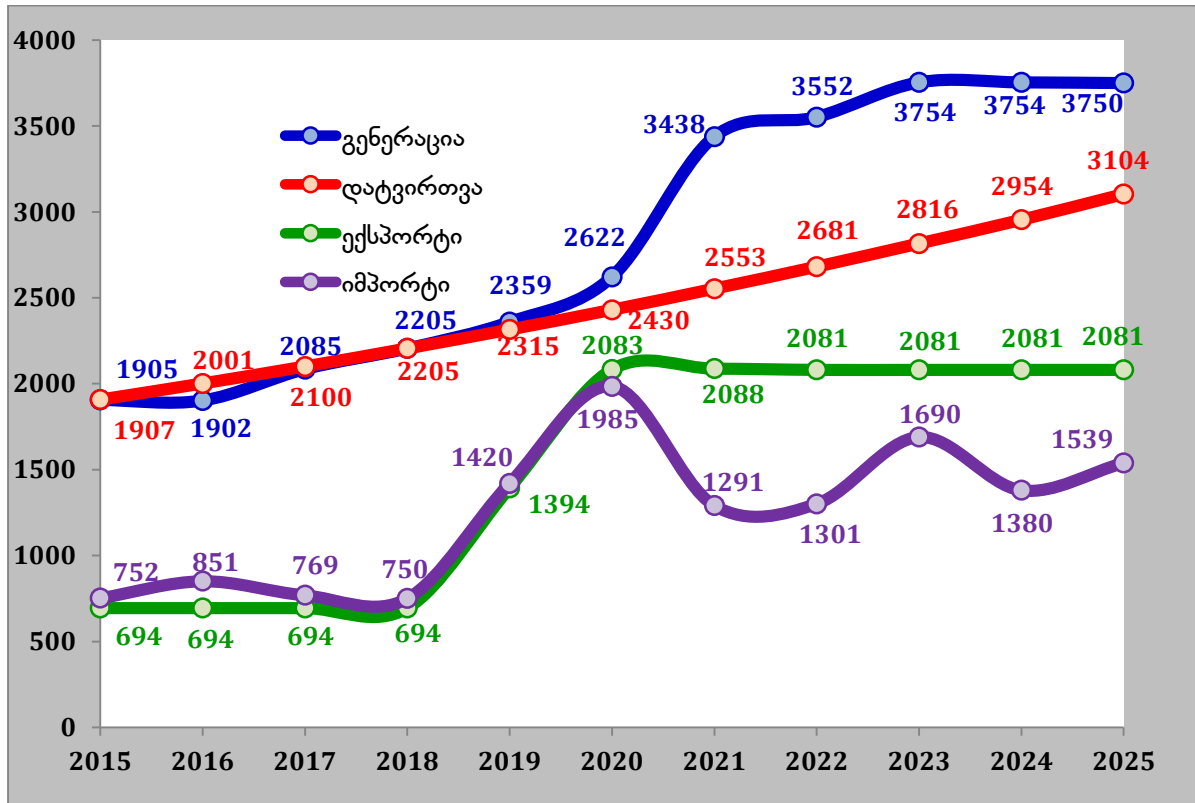
ზემოაღნიშნული ენერგეტიკული ბალანსის (ნახ 7.3, ცხრ 7.1) და ელსადგურების ენერგოსისტემაში ჩართვის მონაცემების (ცხრ 4.1) საფუძველზე დადგენილი იქნა საქართველოს ენერგოსისტემის ნაკადგანაწილების რეჟიმები სახასიათო პერიოდებში: ზამთრის მაქსიმუმი, ზამთრის მინიმუმი, ზაფხულის მაქსიმუმი და ზაფხულის მინიმუმი.

ზამთრის მაქსიმუმი შეესაბამება დეკემბრის თვის ბოლოს საღამოს მაქსიმალურ დატვირთვას, რომელიც 2015 წლისთვის დაახლოებით 1860 მგვტ-ს აღწევს. ამ დროს სეზონურ სადგურებზე მინიმალურია წყლის ჩამოღინება და შესაბამისად მცირეა მათი გამომუშავებაც. ამასთან, ეს პერიოდი ხასიათდება, მაღალი მოხმარებით. ამიტომ ამ დროს საქართველოს ენერგოსისტემა დეფიციტურია. მოხმარების დაკმაყოფილება ხდება ძირითადად მარეგულირებელი სადგურებით (ენგურჰესი, ხრამჰესი 1,2, ვარდნილჰესი, ძვერულჰესი, შაორჰესი, ლაჭანურჰესი) დაგროვებული წყლის ხარჯზე, გარდაბნის თბოელექტროსადგურებით (N3,4,9 ბლოკები და აირტურბინა) და მეზობელი ქვეყნებიდან იმპორტირებული ენერჯით. 2015-2016 და 2018-2020 წლებში 3,4 და 9 ბლოკები ჩანაცვლებული იქნება ეფექტური კომბინირებული თბოელექტროსადგურებით.

როგორც ცხრილი 7.2-დან და ნახ 7.4-დან ჩანს, ზამთრის რეჟიმებში, 2020 წლამდე, მდორედ იზრდება როგორც საქართველოს მოხმარება, ასევე მისი გენერაცია. 2020 წელს ხდება ერთდროულად როგორც იმპორტის ასევე ექსპორტის მნიშვნელოვანი ზრდა, რაც დაკავშირებულია ეგზ ქსანი-ყაზბეგი-მოზდოკის მშენებლობასთან, რომელიც 500 კვ ეგზ მარნეული-აირუმთან ერთად, ზრდის საქართველოს სატრანზიტო შესაძლებლობებს 700 მგვტ-ით. ამასთან 2020 წელს აშენდება თითო-თითო 350 მგვტ სიმძლავრის მუდმივი დენის ჩანართის ბლოკები ქ/ს ახალციხესა და ქ/ს ბათუმში. 2021-2022 წლებში მკვეთრად კლებულობს იმპორტი, რაც დაკავშირებულია ამ პერიოდში ქსელში დიდი სიმძლავრის ჰესების ინტეგრაციასთან, რომელთა გენერაცია „გამოაძეგებს“ სიმძლავრის იმპორტს.

ცხრ 7.2 სიმძლავრის საპროგნოზო ბალანსი (მგვტ)

წელი	ზამთრის მაქსიმუმი			
	გენერაცია	დატვირთვა	ექსპორტი	იმპორტი
2015	1905	1907	694	752
2016	1902	2001	694	851
2017	2085	2100	694	769
2018	2205	2205	694	750
2019	2359	2315	1394	1420
2020	2622	2430	2083	1985
2021	3438	2553	2088	1291
2022	3552	2681	2081	1301
2023	3754	2816	2081	1690
2024	3754	2954	2081	1380
2025	3750	3104	2081	1539

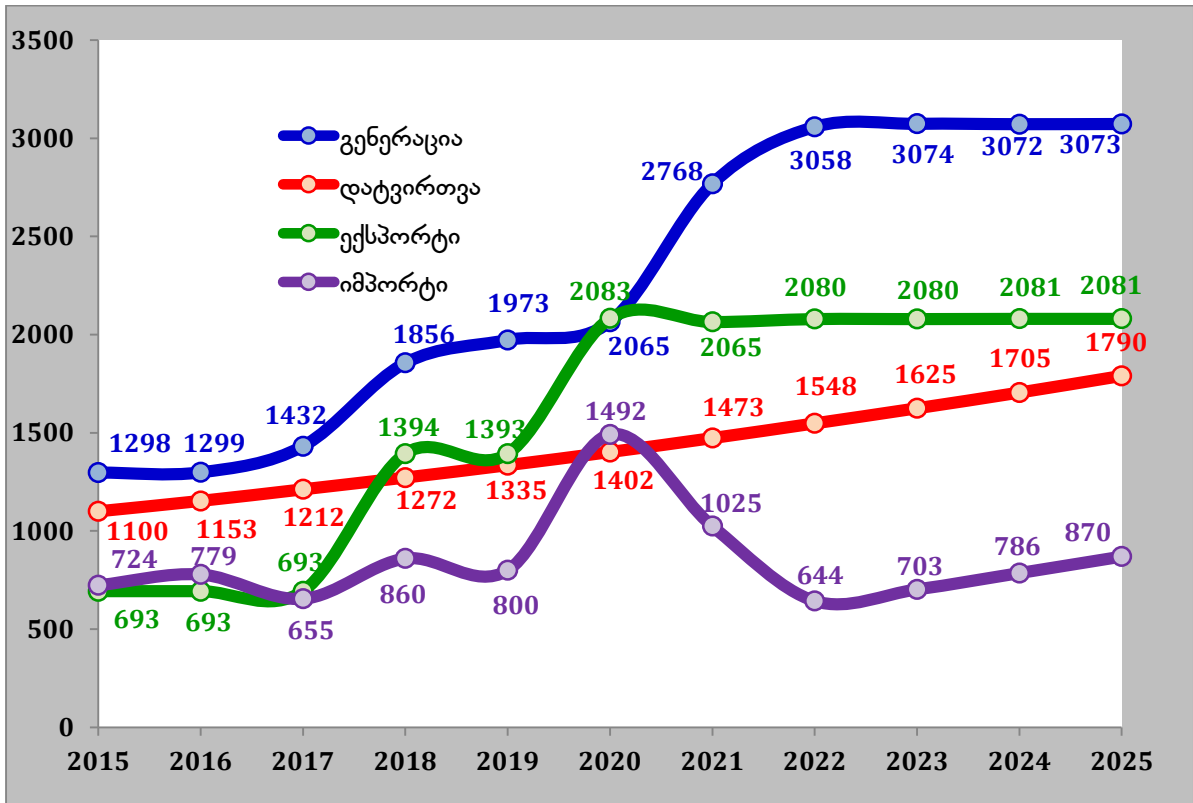


ნახ 7.4 ზამთრის მაქსიმუმი

ზამთრის მინიმუმი შეესაბამება დეკემბრის თვის ლამის მინიმალურ დატვირთვას, რაც 2015 წლისთვის დაახლოებით 1100 მგვტ-ს შეადგენს. ამ პერიოდში თბობლოკები ბაზისურ რეჟიმში მუშაობენ და მათი დატვირთვა იგივეა, რაც ზამთრის მაქსიმალურ რეჟიმში. იგივეა სეზონური სადგურების გამომუშავებაც. შემცირებულია მარეგულირებელი სადგურების გამომუშავება, რომელთა ხარჯვეც ხდება პიკების დაფარვა. 2015-2025 წლებში სიმძლავრის ბალანსების ცვლილების კანონზომიერება გამომწვეულია იმავე მიზეზებით, რაც ზამთრის მაქსიმუმის რეჟიმებში.

ცხრ 7.3 სიმძლავრის საპროგნოზო ბალანსი (მგვტ)

წელი	ზამთრის მინიმუმი			
	გენერაცია	დატვირთვა	ექსპორტი	იმპორტი
2015	1298	1100	693	724
2016	1299	1153	693	779
2017	1432	1212	693	655
2018	1856	1272	1394	860
2019	1973	1335	1393	800
2020	2065	1402	2083	1492
2021	2768	1473	2065	1025
2022	3058	1548	2080	644
2023	3074	1625	2080	703
2024	3072	1705	2081	786
2025	3073	1790	2081	870



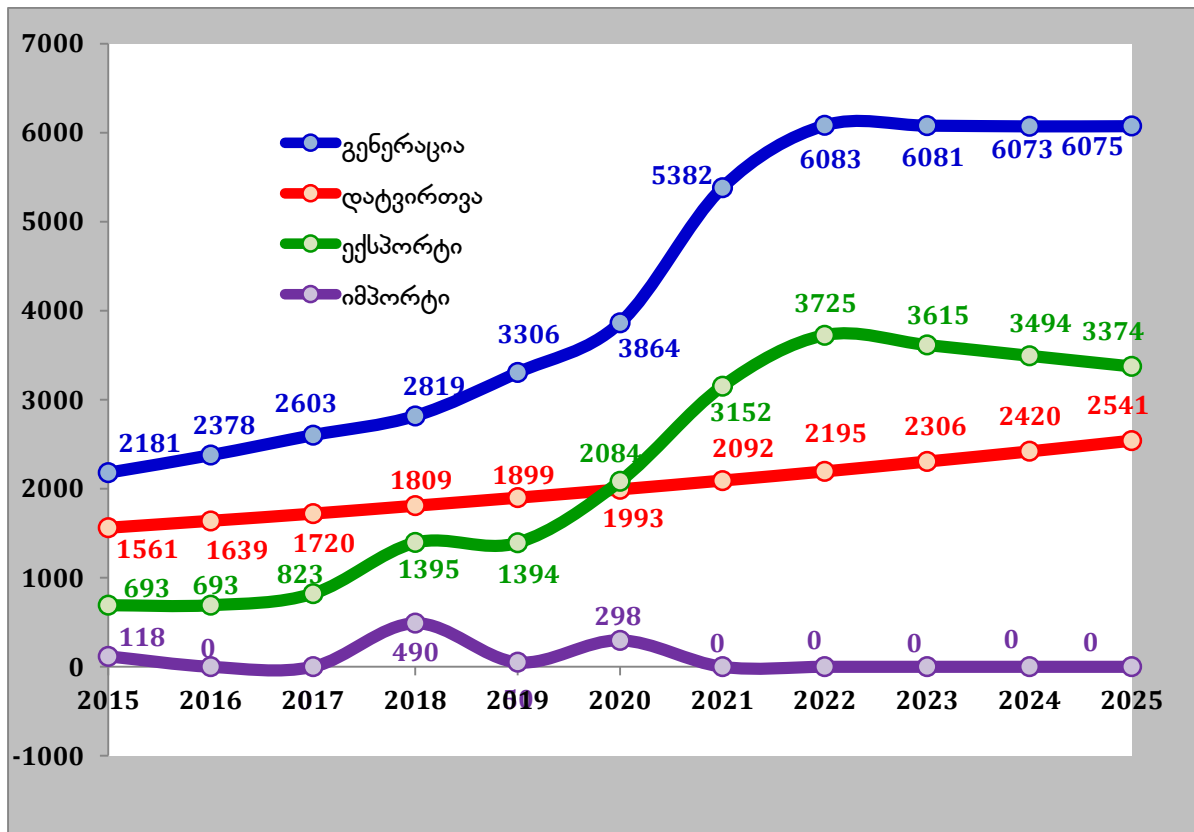
ნახ 7.5 ზამთრის მინიმუმი

ზაფხულის მაქსიმუმი შეესაბამება წყალუხვობის პერიოდს საღამოს მაქსიმალური დატვირთვის მომენტში. ამ პერიოდში გაზრდილია საქართველოს საექსპორტო პოტენციალი. საქართველოს ენერგოსისტემის საპროგნოზო ჯამური მოხმარება 2015 წლისთვის დაახლოებით 1561 მგვტ-ია. ვინაიდან ძირითადი ჰესები განლაგებულია ენგურის აუზში და გარდაბნის თბოსადგურები წყალუხვობის გამო გამორთულია, გაზრდილია გადმოდინება დასავლეთიდან აღმოსავლეთით ენგური-ვარდნილის გენერაციის კვანძიდან - ახალციხის და თბილისი-რუსთავის მოხმარების კვანძებისკენ. ენგურის აუზის სადგურები უზრუნველყოფენ ასევე თურქეთში ელენერგის ექსპორტს, რის გამოც გადმოდინება 500 კვ ევბ იმერეთზე აღწევს 800-900 მგვტს.

გენერაციის სიჭარბის მიუხედავად, 2018-2020 წლებში სომხეთთან, რუსეთთან და თურქეთთან გაძლიერებული კავშირის ევბ-ების წყალობით ხორციელდება 300-500 მგვტ-იმპორტი (ტრანზიტის მიზნით), ხოლო 2021 წლიდან მძლავრი ჰესების ქსელში ჩართვის გამო, მათი გენერაცია „აძევებს“ იმპორტს. 2015-დან 2025 წლამდე მნიშვნელოვნად იზრდება გენერაცია, და იმ ფონზე, რომ მოხმარების ზრდა მხოლოდ წლიურად 5%-ით ხდება, ასევე მნიშვნელოვნად იზრდება სიმძლავრის ექსპორტიც.

ცხრ 7.4 სიმძლავრის საპროგნოზო ბალანსი (მგვტ)

წელი	ზაფხულის მაქსიმუმი			
	გენერაცია	ლატვირთვა	ექსპორტი	იმპორტი
2015	2181	1561	693	118
2016	2378	1639	693	0
2017	2603	1720	823	0
2018	2819	1809	1395	490
2019	3306	1899	1394	50
2020	3864	1993	2084	298
2021	5382	2092	3152	0
2022	6083	2195	3725	0
2023	6081	2306	3615	0
2024	6073	2420	3494	0
2025	6075	2541	3374	0



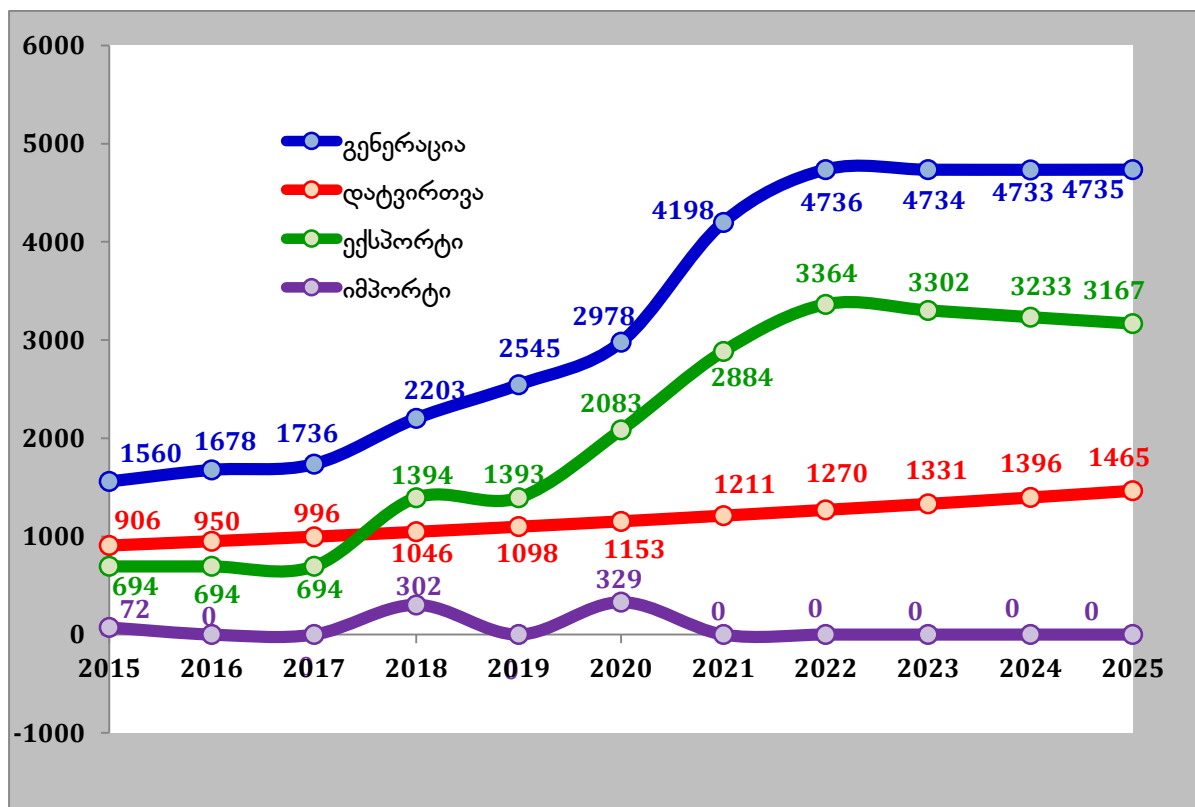
ნახ 7.6 ზაფხულის მაქსიმუმი

ზაფხულის მინიმუმი შეესაბამება წყალუხვობის პერიოდს. ამ პერიოდში გაზრდილია საქართველოს საექსპორტო პოტენციალი. საქართველოს ენერგოსისტემის ჯამური მოხმარება დაახლოებით 900 მგვტ-ია. ვინაიდან ძირითადი ჰესები განლაგებულია ენგურის აუზში და გარდაბნის თბოსადგურები წყალუხვობის გამო გამორთულია, გაზრდილია გადმოდინება დასავლეთიდან აღმოსავლეთით ენგური-ვარდნილის გენერაციის კვანძიდან - ახალციხის და თბილისი-რუსთავის მოხმარების კვანძებისკენ.

2015-2025 წლებში სიმძლავრის ბალანსების ცვლილების კანონზომიერება გამოწვეულია იმავე მიზეზებით, რაც ზაფხულის მაქსიმუმის რეჟიმებში.

ცხრ 7.5 სიმძლავრის საპროგნოზო ბალანსი (მგვტ)

წელი	ზაფხულის მინიმუმი			
	გენერაცია	დატვირთვა	ექსპორტი	იმპორტი
2015	1560	906	694	72
2016	1678	950	694	0
2017	1736	996	694	0
2018	2203	1046	1394	302
2019	2545	1098	1393	0
2020	2978	1153	2083	329
2021	4198	1211	2884	0
2022	4736	1270	3364	0
2023	4734	1331	3302	0
2024	4733	1396	3233	0
2025	4735	1465	3167	0



ნახ 7.7 ზაფხულის მინიმუმი

რეზიუმე. საპროგნოზო ბალანსებიდან გამომდინარე, შეგვიძლია ვთქვათ, რომ მეზობელ ქვეყნებთან კავშირის ხაზების აშენება აუცილებელია. ამასთან, ყველაზე კრიტიკული პერიოდი როდესაც, საჭირო იქნება სიმძლავრის გატანა, არის წყალუხვობის პერიოდი. ე.წ. ზაფხულის მაქსიმუმის და მინიმუმის რეჟიმები. ბალანსებიდან გამომდინარე, 2020 წლისთვის უნდა გვექონდეს 2100 მგვტ სიმძლავრის ექსპორტის შესაძლებლობა, 2021 წლისთვის 3100 მგვტ-ის, ხოლო 2022 წლისთვის 4100 მგვტ.

დასავლეთის მიმართულებიდან რუსეთში ენერჯის გატანა შესაძლებელია მხოლოდ ეგზ კავკასიონით (700 მგვტ), მძლავრი მოხმარება და კავშირის ხაზების უმეტესობა აღმოსავლეთ რეგიონშია, ყველაზე დიდი გენერაცია წყალუხვობის პერიოდში იყრის თავს ჩრდილო-დასავლეთ საქართველოში, ამიტომ ე.წ. წარმომადგენელი ვარიანტები, დაგეგმარების სცენარების შესარჩევად, რომლებიც შეესაბამება გადამცემი ხაზების მაქსიმალურ დატვირთულობას, იქნება ზაფხულის წყალუხვობა (ზაფხულის მაქსიმუმის რეჟიმი). ამ შემთხვევაში, ჩრდილო-დასავლეთის დიდი გენერაცია, ძირითადად, გასატანი იქნება სამხრეთის და აღმოსავლეთის მიმართულებით, რის გამოც დატვირთული იქნება საქართველოს დასავლეთ რეგიონის ჰესების და აღმოსავლეთ რეგიონის მოხმარების დამაკავშირებელი შიდა სასისტემო ხაზები.

ამასთან, საქართველოს ქსელი იმგვარად უნდა დაპროექტდეს, რომ შიგა სასისტემო ხაზებიდან ნებისმიერის გამორთვა არ უნდა იწვევდეს ავტომატიკის მიერ შიდა მოხმარებლების მოხმარებლების შეზღუდვის საჭიროებას.

8. გამომწვევები პროექტები და ინფრასტრუქტურის გასაძლიერებლად საჭირო ინვესტიციები

8.1 გამოვლენილი პროექტები

როგორც შესავალში და განვითარების სტრატეგიაში იქნა აღნიშნული, გადამცემ ქსელში ასაშენებელი პროექტები დაყოფილი იქნა სამად:

1. **სატრანზიტო მნიშვნელობის პროექტები**, ანუ პროექტები რომლებიც ახდენენ გავლენას საქართველოს ენერგოსისტემასა და მეზობელ სისტემებს შორის სიმძლავრის ტრანზიტის სიდიდესა და საიმედოობაზე; ისინი შეიცავენ გადამცემი შიდა 500 კვ ეგზ-ებს და 500/400/330/220/154 კვ ტრანსსასაზღვრო ეგზ-ებს.

2. **შიგა სასისტემო მნიშვნელობის პროექტები**. მათ მიეკუთვნება ისეთი პროექტები, რომლებიც აკავშირებენ გადამცემი ქსელის ორ ან მეტ კვანძს (ქმნიან შეკრულ კონტურს), გავლენას ახდენენ ერთი რეგიონიდან მეორე რეგიონისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის სიდიდეზე.

3. **ლოკალური**, ჩიხური 220 ,110 კვ და უფრო დაბალი ნომინალური ძაბვის ეგზ-ები.

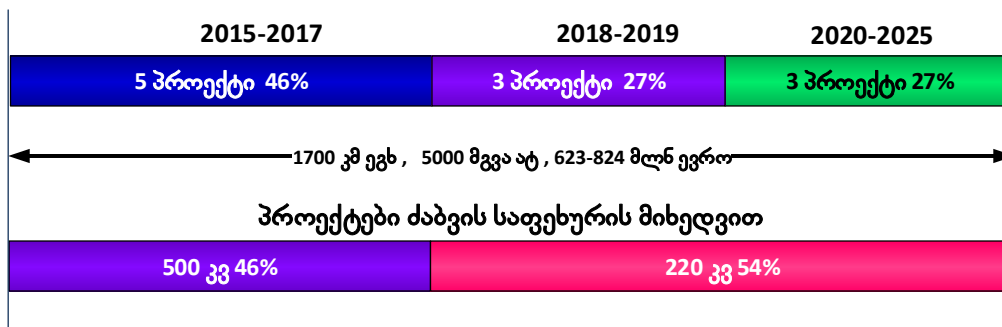
გადამცემი ქსელის უშუალო განვითარებას ემსახურება მხოლოდ სატრანზიტო მნიშვნელობის და სასისტემო მნიშვნელობის პროექტები. სწორედ ასეთი დანიშნულების 11 პროექტი იქნა გამოვლენილი, რომლებიც ქვემოთ არის განხილული.

ამ პროექტების როგორც ღირებულების შეფასება, ასევე მათი სიგრძეები და მუშაობაში შესვლის თარიღები წარმოადგენს საპროგნოზო სიდიდეებს და მათ სიზუსტეზე სსე არ აცხადებს პასუხს. აღნიშნული მაჩვენებლები გადაიხედება და დაზუსტდება პროექტების განხორციელებისას საკონსულტაციო ან პროექტის შემსრულებელი კომპანიის მიერ.

საქართველოს სასისტემო მნიშვნელობის 11 პროექტია გამოვლენილი, რომელთა აშენებით გაეცემა პასუხი არსებულ და მომავალ გამოწვევებს. ამ პროექტებში გაერთიანებულია გადამცემი ქსელის ინფრასტრუქტურის ელემენტები. თუმცა ეს პროექტები რამდენიმე ქვეპროექტებისგან და/ან ერთი ან რამდენიმე საფეხურის ნომინალური ძაბვის ხაზებისა და ქვესადგურებისგან შედგება.

9 მათგანი ცვლადი დენის ელექტროგადამცემი ხაზი ან ქვესადგურია, ხოლო 2 წარმოადგენს მუდმივი დენის ჩანართს და ცვლადი დენის ხაზს ერთად.

ექსპლუატაციაში შესვლის მოსალოდნელი თარიღები



ნახ 8.1

სასისტემო მნიშვნელობის პროექტების ჯამური მაჩვენებლები

როგორც ნახ 8.1-ზე მოცემული დიაგრამებიდან ჩანს, 2015-2017 წლებში ექსპლუატაციაში შევა პროექტების 50%. აღნიშნული პერიოდი მიეკუთვნება „ხანმოკლე დაგეგმვის“ პერიოდს და ამ დროისთვის დაგეგმილი პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლა“ (Feasibility Study) მიმდინარეობს ან უკვე დასრულებულია. შესაბამისად მონაცემები აღებულია მათი წინასწარი რეპორტებიდან. თუმცა „მიზანშეწონილობის ანალიზის“ დასრულებისთვის მოსალოდნელი არ არის ამ პროექტებში ძირეული ცვლილებები.

2018-2019 წლებში ექსპლუატაციაში შევა პროექტების 20%. აღნიშნული პერიოდი მიეკუთვნება „საშუალოვადიანი დაგეგმვის“ პერიოდს და ამ დროისთვის დაგეგმილი პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლა“ ჯერ არ არის დაწყებული, თუმცა გამოვლენილია ამ პროექტების ძირითადი მახასიათებლები და სავარაუდო ტექნიკური და ეკონომიკური მონაცემები. უახლოეს ხანებში მოსალოდნელია ამ პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლის“ დაწყება, რამაც შეიძლება ამ პროექტების გარკვეული მახასიათებლები გარკვეულწილად შეცვალოს.

2020-2025 წლებში ექსპლუატაციაში შევა პროექტების 30%. აღნიშნული პერიოდი მიეკუთვნება „გრძელვადიანი დაგეგმვის“ პერიოდს და ამ დროისთვის დაგეგმილი პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლა“ ჯერ არ არის დაწყებული, თუმცა გამოვლენილია ამ პროექტების აუცილებლობა. 2-3 წელიწადში მოსალოდნელია ამ პროექტების „ტექნიკურ-ეკონომიკური მიზანშეწონილობის შესწავლის“ დაწყება, რამაც შეიძლება ამ პროექტების გარკვეული მახასიათებლები შეცვალოს.

2015-25 წლებში ასაშენებელი გადამცემი ხაზების ჯამური სიგრძე (თითოეული ჯაჭვის) დაახლოებით 1700 კმ-ია, ხოლო ქვესადგურების ჯამური სიმძლავრე - 5000 მგვა. აღსანიშნავია, რომ 4 პროექტი ემსახურება სისტემათაშორისი კავშირების გაძლიერებას, მათ შორის 2 - თურქეთთან მუდმივი დენის ჩანართით, 1 - სომხეთთან და 2 - რუსეთთან. 2 პროექტი ემსახურება შიგა სასისტემო გამტარუნარიანობის გაზრდას და საიმედოობის ამაღლებას.

ქვემოთ მოცემულია ყველა პროექტის მოკლე აღწერა და საპროგნოზო ინვესტიციები.

1 კმ ერთჯაჭვა 110 კვ. ეგხ - 0.0941 – 0.126 მლნ ევრო	500 მგვა 500/220 კვ ქ/ს - 19-25 მლნ ევრო
1 კმ ორჯაჭვა 110 კვ. ეგხ - 0.141 – 0.196 მლნ ევრო	250 მგვა 220/110 კვ ქ/ს - 10-12 მლნ ევრო
1 კმ ერთჯაჭვა 220 კვ. ეგხ - 0.157 – 0.181 მლნ ევრო	500/220 ან 500/110 კვ ქ/ს – 19-25 მლნ ევრო
1 კმ ორჯაჭვა 220 კვ. ეგხ - 0.212 – 0.283 მლნ ევრო	330/220 კვ ქ/ს -14.5-18.5 მლნ ევრო
1 კმ ერთჯაჭვა 400 კვ. ეგხ -0.243 – 0.393 მლნ ევრო	220/110 ქ/ს -10-12 მლნ ევრო
1 კმ ორჯაჭვა 400 კვ. ეგხ - 0.371– 0.556 მლნ ევრო	საკონსულტაციო მომსახურება 8% (მშენებლობის ღირებულების)
1 კმ ერთჯაჭვა 500 კვ. ეგხ -0.267 – 0.432 მლნ ევრო	მინის გამოსყიდვა 10%
1 კმ ორჯაჭვა 500 კვ. ეგხ - 0.408 – 0.612 მლნ ევრო	გარემოსდაცვითი სამუშაოები 5%
350 მგვტ მღრ ბლოკი - 40-60 მლნ ევრო	გაუთვალისწინებელი ხარჯები 5%
მღრ ქ/ს გაფართოვება - 5-7 მლნ ევრო	

თითოეული პროექტის აღწერა შედგება შემდეგი პუნქტებისგან:

- პროექტის დასახელება;
- პროექტის მნიშვნელობა;
- ექსპლუატაციაში შესვლის დრო ;
- საპროგნოზო ინვესტიცია: პროექტისთვის ნავარაუდები თანხა მლნ ევრო.
- სტატუსი: პროექტის მიმდინარე სიტუაცია;
- ჰესების ინტეგრაცია: უჩვენებს რამდენი მგვტ სიმძლავრის ჰესების ინტეგრაციას ახორციელებს ქსელში კონკრეტული პროექტი;
- დანაკარგების შემცირება: უჩვენებს რამდენი მგვტ-ით მეტი იქნებოდა ქსელში დანაკარგები კონკრეტული პროექტის ან მისი რომელიმე კრიტიკული ელემენტის არარსებობისას;
- ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმალურ და ავარიულ სიტუაციებში: უჩვენებს რამდენი მგვტ-ით ზრდის კონკრეტული პროექტი ქსელის გამტარუნარიანობას დამყარებულ რეჟიმში და ავარიულ რეჟიმში (ამ პროექტის პარალელური ხაზის არარსებობისას)
- პროექტის მოქნილობის დონე: უჩვენებს რამდენად არის დამოკიდებული პროექტის მშენებლობის აუცილებლობა ისეთ ფაქტორებზე, როგორცაა ჰესების ქსელში ჩართვის თარიღი, მოცემულ კვანძში მოხმარების დონის დიდი ზრდა და ა.შ.
- პროექტის ელემენტები: პროექტში შემავალი ეგხ-ები და ავტოტრანსფორმატორები, რეაქტორები და გადამცემი ქსელის სხვა კომპონენტები
- პროექტის დანიშნულება: ჩამოთვლილია კონკრეტულად რას ემსახურება პროექტი:
- პროექტის მოკლე აღწერა: პროექტის საჭიროება, რელიეფის ზოგადი დახასიათება

პროექტის დასახელება: „ჯვარი-ხორვა“

პროექტის მნიშვნელობა: სატრანზიტო

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2016 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია: 69.9- 70.1 მლნ ევრო

სტატუსი: დამთავრებულია პროექტის მიზანშეწონილობის ტექნიკური ანალიზი (Fichtner)

ჰესების ინტეგრაცია: 100 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: <1 მგვტ

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 100/250 მგვტ*

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: მაღალი

პროექტის ელემენტები:

- „ჯვარი“ 500/220 კვ ძაბვის ქვესადგური, დადგმული სიმძლავრე 500 მგვტ;
- 180 (3x60) მგვარ რეაქტორი ქ/ს „ჯვარი 500“-ში.
- 16 კმ (2x8 კმ) 500 კვ ეგხ „კავკასიონის“ შეჭრა ქ/ს „ჯვარი 500/220“-ში;
- „ხორვა“ 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის დადგმული სიმძლავრე 400 მგვტ;
- 220 კვ ეგხ „ოდიში 1,2“, სიგრძე 60 კმ, სადენის მარკა 2xAC-300, გამტარუნარიანობა 400 მგვტ
- 220 კვ ეგხ „მენჯი-ხორვა“-ს გაორჯაჭვიანება, სადენის მარკა 2xAC-300, გამტარუნარიანობა 400 მგვტ
- 220 კვ ეგხ „პალიასტომი-2“-ის შეჭრა 220/110 კვ ქ/ს „ხორვა“-ში.

პროექტის დანიშნულება:

- აფხაზეთის, სამეგრელოს, აჭარისა და გურიის ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლება („ეგრისი 1,2“ ხაზების დარეზერვირება);
- ბათუმის (აჭარა) რეგიონში ძაბვის პრობლემის აღმოფხვრაში წვლილის შეტანა, ამ რეგიონის კვების საიმედოობის ამაღლება და აქ არსებული პერსპექტიული სადგურებიდან სიმძლავრის გამოტანის საიმედოობის ამაღლება;
- ენგურისა და სვანეთის რეგიონში სხვა პერსპექტიული ჰესების ქსელში მაღალი ხარისხით ინტეგრირება;
- მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის გამოტანის მაღალი საიმედოობა და თურქეთში ექსპორტისთვის ხელის შეწყობა;
- ეგხ „კავკასიონის“ მოქნილობის გაზრდა;
- ფოთის ინდუსტრიული ზონის მომარაგება;
- დასავლეთ საქართველოს 220 კვ ქსელის გაძლიერება
- ასა-ს მიერ გამოსართავი მომხმარებლების შემცირება.

პროექტის აღწერა:

„ჯვარი-ხორვა“ კომპლექსური პროექტია, რომელიც რამდენიმე მნიშვნელოვან ამოცანას გადაწყვეტს. ამ ამოცანებიდან უმთავრესია დასავლეთ საქართველოს 220 კვ ქსელის საიმედოობის ამაღლება. კერძოდ ქ/ს „ხორვაში“ 220 კვ ეგხ „პალიასტომი-2“ -ის შეჭრისა და 220 კვ ეგხ „მენჯი-ხორვა“-ს გაორჯაჭვიანების შედეგად, ჯვარი-ენგურის და მენჯის კვანძების დაკავშირება მოხდება ოთხი პარალელური 220 კვ ხაზით, რაც გაზრდის 220 კვ ქ/ს-ების „ენგური“, „ვარდნილი“, „ზუგდიდი“, „ხორვა“ და „მენჯი“ კვების საიმედოობას, დაარეზერვებს ენგურის 500/220 კვ ავტოტრანსფორმატორს და 220 კვ ეგხ-ებს „ეგრისი-1,2“, „კოლხიდა-

პროექტის დასახელება: „ბათუმი-ახალციხე“

პროექტის მნიშვნელობა: სასისტემო

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2017-2018 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია: 48.6 მლნ ევრო

სტატუსი: მიმდინარეობს პროექტის მიზანშეწონილობის ანალიზი (Fichtner)

ჰესების ინტეგრაცია: 425 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: 2-5 მგვტ

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 20/30 მგვტ

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: მაღალი

პროექტის ელემენტები: ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ ბათუმი-ახალციხე (ბათუმი-კორომხეთი ჰესი-ახალციხე და ბათუმი-შუახევი ჰესი-ახალციხე), ხაზის სიგრძე 140 კმ, სადენის მარკა 2xAAAC-500, გამტარუნარიანობა 400 მგვტ.

პროექტის დანიშნულება:

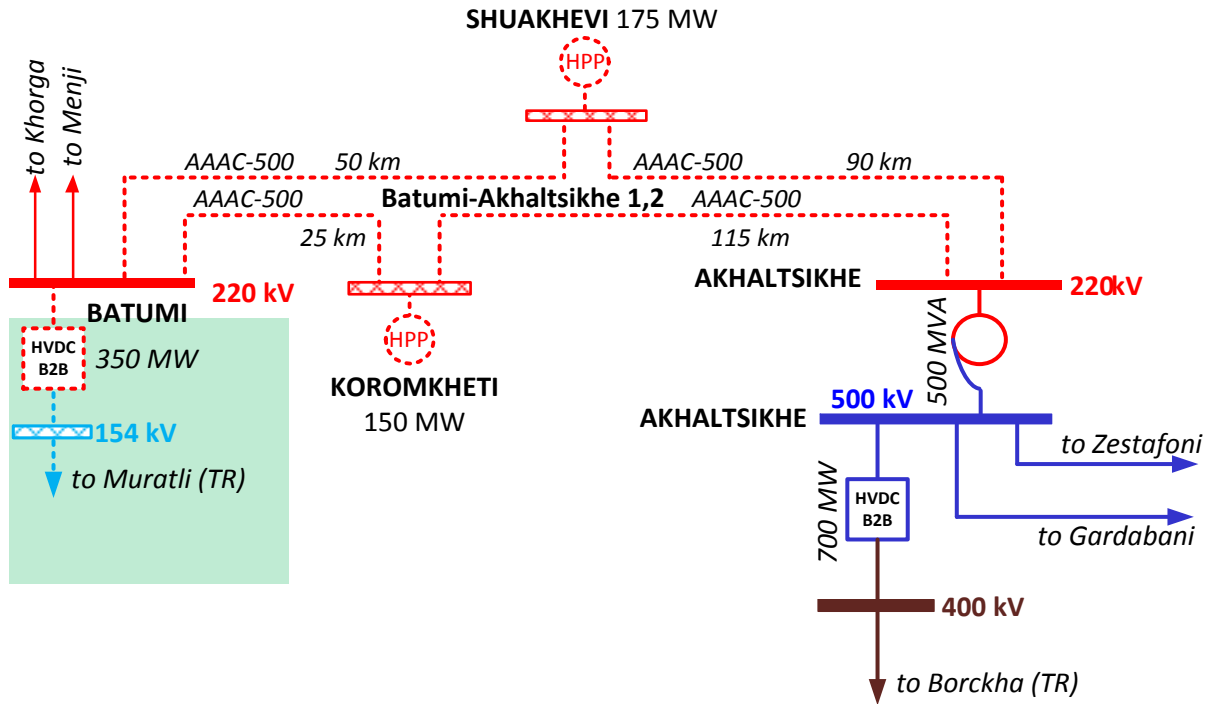
- აჭარა-გურიის ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლება (“პალიასტომი 1,2” ხაზების დარეზერვირება),
- თურქეთისკენ ექსპორტის პოტენციალის გაზრდა;
- შუახევის, კორომხეთის და აჭარის სხვა პესპექტიული ჰესების ქსელში მაღალი ხარისხით ინტეგრირება; და
- მათ მიერ გამოიშვებულ ელექტროენერჯის გამოტანის მაღალი საიმედოობას.

პროექტის აღწერა:

„ბათუმი-ახალციხის“ პროექტს რამდენიმე დანიშნულება აქვს. პირველ რიგში აღსანიშნავია შუახევიჰესისა (175 მგვტ) და კორომხეთიჰესის (150 მგვტ) ქსელში ინტეგრაცია და მათი სიმძლავრის საიმედო გამოტანა. ორივე ჰესი უკავშირდება როგორც ბათუმის ასევე ახალციხის 220 კვ ქს-ებს, ამიტომ ნებისმიერ რეჟიმში მონაკვეთებზე ბათუმი-შუახევი-ახალციხე და ბათუმი-კორომხეთი-ახალციხე სრულდება N-1 კრიტერიუმით. ასევე სრულდება N-2 კრიტერიუმით, თუკი შუახევიჰესიდან და კორომხეთიჰესიდან გამავალი ერთერთი ჯაჭვი მაინც რჩება მოქმედებაში. რაც ძალიან მნიშვნელოვანია, რადგან კორომხეთიდან ახალციხისკენ აღნიშნულ 220 კვ ეგხ-ს საკმაოდ რთული, მთიანი რელიეფი აქვს, სადაც შესაძლოა ჰქონდეს ადგილი ზვავის, მენწყის და წყალდიდობის რისკებს, რაც არ გამოირიცხავს ამ ხაზის რომელიმე მონაკვეთის დაზიანებას. ქს „ბათუმი 220“-დან შუახევიჰესისა და კორომხეთიჰესის სიმძლავრის გამოტანა შესაძლოა მოხდეს როგორც ქვეყნის შიგა მოხმარების დასაკმაყოფილებლად 220 კვ ქს „მენჯისა“ და 220 კვ ქს „ხორგას“ მიმართულებით, ასევე თურქეთში საექსპორტოდ - ბათუმის პერსპექტიული მუდმივი დენის ჩანართის გავლით, 154 კვ ქს „მურატლის“ მიმართულებით. ქს ახალციხიდან შესაძლებელია ზემოაღნიშნული ჰესების სიმძლავრის გამოტანა ასევე როგორც ქვეყნის შიგნით 500 კვ ქს „გესტაფონისა“ და 500 კვ ქს „გარდაბანის“ (მარნეულის) მიმართულებით, ასევე საექსპორტოდ - ახალციხის მუდმივი დენის ჩანართის გავლით, 400 კვ ქს „ბორჩხა“ (თურქეთი) მიმართულებით. ეს პროექტი ამაღლებს 220 კვ ქს „ბათუმის“ (და მთლიანად აჭარა-გურიის რეგიონების) კვების საიმედოობას, უკავშირდება რა ამ ქვესადგურს შუახევიჰესი და კორომხეთიჰესი, ასევე საშუალებას იძლევა მოხდეს სიმძლავრის ტრანზიტი ახალციხიდან (აღმოსავლეთ საქართველოდან) ბათუმისკენ. აღნიშნული პროექტის განხორციელება ზრდის არამხოლოდ ბათუმის მოხმარების კვების საიმედოობას და ბოლომდე ხსნის ძაბვის პრობლემას 220 კვ ქს „ბათუმში“, არამედ

საშუალებას იძლევა ამ ქვესადგურიდან გატანილი იქნას 350 მგვტ სიმძლავრე თურქეთის მიმართულებით. მეორეს მხრივ, ბათუმიდან თურქეთში ტრანზიტის არარსებობისას, შესაძლოა გამართული იქნას 220 კვ ეგზ „ბათუმი-ახალციხის“ მონაკვეთები ბათუმი-შუახევი და ბათუმი-კორომხეთი, რაც უზრუნველყოფს შუახევიჰესისა და კორომხეთიჰესის სიმძლავრის ტრანზიტს უშუალოდ ახალციხის სალტებზე აღმოსავლეთ საქართველოს ან თურქეთის მიმართულებით და განიტვირთება დასავლეთ საქართველოს 220 კვ ქსელი აღნიშნული ელსადგურების სიმძლავრის ტრანზიტისგან.

თავდაპირველად, 2016 წლის ბოლოსთვის ჩაირთვება ამ ხაზების მონაკვეთი შუახევი-ბათუმი, რომელიც უზრუნველყოფს შუახევიჰესის სიმძლავრის გამოტანას, ხოლო 2017 წლის ბოლოსთვის მუშაობაში შევა შუახევი-ახალციხე მონაკვეთი.



ნახ 8.3
პროექტის „ბათუმი-ახალციხე“ ცალხაზოვანი სქემა

პროექტის დასახელება: „წყალტუბო-ზესტაფონი“

პროექტის მნიშვნელობა: სასისტემო

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2015-2016 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია: 13.4 – 14.5 მლნ ევრო

სტატუსი: მიმდინარეობს პროექტის რეჟიმული ანალიზი (სსე)

ჰესების ინტეგრაცია: <50 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: <1 მგვტ

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 50/250 მგვტ

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: ძალიან მაღალი

პროექტის ელემენტები:

- ერთჯაჭვა 220 კვ ევბ „წყალტუბო-ქუთაისი“ (ევბ „სათაფლიას“ პარალელური), სიგრძე 26 კმ, სადენის მარკა AC-400, გამტარუნარიანობა 200 მგვტ
- ერთჯაჭვა 220 კვ ევბ „ქუთაისი-ზესტაფონი“ (ორჯაჭვა ევბ „აჯამეთი-1-2-ის“ პარალელური), სიგრძე 22 კმ, სადენის მარკა AC-400, გამტარუნარიანობა 200 მგვტ
- 250 მგვარ რეაქტორი ქ/ს „ზესტაფონი 500“-ში
- მენჯში 220/110 კვ 125 მგვა ავტოტრანსფორმატორი
- წყალტუბოში 220/110 კვ 125 მგვა ავტოტრანსფორმატორი

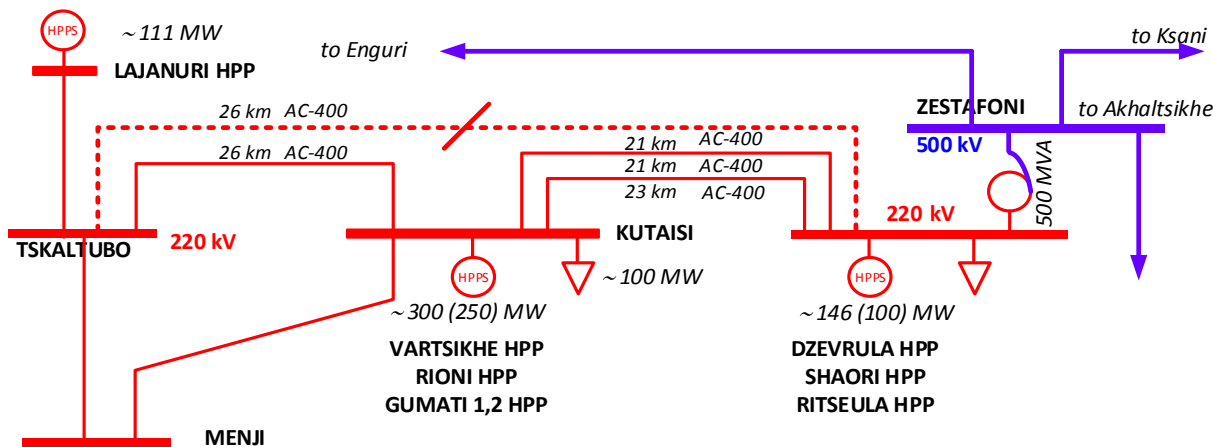
პროექტის დანიშნულება:

- ენგურის აუზიდან აღმოსავლეთისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის საიმედოობის ამაღლება;
- 500 კვ ევბ „იმერეთის“ გამორთვის შედეგად ასა-ს მიერ შესაზღუდი დატვირთვების შემცირება;
- დასავლეთ საქართველოს 220 კვ ქსელის გაძლიერება;
- წყალტუბოს და ქუთაისის ჰესებიდან (ლაჯანური, გუმათი-1,2, რიონი, ვარციხე) სიმძლავრის გამოტანის საიმედოობის ამაღლება;

პროექტის აღწერა:

საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა მიისწრაფვის ელექტროენერჯის ხარისხის ამაღლებისკენ და საქართველოს გადამცემი ქსელის საიმედოობის გაზრდისკენ, რაც ძირითადად გულისხმობს ენგურის აუზიდან მაქსიმალური შესაძლო სიმძლავრის ტრანსპორტირებას აღმოსავლეთით, 500 კვ ევბ „იმერეთის“ გამორთვის შემთხვევაშიც. ანუ ამ 500 კვ ევბ-ის გამორთვის შედეგად ასა-ს მიერ შესაზღუდი დატვირთვის (და გენერაციის) შემცირებას. ამ პროცესის ფინალი იქნება 500 ევბ „ჯვარი-ახალციხე“-ს აშენების, შემდეგ, რომელიც სრულად დაარეგნვეს 500 კვ ევბ „იმერეთს“ და შესრულდება N-1 პირობა მომხმარებლების გამორთვის გარეშე. გადამცემი ქსელის საიმედოობის ამაღლების „გზაზე“ ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი საფეხური იქნება 220 კვ ევბ „წყალტუბო-ქუთაისი-ზესტაფონის“ აშენება. საქმე იმაშია, რომ ზაფხულის წყალუხვობის პერიოდში 2016-2017 წლებში დასავლეთ საქართველოს ქსელის გაძლიერების მიუხედავად (ჯვარი-ხორგა, ბათუმი-ახალციხე) 220 კვ მონაკვეთი წყალტუბოდან ზესტაფონისკენ სუსტ რგოლად რჩება, ვინაიდან წყალტუბოდან ქუთაისისკენ ლაჯანურჰესის სიმძლავრის და ქუთაისიდან ზესტაფონისკენ გუმათი-1,2-ის რიონჰესის და ვარციხეჰესების ასევე მენჯიდან შემოსული სიმძლავრის ტრანზიტი ხორციელდება, რაც იწვევს 220 კვ ევბ წყალტუბო-ქუთაისის დატვირთვას დაახლოებით 33%-ით, ხოლო ქუთაისი-ზესტაფონის ევბ-ების 67%-ით, რაც

გულისხმობს რომ 500 კვ ეგზ „იმერეთის“ გამართვის შემთხვევაში შესაზღუდი იქნება 500 მგვტ დატვირთვა (და მდრ-ზე გაცემა) და გენერაცია. ამ პროექტში განხილული 220 კვ ეგზ წყალტუბო-ქუთაისი-ზესტაფონის აშენების შემთხვევაში შესაძლებელი იქნება შესაზღუდი სიმძლავრის შემცირება 200-250 მგვტ-ით, რაც გულისხმობს, რომ ეგზ „იმერეთის“ გამართვის შემდეგ შესაძლებელი იქნება 700-750 მგვტ სიმძლავრის ტრანზიტი ენგურჰესიდან (და 180 მგვტ ვარდნილჰესიდან) აღმოსავლეთისკენ.



ნახ 8.4

პროექტის „წყალტუბო-ქუთაისი-ზესტაფონი“ ცალხაზოვანი სქემა

პროექტის დასახელება: „ქსანი-ყაზბეგი-მოზდოკი“

პროექტის მნიშვნელობა: სატრანზიტო

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2017/ 2020 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია: 55 - 62 მლნ ევრო

სტატუსი: მიმდინარეობს პროექტის მიზანშეწონილობის ანალიზი (Fichtner)

ჰესების ინტეგრაცია: 167 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: 35-40 მგვტ*

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 700/1000 მგვტ*

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: ძალიან მაღალი

პროექტის ელემენტები:

- 500 კვ ეგხ ქ/ს „ქსანი“ - ქ/ს „დარიალჰესი“, სიგრძე 100 კმ, მარკა 3xAC- 300, გამტარუნარიანობა 1200 მგვტ;
- 500 კვ ეგხ ქ/ს „ყაზბეგი“-ქ/ს „დარიალჰესი“ (რუსეთის საზღვრამდე), სიგრძე 3 კმ, მარკა 3xAC- 300, გამტარუნარიანობა 1200 მგვტ;
- 500/110 კვ ქ/ს „ყაზბეგი“, დადგმული სიმძლავრე 250 მგვტ

პროექტის დანიშნულება:

- რუსეთი-საქართველო-სომხეთი-ირანის სატრანზიტო პოტენციალის საიმედო რეალიზაცია;
- არსებული 500 კვ ძაბვის ხაზის „კავკასიონის“ (საქართველო-რუსეთი) დარეზერვირება; და
- თერგის ჰესების ქსელში ინტეგრირება.

პროექტის აღწერა:

ამ პროექტის განხორციელება მნიშვნელოვანი ნაბიჯი იქნება საქართველოს გადამცემი ქსელის საიმედოობის და მდგრადობის ამაღლების კუთხით. ამჟამად საქართველოს ელექტრული სისტემა ძირითადად რუსეთის სისტემასთან პარალელურ რეჟიმში მუშაობს, რაც ძალიან მომგებიანია მდგრადობისა და სიხშირის რეგულირების თვალსაზრისით (რუსეთის სისტემა საქართველოს სისტემაზე 50-ჯერ და უფრო მეტად მძლავრია) მხოლოდ ერთი არსებული 408 კმ სიგრძის 500 კვ ეგხ „კავკასიონის“ საშუალებით რუსეთის სისტემასთან მუშაობის საიმედოობა არ არის ძალიან მაღალი, რადგან ჯერ ერთი ამ ხაზის დიდი სიგრძის გამო, მეორეც კავკასიის მთებზე გამავალი ძალიან რთული ტრასის გამო, საკმაოდ მაღალია ამ ხაზზე ავარიების ალბათობა, რაც რუსეთთან სიმძლავრის მიმოცვლას მყისიერად შეაჩერებს. პროექტი 500 კვ ეგხ „ქსანი-ყაზბეგი-მოზდოკი“ რუსეთთან სიმძლავრის ტრანზიტის შეწყვეტის რისკს მინიმუმამდე დაიყვანს, დაარეზერვებს რა 500 კვ ეგხ „კავკასიონს“ და რუსეთთან 700-800 მგვტ-მდე სიმძლავრის ტრანზიტისას უზრუნველყოფს ამ ტრანზიტის საიმედოობას N-1 პირობის დაცვით. ამასთანავე, ეს ხაზი, ზოგადად რუსეთთან სიმძლავრის მიმოცვლის უნარს გაზრდის დაახლოებით 1000 მგვტ-ით. რაც სავსებით საჭირო იქნება 2018-2020 წლების პერსპექტივაში, როდესაც გათვალისწინებულია რუსეთიდან სომხეთსა და ირანში დიდი სიმძლავრეებით ვაჭრობა (რასაც ზამთრის პერიოდში დაემატება შემოდინება რუსეთიდან საქართველოს შიგა დეფიციტის დასაფარად). ამ პროექტის საშუალებით ასევე მოხდება თერგის ჰესების (ლარსიჰესი, დარიალიჰესი, ხევსურეთის კასკადი) ინტეგრაცია სატრანზიტო ქსელში 500/110 კვ ქ/ს „ყაზბეგი“-ს საშუალებით. აღნიშნული პროექტი გაზრდის 500 კვ ქ/ს ქსანის კვების საიმედოობასაც. აღსანიშნავია, რომ

პროექტის დასახელება: „მარნეული“

პროექტის მნიშვნელობა: სატრანზიტო

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2016-2018 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია: 33 - 41.3 მლნ ევრო

სტატუსი: ჩატარებულია პროექტის მიზანშეწონილობის ანალიზი (Fichtner)

შესების ინტეგრაცია: <50 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: <1 მგვტ

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 700/800 მგვტ*

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: მაღალი

პროექტის ელემენტები:

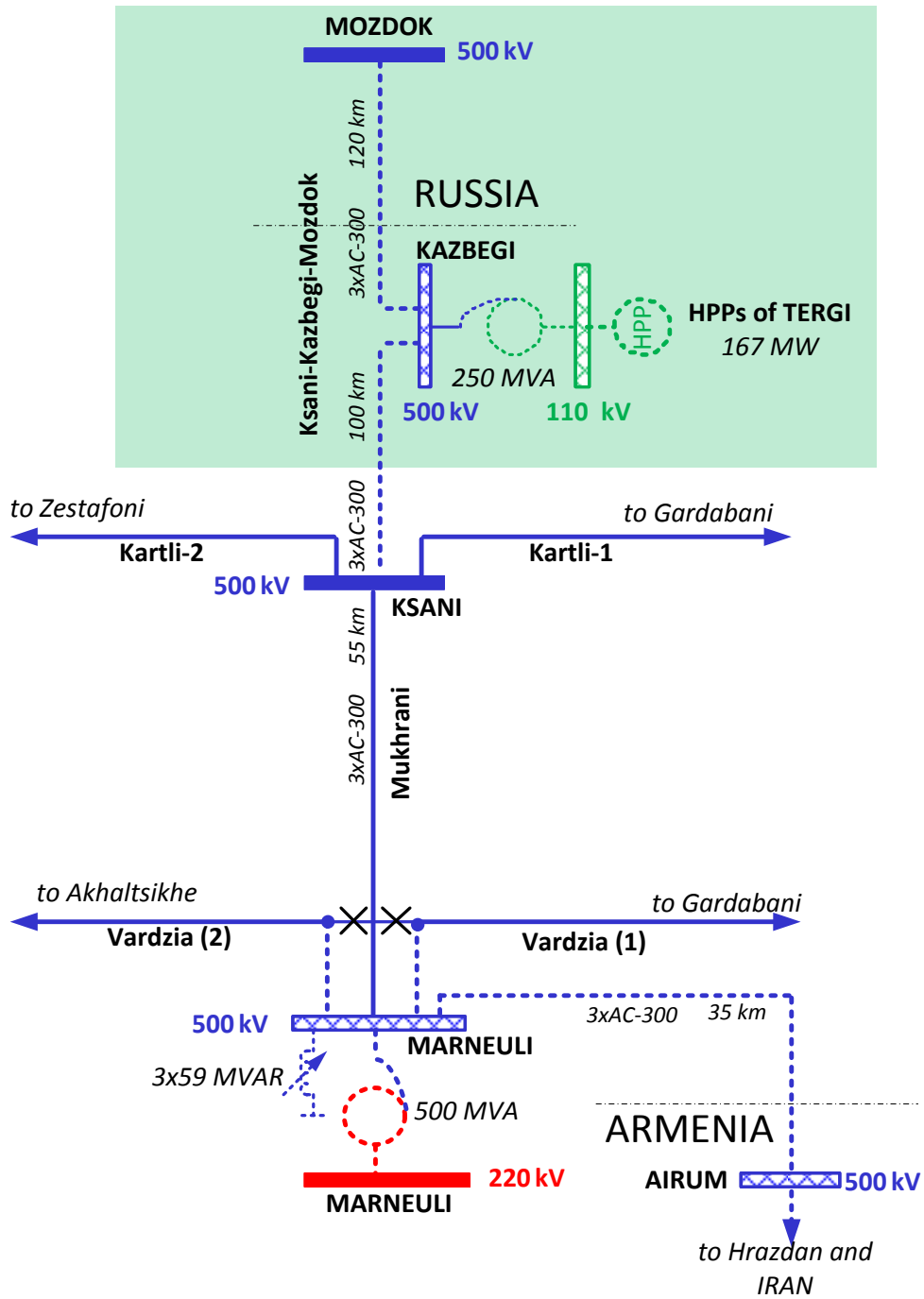
- ქვესადგურ მარნეულში 500 კვ ძაბვის ფრთის შექმნა;
- 500 კვ ძაბვის არსებული ხაზის „მუხრანის“ მიერთება მარნეულის 500 კვ ძაბვის სალტებზე,
- ამ ქვესადგურზე 500/220 კვ ძაბვისა, 500 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორის დაყენება;
- ქვესადგურში 500 კვ ძაბვის ხაზის „ვარძია“ შეჭრა;
- 180 (3x60) მგვარ რეაქტორის დაყენება ქ/ს „ქსანი 500“-ში;
- 500 კვ ქვესადგურში 160± 20 მგვარ სიმძლავრის რეგულირებადი რეაქტორის დაყენება.
- 500 კვ ელექტროგადამცემი ხაზი „მარნეული-აირუმი“ (სომხეთის ელექტროსისტემასთან), სიგრძე 37 კმ, მარკა 3xAC-300 (ქ/ს მარნეული 500-დან სომხეთ-საქართველოს საზღვრამდე)

პროექტის დანიშნულება:

- ელექტროენერჯის ტრანზიტის შესაძლებლობის გაზრდა რუსეთიდან სომხეთ-ირანში,
- აღმოსავლეთ საქართველოს ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლება

პროექტის აღწერა:

ქ/ს მარნეულში მოეწყობა 500 კვ ფრთა, რომელიც ერთის მხრივ შეიჭრება არსებულ 500 კვ ეგბ „ვარძიაში“ (ახალციხე-გარდაბანი), ამ ქვესადგურთან მიერთდება არსებული 500 კვ ეგბ „მუხრანი“, დაუკავშირდება ქ/ს მარნეულის 220 კვ ნაწილს 500 მგვა ავტოტრანსფორმატორით. ეს ყველაფერი გაზრდის აღმოსავლეთ საქართველოს კვების საიმედოობას. ამასთან, თუ გავითვალისწინებთ რომ მარნეული-500-ში უნდა დაიდგას ტირისტორებით რეგულირებადი 180 მგვარ სიმძლავრის რეაქტორი, ნებისმიერ რეჟიმში დიდი სიზუსტით იქნება უზრუნველყოფილი თბილისი-რუსთავის კვანძში ძაბვა ნომინალურის სიახლოვეს; მეორეს მხრივ მარნეული 500-თან დაკავშირდება 500 კვ ეგბ-ით დაუკავშირდება სომხეთში ქ/ს აირუმის 500 კვ ფრთას, რომელთანაც თავის მხრივ მიერთებული იქნება 700 მგვტ (2X350 მგვტ) დადგმული სიმძლავრის 500/400 კვ მუდმივი დენის ჩანართი, ხოლო ამ უკანასკნელთან 400 კვ ერთჯაჭვა (ან ორჯაჭვა) ეგბ რაზდანის მიმართულებით, საიდანაც მიემართება ორჯაჭვა 400 კვ ეგბ ირანისკენ. ამრიგად, ამ პროექტის საშუალებით, შესაძლებელი გახდება 700 მგვტ სიმძლავრის ტრანზიტი საქართველოდან (და რუსეთიდან) სომხეთში (და ირანში) და პირიქით. 500 კვ ეგბ „მარნეული-აირუმი“ პრაქტიკულად გაგრძელდება იქნება სატრანზიტო გზისა „მოზდოკი-ყაზბეგი-ქსანი“. ქ/ს „ქსანიდან“ ქ/ს „მარნეულისკენ“ სიმძლავრის გადაცემა მოხდება სამი 500 კვ „გზით“: ქსანი-მარნეული, ქსანი-მესტაფონი-ახალციხე-მარნეული, ქსანი-გარდაბანი-მარნეული, რაც უზრუნველყოფს რუსეთ-საქართველოსა და სომხეთ-ირანს შორის სიმძლავრის მიმოცვლის მაღალ საიმედოობას.



ნახ 8.6
 პროექტის „მარნეული“ ცალხაზოვანი სქემა

პროექტის დასახელება: „ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხე“

პროექტის მნიშვნელობა: სატრანზიტო

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2018-2019 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია: 124.6 – 185.6 მლნ ევრო

სტატუსი: ჩატარებულია პროექტის წინასწარი რეჟიმული ანალიზი (სსე), გამოვლენილია მისი განსაკუთრებული აუცილებლობა საქართველოს გადამცემი ქსელისთვის.

ჰესების ინტეგრაცია: 2100 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: 25 მგვტ

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 900/1400 მგვტ*

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: ძალიან მაღალი

პროექტის ელემენტები:

- ქვესადგურ წყალტუბოში 500 კვ ფრთის მოწყობა
- ქვესადგურ წყალტუბოში 500/220 კვ ავტოტრანსფორმატორი სიმძლავრე 500 მგვა;
- 500 კვ ეგბ “ჯვარი-წყალტუბო”, სიგრძე 80 კმ, მარკა 3xAC-300, გამტარუნარიანობა 1200 მგვტ;
- ორჯაჭვა 500 კვ ეგბ “წყალტუბო-ახალციხე”. სიგრძე 120 კმ. მარკა 2x(3xAC-300), გამტარუნარიანობა 1200 მგვტ;
- 500 კვ ქვესადგურ ახალციხის გაფართოვება ორჯაჭვა 500 კვ ეგბ "წყალტუბო-ახალციხე"-ს მისაერთებლად
- 200±50 მგვარ რეაქტორი ქ/ს „წყალტუბო 500“-ში

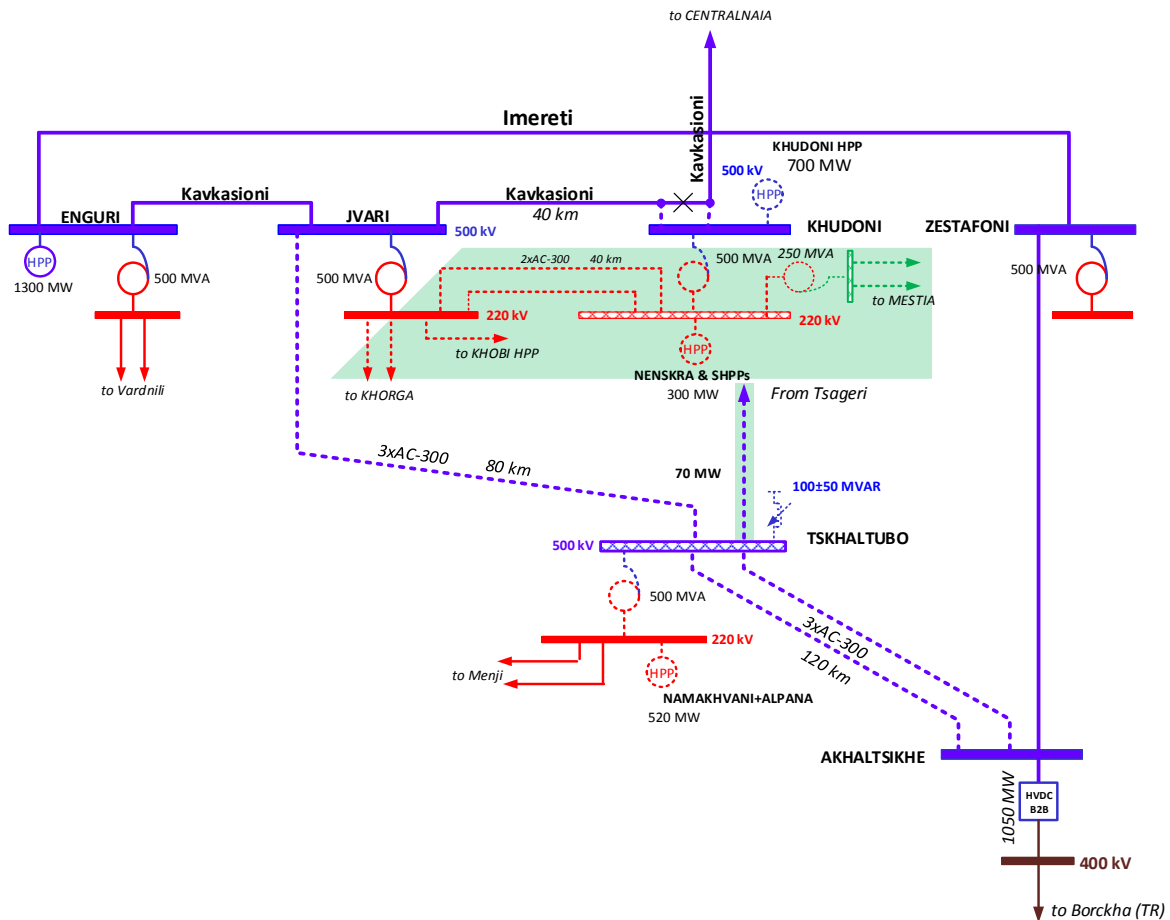
პროექტის დანიშნულება:

- ხულონი-ენგურის კვანძიდან სიმძლავრის გატანის უსაფრთხოება თურქეთსა და საქართველოს აღმოსავლეთ რეგიონისკენ (სომხეთისკენ).
- რუსეთიდან და ენგურის კვანძიდან თურქეთისკენ/ სომხეთისკენ ტრანზიტის უნარისა და საიმედოობის ამაღლება.
- ჰესების ინტეგრაცია:
 - a. ხულონჰესის და ნენსკრაჰესის ქსელთან ინტეგრაცია და სიმძლავრის გამოტანა (ქ/ს ჯვარიდან);
 - b. მესტიის რეგიონის ჰესების ქსელთან ინტეგრაცია;
 - c. ცხენისწყლის კასკადის ჰესების ქსელთან ინტეგრაცია;
 - d. ონი-სადმელის კასკადის სიმძლავრის ნაწილის გამოტანა;
 - e. ნამახვანჰესის სიმძლავრის გამოტანა (ქ/ს წყალტუბოდან).

პროექტის აღწერა:

ეს არის საქართველოს გადამცემი ქსელისთვის და მთლიანი ენერგოსისტემისთვის ყველაზე აუცილებელი და სტრატეგიული საჭიროების პროექტი, რომლის დასრულების შემდეგ დასავლეთ საქართველოს 500 კვ სქემას, ნაცვლად ახლანდელი დაბალ საიმედოობის რადიალური ტიპისა (ენგური-ზესტაფონი), ექნება რგოლური სახე (ენგური-ზესტაფონი-ახალციხე-წყალტუბო-ჯვარი). იგი

ერთდროულად რამდენიმე ძირითად ამოცანას გადაჭრის: 1. არსებული ქსელის საიმედოობის ამაღლება. საქმე იმაშია, რომ ხულონჰესის და ნენსკრაჰესის აშენებამდეც კი, აუცილებელია 500 კვ დამატებითი ეგზ-ის არსებობა დასავლეთ რეგიონში, რომელიც უზრუნველყოფს 500 კვ ეგზ „იმერეთის“ სრულ დარეგულირებას და ენგურჰესის სიმძლავრის საიმედო გამოტანას აღმოსავლეთ საქართველოს მოხმარებისა და ახალციხის საექსპორტო ხაზისკენ. დღესთვის ეგზ „იმერეთის“ ავარიული გამორთვისას, ავარიის სანინააღმდეგო სასისტემო ავტომატიკა ზღუდავს (თიშავს) ამ ხაზზე არსებული გადმოდინების 70-80%-ის ტოლ დატვირთვას საქართველოს აღმოსავლეთ (ქუთაისიდან აღმოსავლეთით) და გენერაციას დასავლეთ (ძირითადად ენგურჰესზე) ნაწილებში, რაც ხშირ შემთხვევაში 500 მგვტ-ს აჭარბებს. ამ პროექტის შესრულების შემდეგ კი ასეთ გამორთვებს აღარ ექნება ადგილი. 2. ენგურის კვანძში გარდა ენგურის გენერაციისა, გენერაციის სახით ასევე თავს იყრის იმპორტი 500 კვ ეგზ „კავკასიონიდან“, რომლის გატანა ახალციხე-თბილისისკენ იზღუდება ეგზ „იმერეთის“ გამტარუნარიანობით, აღნიშნული პრობლემა მოიხსნება 500 კვ ეგზ „ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხის“ მუშაობაში შესვლისას, გაიზრდება რა საქართველოს შიგა ქსელის გამტარუნარიანობა 700-900 მგვტ-ით. 3. ხულონჰესის 500/220/110 კვ ქვესადგურიდან მოხდება ქსელში დაახლოებით 1300+350=1650 მგვტ სიმძლავრის ინტეგრაცია, ხოლო წყალტუბოს 500/220 კვ ქვესადგურიდან - ცხენისწყლის კასკადის, ნამახვანის კასკადის, ალჰანაჰესის და ონი-სადმელის ჰესების სიმძლავრის დიდი ნაწილის ≈ 450 მგვტ ინტეგრაცია სატრანზიტო ქსელში.



ნახ 8.7

პროექტის „ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხე“ ცალხაზოვანი სქემა

პროექტის დასახელება: **ჩრდილოეთის რგოლი-წყალტუბო**

პროექტის მნიშვნელობა: სასისტემო

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2018-2021 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია **143.6 – 206.1 მლნ ევრო**

სტატუსი: ჩატარებულია პროექტის წინასწარი რეჟიმული ანალიზი (სსე)

ჰესების ინტეგრაცია: 1325 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: 10 მგვტ*

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 100/200 მგვტ*

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: საშუალო

პროექტის ელემენტები:

- ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ „ჯვარი-ხულონი“, სიგრძე 41 კმ, მარკა 2xAC-400
- ორჯაჭვა 110 კვ ეგხ „ხულონი-მესტია“, სიგრძე 56 კმ, მარკა 2x Totara (2x AC-300 ეკვ)
- ორჯაჭვა 110 კვ ეგხ „მესტია-იფარი“, სიგრძე 10 კმ, მარკა 2x Totara (2x AC-300 ეკვ)
- ორჯაჭვა 110 კვ ეგხ „იფარი-ლუჯი“, სიგრძე 37 კმ, მარკა 2x Totara (2x AC-300 ეკვ)
- ორჯაჭვა 110 კვ ეგხ „ლუჯი-მუხრა“, სიგრძე 10 კმ, მარკა 2x Totara (2x AC-300 ეკვ)
- ორჯაჭვა 110 კვ ეგხ „მუხრა-ლენტეხი“, სიგრძე 12 კმ, მარკა 2x Totara (2x AC-300 ეკვ)
- ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ „ლენტეხი-ცაგერი“, სიგრძე 15 კმ, მარკა 2x AC-400
- ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ „ცაგერი-ალპანა“, სიგრძე 10 კმ, მარკა 2x AC-400
- ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ „ალპანა-სადმელი“, სიგრძე 20 კმ, მარკა 2x AC-400
- ორჯაჭვა 220 კვ ეგხ „სადმელი-ზესტაფონი“, სიგრძე 56 კმ, მარკა 2x AC-400
- 110/35 კვ, 125 მგვა ქ/ს „მესტია“
- 500/220/110 კვ ქ/ს „ხულონი“ (500 მგვა ატ 500/220 კვ და 250 მგვა ატ 220/110 კვ)
- ქვესადგურ „ხულონი“ 500 კვ ეგხ „კავკასიონის“ შეჭრა 1 კმ;
- 500/220 კვ 500 მგვა ქ/ს „ცაგერი“
- 500 კვ ეგხ „ცაგერი-წყალტუბო“, სიგრძე 60 კმ, მარკა 3xAC-300
- 200±50 მგვარ რეაქტორი 500 კვ ქ/ს „ზესტაფონი“

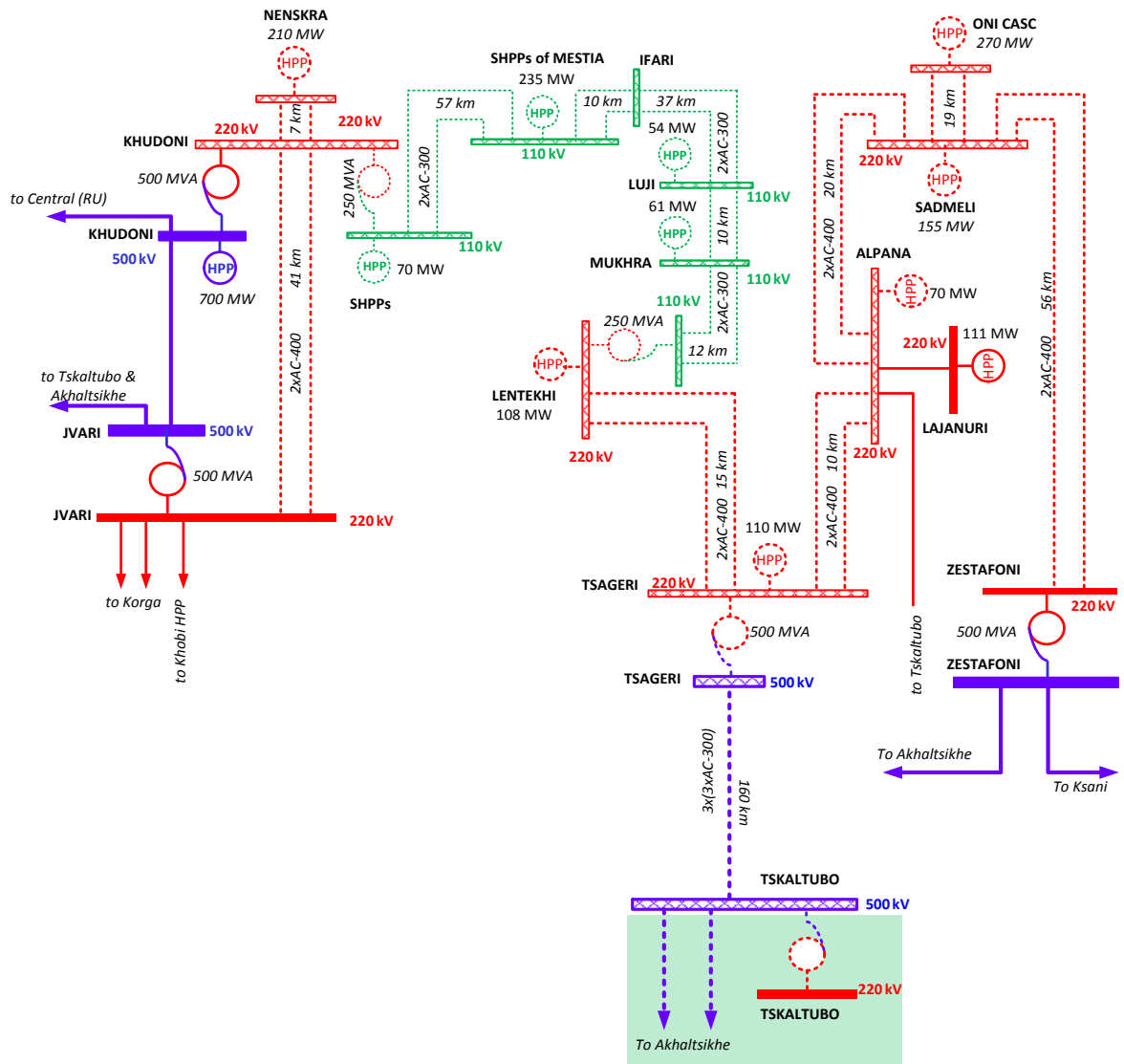
პროექტის დანიშნულება:

- მესტიის რეგიონის ჰესების სიმძლავრის გამოტანა და საიმედოობა;
- მდინარე ნენსკრას შენაკადების სიმძლავრის გამოტანა და საიმედოობა;
- ნენსკრაჰესის სიმძლავრის გამოტანა და საიმედოობა;
- ხულონიჰესის სიმძლავრის გამოტანა და საიმედოობის ამაღლება;
- ცხენისწყლის კასკადის ჰესების სიმძლავრის გამოტანა და საიმედოობა;
- ალპანაჰესის, სადმელი ჰესის და ონის ჰესების კასკადის სიმძლავრის გამოტანა და საიმედოობა;

პროექტის აღწერა:

ჩრდილოეთის რგოლი-წყალტუბო ერთ-ერთი ყველაზე დიდი პროექტია და მისი დანიშნულებაა დაახლოებით 2100 მგვტ სიმძლავრის ჰესების ინტეგრაცია ქსელში და მათი სიმძლავრის საიმედო გამოტანა. ამ პროექტის დაყოფა პირობითად შეიძლება სამ მონაკვეთად **1** - ორჯაჭვა 220 კვ მაგისტრალი ჯვარი-ხულონი (ნენსკრა), 220/110 კვ ქ/ს „ხულონი“, ორჯაჭვა 110 კვ მაგისტრალი ხულონი-მესტია-იფარი-ლუჯი-მუხრა-ლენტეხი, 220/110 კვ ქ/ს „ლენტეხი“, 220 კვ მაგისტრალი ლენტეხი-ცაგერი; **2** - ორჯაჭვა 220 კვ მაგისტრალი ცაგერი-ალპანა-სადმელი-ზესტაფონი, ონის კასკადი-სადმელი და **3** – 500/220 კვ ქ/ს „ცაგერი“ და 500 კვ ეგბ ცაგერი-წყალტუბო. ქსელში ჰესების ძლიერ და საიმედო ინტეგრაციას უზრუნველყოფს „ხულონსა“ და „ჯვარში“ (მთლიანი პროექტის დასავლეთ ბოლოში) 500 მგვა 500/220 ქ/ს-ები და მათი კავშირი 500 კვ სატრანზიტო ქსელთან; პროექტის ცენტრალურ ნაწილში არსებული 500/220 ქ/ს-ის „ცაგერი“ და 500 კვ ეგბ „ცაგერი-ანწყალტუბო, რომელიც მძლავრი მოხმარების (1050 მგვტ სიმძლავრის ექსპორტი თურქეთში) ცენტრთან - ახალციხესთან არის დაკავშირებული 500 კვ ქ/ს „წყალტუბოს“ გავლით, და პროექტის აღმოსავლეთ ნაწილი დაკავშირებულია ორჯაჭვა 220 კვ ეგბ-ით ქ/ს ზესტაფონთან, რომელიც თვითონ წარმოადგენს მძლავრი მოხმარების ცენტრს და 500/220 კვ ავტოტრანსფორმატორის გავლით ასევე უზრუნველყოფს სიმძლავრის გამოტანას 500 კვ სატრანზიტო მაგისტრალში. მთლიანი რგოლის 110 კვ ნაწილების არსებობა გამოწვეულია მათი ტრასის რთული რელიეფის, ვიწრო ხეობების, ზღვის დონიდან დიდი სიმაღლის და სხვა მკაცრი ბუნებრივი პირობების არსებობის გამო. 500 კვ ეგბ „ცაგერი-წყალტუბოს“-ს გამორთვის შემთხვევაშიც სრულდება N-1 კრიტერიუმი, 220 კვ სისტემის ხანმოკლე უმნიშვნელო გადატვირთვის პირობით. უშუალოდ რგოლის 110 კვ ნაწილი ხულონიდან ლენტეხამდე უნდა იქნას გახსნილი რომელიმე ქვესადგურში, მესტიაში, იფარში ან ლუჯში. ეს იმიტომ, რომ 110 კვ ქსელი პარალელურად არ აღმოჩნდეს შეკრული 500 კვ ქსელთან. რაც დაუშვებელია. წყალუხვობის რეჟიმებში N-1 კრიტერიუმის შესასრულებლად 110 კვ მონაკვეთზე, შეიძლება საჭირო გახდეს ლოკალური ავტომატიკის მოწყობა, რომელიც 110 კვ ერთი ჯაჭვის გამორთვის შემთხვევაში, მუშაობაში დარჩენილი ჯაჭვის გადატვირთვის თავიდან ასაცილებლად, გამორთავს გენერაციის ნაწილს მესტიის რეგიონში.

აღნიშნული პროექტი მთლიანად ჰესების სიმძლავრის გამოტანას ემსახურება. ამიტომ მისი გარკვეული უბნების მშენებლობა დამოკიდებული იქნება კონკრეტულ კვანძებში მაგენერირებელი სიმძლავრეების შესვლაზე.



ნახ 8.8

პროექტის „ჩრდილოეთის რგოლი-ახალციხე“ ცალხაზოვანი სქემა

პროექტის დასახელება: „ობურგეთი“

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2019 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია: 10 მლნ ევრო

სტატუსი: ჩატარებულია პროექტის წინასწარი რეჟიმული ანალიზი (სსე)

ჰესების ინტეგრაცია: 80 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: <1 მგვტ

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 25/25 მგვტ*

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: საშუალო

პროექტის ელემენტები:

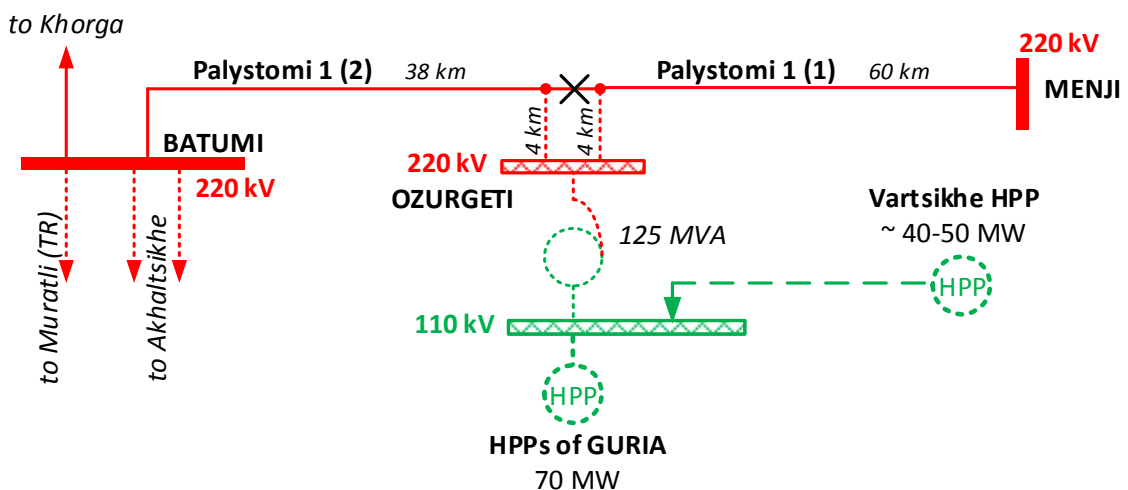
- ქვესადგური ობურგეთი 220/110 კვ, დადგმული სიმძლავრე 125 მგვა, გაზრდის პერსპექტივით;
- 220 კვ ელექტროგადაცემის ხაზის „პალიასტომი-1“ შეჭრა ამ ქვესადგურში;

პროექტის დანიშნულება:

- გურიის რეგიონის პესპექტიული ჰესების ქსელში ინტეგრირება;
- გურიის რეგიონის კვების საიმედოობის ამაღლება;
- მდინარე რიონის ქვემო ზონის (ვარციხის კასკადის) ჰესების სიმძლავრის გამოტანის საიმედოობის ამაღლება;

პროექტის აღწერა:

ქ/ს „ობურგეთი“ 220/110 კვ-ის ძირითადი დანიშნულებაა გურიის პერსპექტიული ჰესების ინტეგრირება. ამ ქ/ს-ის 220 კვ ნაწილში შეიჭრება 220 კვ ევბ „პალიასტომი-1“ (მენჯი-ბათუმი). ამით გაიზრდება სიმძლავრის გატანის შესაძლებლობა აღნიშნული ქვესადგურიდან. ამასთანავე მისი 110 კვ ფართიდან შესაძლებელი იქნება „ვარციხეჰესის“ მიერთება, ამ ჰესიდან სიმძლავრის გამოტანის საიმედოობის ამაღლება (ამჟამად მხოლოდ ქუთაისის კვანძთან არის მიერთებული) და ამ გზით ქუთაისის კვანძის განტვირთვა. „პალიასტომი-1“-ის („პალიასტომი-2“-ის) ობურგეთში შეჭრის შედეგად გაიზრდება ქ/ს ბათუმის და აჭარის რეგიონის კვების საიმედოობა და კიდევ უფრო შემცირდება აღნიშნული ქ/ს-ის ძაბვის პრობლემა, ვინაიდან ორი გრძელი ხაზის (ხორგა-ბათუმი და მენჯი-ბათუმი) მაგივრად, ბათუმის მომარაგება მოხდება 42 კმ სიგრძის ხაზით (ობურგეთი-ბათუმი).



ნახ 8.9

პროექტის „ობურგეთი“ ცალხაზოვანი სქემა

პროექტის დასახელება: „ახალციხე-თორთუმი“

პროექტის მნიშვნელობა: სატრანზიტო

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2020 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია: 60.8 - 92.2 მლნ ევრო

სტატუსი: ჩატარებულია პროექტის წინასწარი რეჟიმული ანალიზი (სსე)

ჰესების ინტეგრაცია: <50 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: <1 მგვტ

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 700/1000 მგვტ*

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: მაღალი

პროექტის ელემენტები:

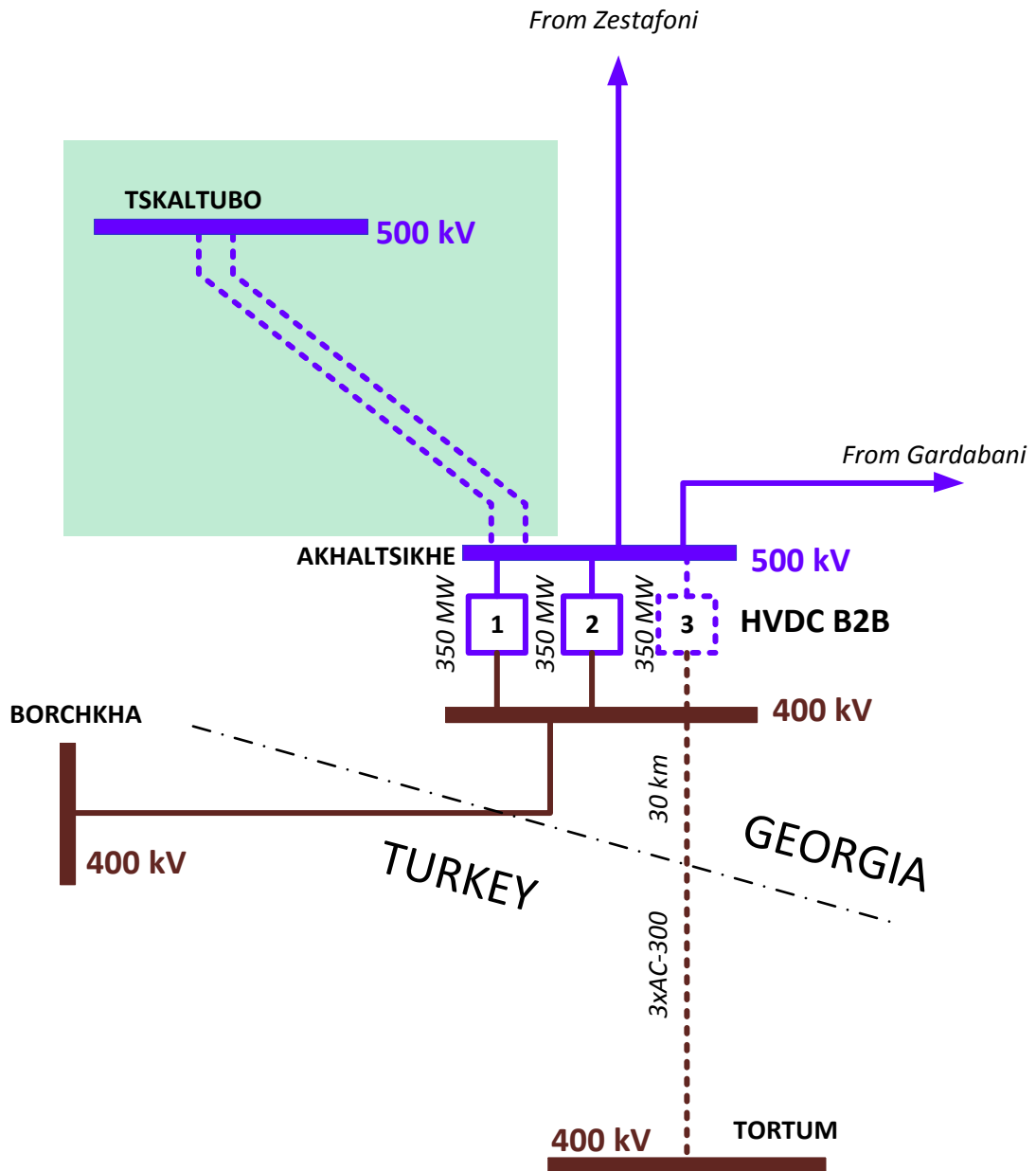
- ახალციხის მუდმივი დენის ჩანართის 500/400 კვ 350 მგვტ (მესამე) ბლოკი;
- 400 კვ ეგ ახალციხე-თორთუმი, სიგრძე 150 კმ (საზღვრამდე 30 კმ), მარკა 3xAC-300

პროექტის დანიშნულება:

- საქართველო-თურქეთს შორის სიმძლავრის მიმოცვლის უნარის გაზრდა;
- საქართველო-თურქეთს შორის სიმძლავრის მიმოცვლის საიმედოობის ამაღლება;
- ეგ ახალციხე-ბორჩხა“-ს დარეგულირება;

პროექტის აღწერა:

საქართველოს ენერჯის სექტორში დიდი სიმძლავრის ჰესების ჩართვა გათვალისწინებულია, რომელთა ჯამური სიმძლავრე და ენერჯია აღემატება ქვეყნის მოხმარების და მისი ზრდის მაჩვენებლებს. შესაბამისად, ამ სიმძლავრის ნაჭარბი უნდა გავიდეს ექსპორტზე. მეზობელი ქვეყნებიდან, ამ მხრივ, ყველაზე მიმზიდველია თურქეთი, რომლის მოთხოვნა ელექტროენერჯიაზე ძალიან ინტენსიურად მატულობს და შესაბამისად იზრდება ელექტროენერჯის ტარიფიც. ამიტომ დაგეგმილია ახალციხის მუდმივი დენის ჩანართის სიმძლავრის გაზრდა 1050 მგვტ-მდე, რაც განხორციელდება მესამე 350 მგვტ სიმძლავრის ბლოკის ჩართვით. ამასთან მოხდება თურქეთთან მაკავშირებელი ცვლადი დენის გადამცემი ქსელის გამტარუნარიანობის ზრდაც, რაც მოხდება 400 კვ ეგ ახალციხე-თორთუმი“-ს მშენებლობით. ამ ხაზს არსებულ 400 კვ ახალციხე-ბორჩხასთან შედარებით, რომელიც ახალციხიდან სამხრეთ დასავლეთისკენ მიემართება, უფრო მაღალი საიმედოობით შეეძლება თურქეთში ენერჯის ექსპორტი. ვინაიდან ეგ ბორჩხა-ახალციხე“-ს ხაზიდან მიმავალ სიმძლავრეს თურქეთის დასავლეთისკენ, გზად ემატება ბორჩხაჰესის, დერინერიჰესის და თურქეთის შავიზღვისპირეთის რეგიონის ჰესების სიმძლავრეები, რომელთა წყალუხვობის პერიოდი ემთხვევა დასავლეთ საქართველოს ჰესების წყალუხვობის პერიოდს და შესაბამისად ხშირად აპრილ-მაისის თვეებში ზღუდავენ საქართველოდან სიმძლავრის ტრანზიტს. მეორეს მხრივ, თორთუმის პუნქტი, რომელიც ახალციხის სამხრეთით მდებარეობს, სიახლოვეშია ამ რეგიონში მდებარე დატვირთვებთან და მძლავრი მოხმარების ცენტრისკენ „არზრუმი“ მიმავალი ელექტროგადამცემი ხაზებთან. შესაბამისად, ამ მიმართულებით სიმძლავრის ექსპორტი პრაქტიკულად ხელშემშლელი ფაქტორების გარეშე განხორციელდება თურქეთის სამხრეთ მიმართულებისკენ. ამასთანავე ეს ორი 400 კვ არეგულირებენ ერთმანეთს, და ერთი მათგანის გამართვის შემთხვევაში, მეორე აიღებს თავის თავზე სატრანზიტო ფუნქციას.



ნახ 8.10
 პროექტის „ახალციხე-თორთუმი“ ცალხაზოვანი სქემა

პროექტის დასახელება: „ბათუმი-მურატლი“

პროექტის მნიშვნელობა: სატრანზიტო

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2020 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია: 53.8 – 80.1 მლნ ევრო

სტატუსი: ჩატარებულია პროექტის წინასწარი რეჟიმული ანალიზი (სსე)

ჰესების ინტეგრაცია: <50 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: <1 მგვტ

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 350 მგვტ

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: მაღალი

პროექტის ელემენტები:

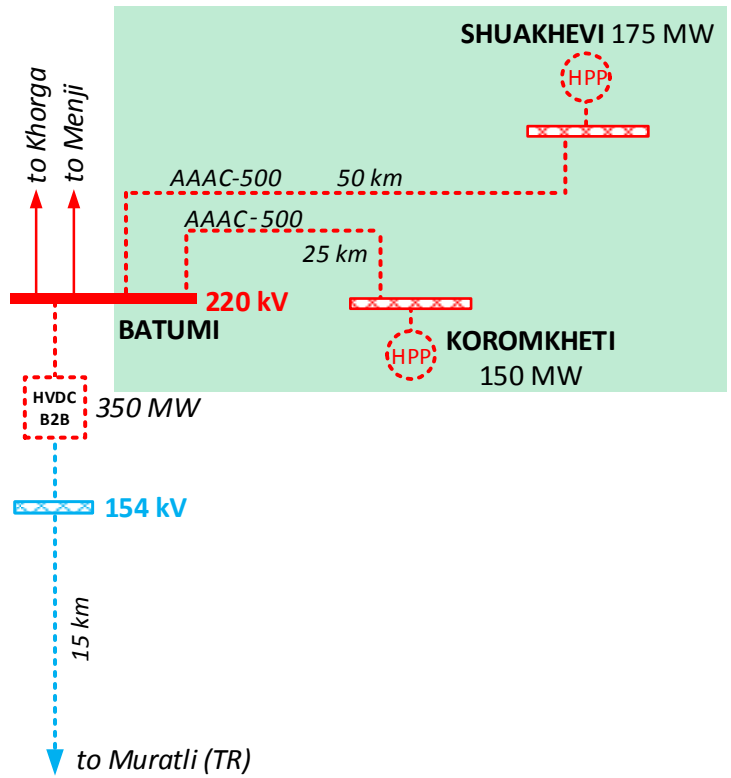
- ბათუმის მუდმივი დენის ჩანართის 220/154 კვ 350 მგვტ ბლოკი;
- ქვესადგურ ბათუმში 154 კვ ფართის მონყობა;
- 154 კვ ევბ ბათუმი-მურატლი, სიგრძე 15 კმ.

პროექტის დანიშნულება:

- საქართველო-თურქეთს შორის სიმძლავრის მიმოცვლის უნარის გაზრდა;
- საქართველო-თურქეთს შორის სიმძლავრის მიმოცვლის საიმედოობის ამაღლება.
- შუახევიჰესისა და კორომხეთიჰესის სიმძლავრის ნაწილობრივი გამოტანა.

პროექტის აღწერა:

საქართველოს ენერგოსისტემაში დიდი სიმძლავრის ჰესების ჩართვაა გათვალისწინებული, რომელთა ჯამური სიმძლავრე და ენერგია აღემატება ქვეყნის მოხმარების და მისი ზრდის მაჩვენებლებს. შესაბამისად, ამ სიმძლავრის ნაჭარბი უნდა გავიდეს ექსპორტზე. მეზობელი ქვეყნებიდან, ამ მხრივ, ყველაზე მიმზიდველია თურქეთი, რომლის მოთხოვნა ელექტროენერგიაზე ძალიან ინტენსიურად მატულობს და შესაბამისად იზრდება ელექტროენერჯის ტარიფიც. ბორჩხასა და თორთუმის მსგავსად, მურატლის მიმდებარე რეგიონი ხასიათდება მოხმარების სიდიდით. ამიტომ დაგეგმილია ბათუმის ქ/ს-ში მუდმივი დენის ჩანართის ერთი ბლოკის 350 მგვტ-იანი დადგმა. ასევე მოხდება თურქეთთან მაკავშირებელი 154 კვ-იანი ევბ „ბათუმი-მურატლის“ მშენებლობა. აღნიშნული პროექტი გაზრდის საქართველოსა და თურქეთს შორის სიმძლავრის მიმოცვლის უნარს და საქართველოს ენერგოსისტემის ტრანზიტის შესაძლებლობებს.



ნახ 8.11
პროექტი „ბათუმი-მურატლის“ ცალხაზოვანი სქემა

პროექტის დასახელება: „ნამახვანი-წყალტუბო“

პროექტის მნიშვნელობა: სასისტემო

პროექტის ექსპლუატაციაში შესვლის დრო: 2022 წელი

საპროგნოზო ინვესტიცია: 10.3 - 13.2 მლნ ევრო

სტატუსი: ჩატარებულია პროექტის წინასწარი რეჟიმული ანალიზი (სსე)

ჰესების ინტეგრაცია: 450 მგვტ

დანაკარგების შემცირება: <1 მგვტ

ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა ნორმ/ავარ: 25/150 მგვტ*

პროექტის მოქნილობა და გავლენა საიმედოობაზე: საშუალო

პროექტის ელემენტები:

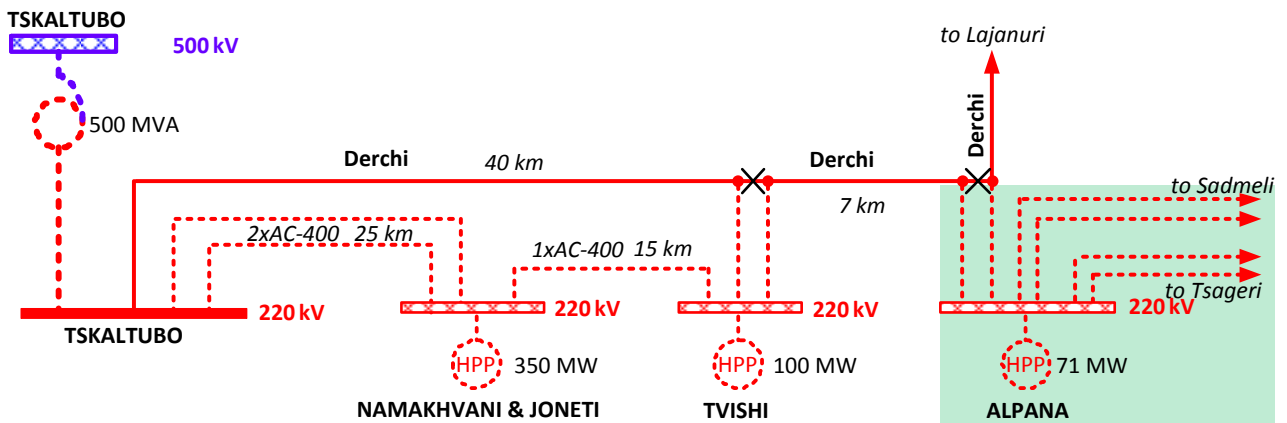
- ორჯაჭვა 220 კვ ეგზ „ნამახვანი-წყალტუბო“, სიგრძე 25 კმ, მარკა 2xAC-400, გამტარუნარიანობა 400 მგვტ;
- ერთჯაჭვა 220 კვ ეგზ „ტვიში-ნამახვანი“, სიგრძე 15 კმ, მარკა AC-400, გამტარუნარიანობა 200 მგვტ;
- 220 კვ ეგზ „დერჩის“ (ლაჯანური-წყალტუბო) შეჭრა ქ/ს „ალპანა“-ში და „ტვიშ“-ში, 2 კმ.

პროექტის დანიშნულება:

- ნამახვანის კასკადიდან (ტვიშიჰესი, ნამახვანიჰესი და უონეთიჰესი) სიმძლავრის გამოტანა;
- ალპანაჰესის და ლაჯანურჰესის სიმძლავრის გამოტანის საიმედოობის ამაღლება;

პროექტის აღწერა:

პროექტის დანიშნულებაა სიმძლავრის გამოტანა ისეთი მნიშვნელოვანი ჰესების კასკადიდან, როგორც არის „ნამახვანი“ (ნამახვანი ჰესი 250 მგვტ, უონეთი ჰესი 100 მგვტ, ტვიში ჰესი 100 მგვტ). ამ მიზნით, უნდა აშენდეს ორჯაჭვა ეგზ ნამახვანი-წყალტუბო, რომელიც ნამახვანიჰესისა და უონეთი ჰესის სიმძლავრის გატანას უზრუნველყოფს ქ/ს წყალტუბოს მიმართულებით. ეგზ „დერჩის“ (ლაჯანური-წყალტუბო) ქ/ს „ალპანა“-სა და ქ/ს „ტვიშ“-ში შეჭრით უზრუნველყოფილი იქნება ტვიშიჰესის სიმძლავრის გამოტანა როგორც ქ/ს „წყალტუბოს“, ასევე ქ/ს „ალპანა“-ს მიმართულებით. ასევე დამატებით, სარეზერვო როლს ასრულებს 220 კვ ეგზ „ტვიში-ნამახვანი“. აღნიშნულ მონაკვეთზე, ნებისმიერი ხაზის გამორთვისას სრულდება N-1 კრიტერიუმი, რაც, მოკლე ხაზებთან ერთად, ნამახვანის კასკადიდან სიმძლავრის გამოტანის მაღალ საიმედოობას უზრუნველყოფს. ნამახვანის კასკადის ძირითადი სიმძლავრე ევაკუირდება ქ/ს „წყალტუბოდან“, სადაც გათვალისწინებულია 500 კვ ფრთა და მისი დაკავშირება 500 მგვა ავტოტრანსფორმატორით 220 კვ ფრთასთან. 500 კვ ქ/ს „წყალტუბოს“ თავის მხრივ კავშირები გააჩნია 500 კვ ქ/ს „ჯვართან“ და „ახალციხესთან“.



ნახ 8.12

პროექტის „ნამახვანი-წყალტუბო“ ცალხაზოვანი სქემა

8.2. პროექტების ღირებულება-სარგებლობის ანალიზი (Cost Benefit Analysis CBA)

გადამცემი ქსელის 2015-2025 წლების 11 პროექტის შეფასება მოხდა CBA მეთოდოლოგიით, რომლითაც გაანალიზებული იქნა თითოეული პროექტის მიერ მოსატანი სარგებლობა, მისთვის გასაწევი ხარჯების (ინვესტიციებისა) და გარემოზე განხორციელებულ ზემოქმედებასთან მიმართებაში.

გაანალიზებული იქნა რამოდენიმე ფაქტორი, კერძოდ:

- **ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა**, რაც გვიჩვენებს ნორმალურ რეჟიმში გადამცემი ქსელის ერთი საზღვრიდან მეორე საზღვრისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის უნარის ნამატს (მგვტ).
- **ღირებულების შეფასება** ეს არის პროექტის ღირებულება (მლნ ევრო)
- **სოციალური და ეკოლოგიური ზეგავლენა** ასახავს პროექტის დაგეგმილ დროზე შესვლის სანდობას და ეკოლოგიურ ფაქტორებზე მის ზემოქმედებას;
- **კვების უსაფრთხოება** - გადამცემი ქსელის იმ უბნის საიმედოობაზე ზემოქმედება, რომელთანაც დაკავშირებულია მოცემული უბანი;
- **სოციალური და ეკონომიკური კეთილდღეობა** წარმოადგენს პროექტისგან მიღებულ წლიურ შემოსავალს (მლნ ევრო/წელი)
- **განახლებადი ენერჯის წყაროს (გენ) ინტეგრაცია** აჩვენებს პროექტის მიერ ქსელში ინტეგრირებული გენ-ის, საქართველოში ძირითადად ჰესების, დადგმულ სიმძლავრეს (მგვტ);
- **ცვლილებები დანაკარგებში** (ენერგოეფექტურობა) წარმოადგენს დანაკარგების განსხვავებას (მგვტ) პროექტის ან მისი რომელიმე ნაწილის არ არსებობის შესაბამის ვითარებასთან.
- **ცვლილებები CO₂-ის გამოყოფაში**, ეს სიდიდე აღებული იქნა როგორც გენ პროპორციული კოეფიციენტი.
- **ტექნიკური აღდგენისუნარიანობის / სისტემის უსაფრთხოების ზღვარი** ასახავს მთლიანად გადამცემი ქსელის სამედოობაზე გავლენა.
- **საიმედოობა/მოქნილობა** უჩვენებს კონკრეტული პროექტის დამოკიდებულებას სხვადასხვა ფაქტორებზე (გენ ინტეგრაცია, დატვირთვის ზრდა) და ა.შ. პროექტი მაქსიმალურად მოქნილია თუკი მისი მშენებლობა აუცილებელი იქნება მომავლის ნებისმიერი სცენარით განვითარებისას.

აღნიშნული კრიტერიუმებით მოხდა საქართველოს გადამცემი ქსელის პროექტების შეფასება 0-დან 3 ქულამდე, რაც ქვემოთ არის მოცემული.

8.2.1 პროექტის შეფასების აღწერა

0 ქულა	
1 ქულა	
2 ქულა	
3 ქულა	

1) ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა

სიმძლავრე, მგვტ	ქულა
0	0
0-350	1
350-600	2
> 700	3

2) პროექტის ღირებულება

ღირებულება, მლნ. ევრო	ქულა
> 200	0
100-200	1
50-100	2
< 50	3

3) სოციალური და ეკოლოგიური ზეგავლენა

ზეგავლენა	ქულა
D	0
C	1
B	2
A	3

D - პროექტის დაგეგმილ ვადებში შესრულების ალბათობა არის დაბალი, დასახლებულ ან დაცულ ტერიტორიებზე ზეგავლენა - მაღალი;

C - პროექტის დაგეგმილ ვადებში შესრულების ალბათობა არის რეალისტური (არსებობს მოულოდნელობების საშიშროება), დასახლებულ ან დაცულ ტერიტორიებზე ზეგავლენა - საშუალო;

B - პროექტის დაგეგმილ ვადებში შესრულების ალბათობა არის რეალისტური (არსებობს მოულოდნელობების საშიშროება), დასახლებულ ან დაცულ ტერიტორიებზე ზეგავლენა - დაბალი;

A - პროექტის დაგეგმილ ვადებში შესრულების ალბათობა არის მაღალი, დასახლებულ ან დაცულ ტერიტორიებზე ზეგავლენა - დაბალი.

4) კვების უსაფრთხოება

კვების უსაფრთხოების გაზრდა	ქულა
D	0
C	1
B	2
A	3

D - პროექტი არ გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას, ობიექტის ექსპლუატაციაში შესვლიდან 10 წლის განმავლობაში;

C - პროექტი არ გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას ნორმალური სიდიდის ავარიების დროს, ობიექტის ექსპლუატაციაში შესვლიდან 10 წლის განმავლობაში;

B - პროექტი გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას ნორმალური სიდიდის ავარიების დროს, ობიექტის ექსპლუატაციაში შესვლიდან 10 წლის განმავლობაში;

A - პროექტი გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას იშვიათი (ძლიერი) ავარიების დროს, ობიექტის ექსპლუატაციაში შესვლიდან 10 წლის განმავლობაში;

5) სოციალური და ეკონომიკური კეთილდღეობა

პროექტის წლიური შემოსავალი, მლნ. ევრო	ქულა
< 3	0
< 3 + ¹	1
3-10	2
3 – 10 + ²	3

1 - პროექტის წლიური შემოსავალი <3 მლნ. ევრო და დამატებით პროექტი უზრუნველყოფს ახალი გენერაციის ქსელში შეყვანას.

2 - პროექტის წლიური შემოსავალი არის 3-10 მლნ. ევრო და დამატებით პროექტი უზრუნველყოფს ახალი გენერაციის ქსელში შეყვანას.

6) ენერჯის განახლებადი წყაროს ინტეგრაცია

ინტეგრირებული ეგწ-ს ჯამური გენერაცია, მგვტ	ქულა
< 50	0
50-100	1
100-200	2
> 200	3

7) ცვლილებები დანაკარგებში (ენერგოეფექტურობა)

დანაკარგების შემცირება, მგ/ტ	ქულა
< 1	0
2-5	1
5-10	2
> 10	3

8) ცვლილებები CO₂-ის გამოყოფაში

CO ₂ -ის შემცირება, კტ / წ	ქულა
0	0
< 200	1
200-500	2
> 500	3

9) ტექნიკური აღდგენისუნარიანობის, სისტემის უსაფრთხოების ზღვარი

R.5, R.6, R.7 - რეკომენდაციების დაკმაყოფილება	ქულა
0	0
1	1
2	2
> 2	3

10) საიმედოობა/მოქნილობა

R.1, R.2, R.3 -რეკომენდაციების დაკმაყოფილება	ქულა
0	0
1-2	1
2-4	2
> 5	3

8.2.2 პროექტის შეფასებები

8.2.1 პუნქტში განხილული შეფასებების სისტემის მიხედვით, შეფასებული იქნა გადამცემი ქსელის 2015-2025 წლის 11 პროექტი.

პროექტის ნომერი	პროექტის დასახელება	ზოგადი ტექნიკური აღწერა	დაწყების წელი	ექვ. შესვლის წელი	ინვესტიცია (მლნ. ევრო)		პროექტის შეფასება										ჯამური შეფასება
					მინიმალური	მაქსიმალური	ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა	ღირებულებების შეფასება	სოციალური და ეკოლოგიური ზეგავლენა	კვების უსაფრთხოება	სოციალური და ეკონომიკური კეთილდღეობა	ენერჯის განახლებადი წყაროს ინტეგრაცია	ცვლილებები დანაკარგებში (ენერჯეფექტიულობა)	ცვლილებები CO ₂ -ის გამოყოფაში	ტექნიკური აღდგენისუნარიანობის / სისტემის უსაფრთხოების ზღვარი.	საიმედოობა/მოქნილობა	
1	ჯვარი-ხორვა	<ul style="list-style-type: none"> • აფხაზეთის, სამეგრელოს, აჭარისა და გურიის ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლება; • ამ რეგიონების შესების ქსელში ინტეგრაცია; • ბათუმის (აჭარა) რეგიონში ძაბვის პრობლემის აღმოფხვრაში წვლილის შეტანა; • ევზ „კავკასიონის“ მოქნილობის გაზრდა; • ფოთის ინდუსტრიული ზონის მომარაგება. 	2013	2016	69.9	70.1	1	2	3	3	3	2	0	1	2	2	19
2	ბათუმი-ახალციხე	<ul style="list-style-type: none"> • აჭარა-გურიის ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლება; • თურქეთისკენ ექსპორტის პოტენციალის გაზრდა; • შუახევის, კორომხეთის და აჭარის სხვა პერსპექტიული ელსადგურების ქსელში მაღალი ხარისხით ინტეგრირება; 	2013	2016	48.6	48.6	0	3	3	3	3	3	1	3	2	2	23

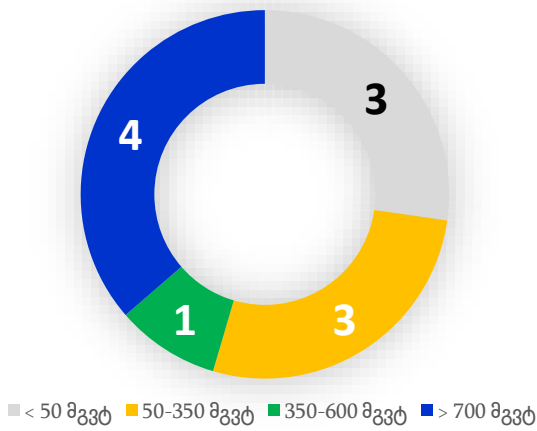
3	წყალტუბო- ზესტაფონი	<ul style="list-style-type: none"> • ენგურჰესიდან, ლაჯანურჰესიდან, გუმათჰესების კასკადიდან, რიონჰესიდან, ვარციხის კასკადიდან სიმძლავრის გამოტანის საიმედოობის ამაღლება; • ევბ "იმერეთის" გამორთვის შემდეგ ასა-თი შესაზღუდო დატვირთვის შემცირება • დასავლეთ საქართველოს 220 კვ ქსელის საიმედოობის ამაღლება 	2014	2016	13.4	14.5	1	3	2	3	1	0	0	0	3	3	16
4	ქსანი-ყაზბეგი- მოზლოკი	<ul style="list-style-type: none"> • რუსეთი-საქართველო-სომხეთი-ირანის სატრანზიტო პოტენციალის საიმედო რეალიზაცია; • არსებული 500 კვ ძაბვის ხაზის "კავკასიონის" (საქართველო-რუსეთი) დარეზერვირება; და • თერგის ჰესების ქსელში ინტეგრირება. 	2014	2016	55	62	3	2	3	3	3	2	3	2	2	2	25
5	მარნეული	<ul style="list-style-type: none"> • ელექტროენერჯის ტრანზიტის შესაძლებლობის გავრცელება რუსეთიდან სომხეთ-ირანში, • აღმოსავლეთ საქართველოს ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლება 	2013	2017	33	41.3	3	3	3	3	2	0	0	0	2	2	18

6	ჯვარი- წყალტუბო- ახალციხე	<ul style="list-style-type: none"> ქვეყნის ენერჯისტიკის მდგრადობის მნიშვნელოვნად ამაღლება; ხულონი-ენგურის კვანძიდან სიმპლავრის გატანის უსაფრთხოება თურქეთსა და საქართველოს აღმოსავლეთ რეგიონისკენ (სომხეთისკენ). რუსეთიდან და ენგურის კვანძიდან თურქეთისკენ სომხეთისკენ ტრანზიტის უნარისა და საიმედოობის ამაღლება. ხულონი-ენგურის, ნენსკრაპსის, ნამახვანპსის და სხვა ჰესების ქსელში ინტეგრაცია. 	2016	2019	124.6	185.6	3	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	28
7	ჩრდილოეთის რგოლი- წყალტუბო	<ul style="list-style-type: none"> მესტიის რეგიონის ჰესების, მდინარე ნენსკრას შენაკადების, ცხენისწყლის ჰესების კასკადის, სადმელიძის, ალპანაპსის და ონის ჰესების კასკადის სიმპლავრის გამოტანა და საიმედოობა; ხულონი-ენგურის და ნენსკრაპსის სიმპლავრის გამოტანის საიმედოობის ამაღლება; 	2016	2019	143.6	206.1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	2	1	21
8	ოზურგეთი	გურიის რეგიონის კვების საიმედოობის ამაღლება, ბახვის კასკადის სიმპლავრის ქსელში გატანა, პერსპექტიული წარმოებებისთვის კვების უზრუნველყოფა	2018	2019	10	10	0	3	2	2	1	1	0	2	2	1	14	
9	ახალციხე- თორთუმი	ქუთაისი-წყალტუბოს რეგიონში წარმოებებისა და ტურისტული ცენტრების შექმნის შესაძლებლობის უზრუნველყოფა	2017	2020	60.8	92.2	3	2	2	3	2	0	0	3	3	2	20	
10	ბათუმი- მურატლი	საქართველო-თურქეთს შორის სიმპლავრის მიმოცვლის უნარის ამაღლება	2017	2020	53.8	80.1	2	2	2	3	2	0	0	3	3	2	19	

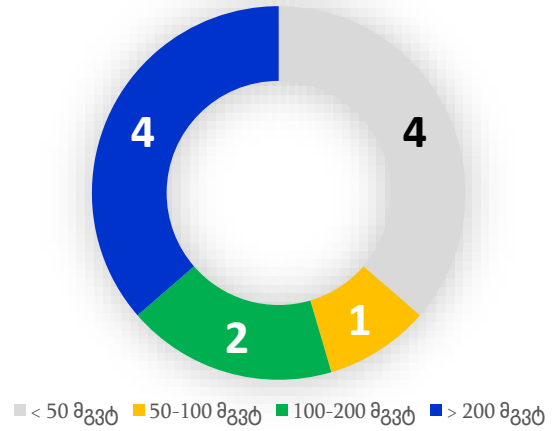
11	ნამახვანი-წყალტუბო	<ul style="list-style-type: none"> • ნამახვანის კასკადიდან (ტვიშიპესი, ნამახვანიპესი და უონეთიპესი) სიმძლავრის გამოტანა; • ალპანაპესის და ლაჯანურპესის სიმძლავრის გამოტანის საიმედოობის ამაღლება; 	2019	2022	10.3	13.2	0	3	2	3	3	3	0	0	2	1	17
----	--------------------	---	------	------	------	------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

ზემოთ მოცემული ცხრილის საფუძველზე, პროექტების ძირითადი მაჩვენებლები მოცემულია შემდეგ დიაგრამებზე:

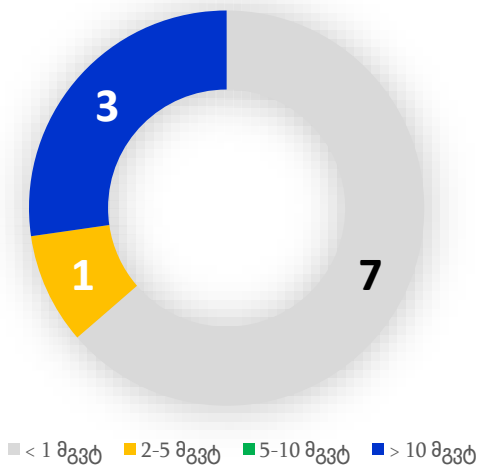
ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა



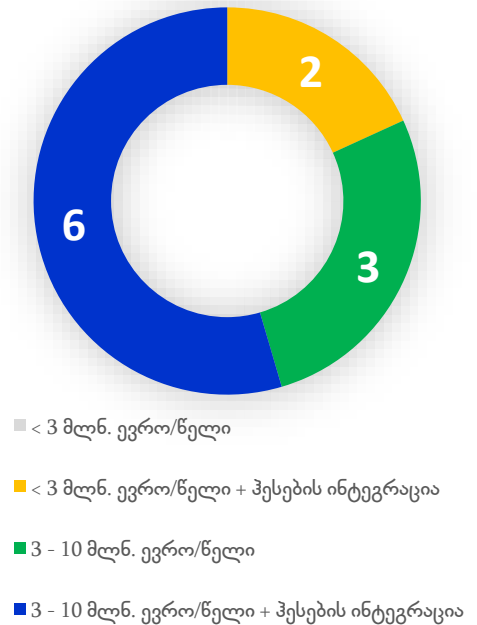
გეწ-ის ინტეგრაცია



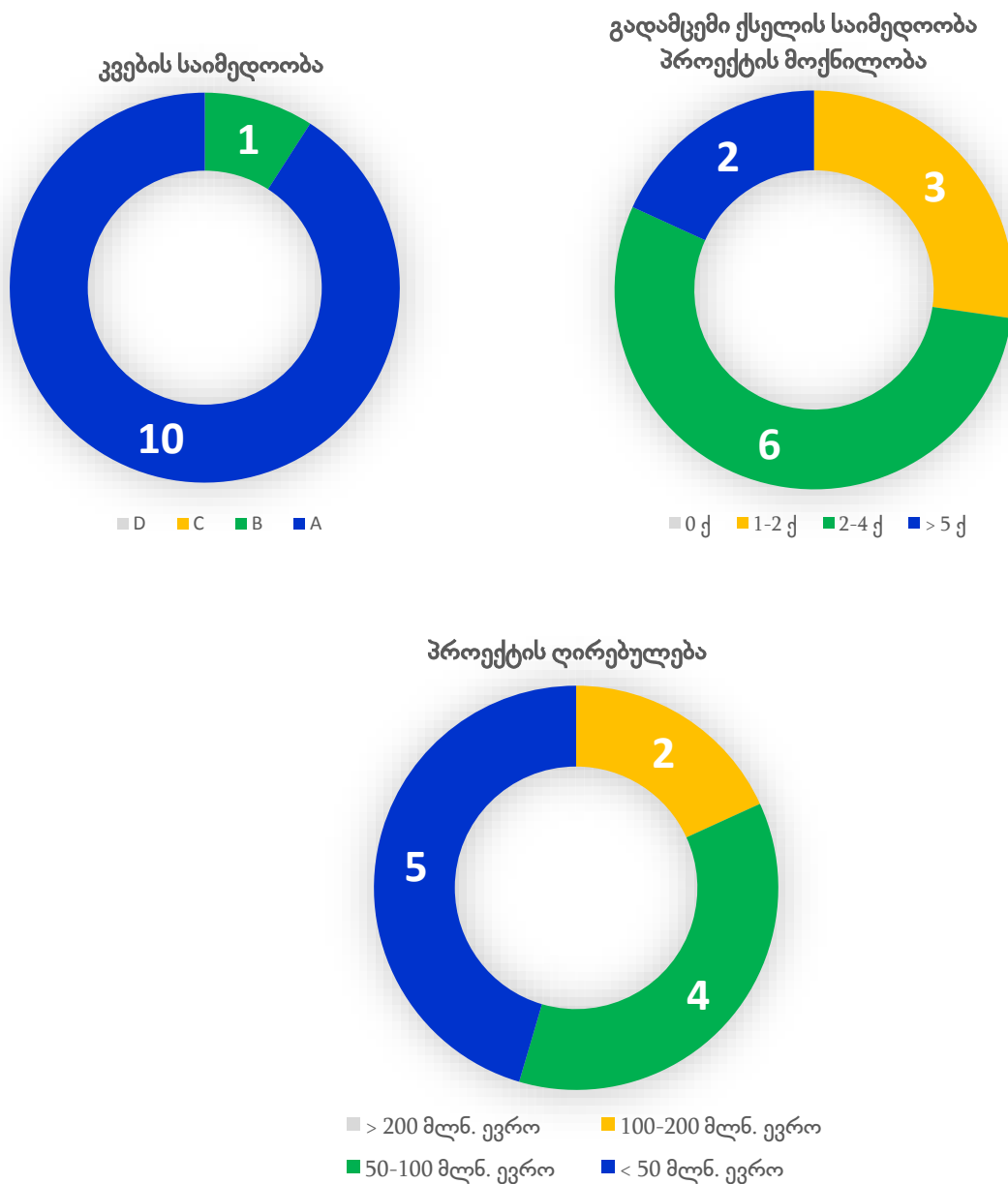
დანაკარგების შემცირება



სოციალური და ეკონომიკური კეთილდღეობა



ნახ 8.11-ა. პროექტების მაჩვენებლების შეფასება



ნახ 8.11-ბ. პროექტების მაჩვენებლების შეფასება

პროექტების 36% (11-დან 4) ზრდის ქსელის გამტარუნარიანობას 700 მგვტ-ით და მეტად, 9% - 350-600 მგვტ-ით, 27% - 50-დან 350 მგვტ-მდე.

პროექტების 36% უზრუნველყოფს 200 მგვტ-ზე მეტი სიმძლავრის ჰესების (გენ) ქსელში ინტეგრაციას, 18% - 100-დან 200 მგვტ-მდე, ხოლო 9% 50 მგვტ-ზე ნაკლების;

პროექტების 27% ქსელში დანაკარგებს (2022 წლის ზაფხულის მაქსიმუმის რეჟიმის მონაცემებით) ამცირებს 10 მგვტ-ზე მეტად, ხოლო 9% - 2-დან 5 მგვტ-მდე;

პროექტების 55%-ის საპროგნოზო შემოსავალი იქნება წელიწადში 3 მლნ ევროზე მეტი, ამასთან ისინი უზრუნველყოფენ ჰესების ქსელში ინტეგრირებას, პროექტების 27%-ის შემოსავალი იქნება 3 მლნ ევრო ან მეტი, ხოლო პროექტების 18%-ის შემოსავალი იქნება 3 მლნ ევროზე ნაკლები, მაგრამ ისინი უზრუნველყოფენ ჰესების ინტეგრაციას.

პროექტების 91% უზრუნველყოფს კვების უსაფრთხოების გაძლიერებას იშვიათი (ძლიერი) ავარიების დროს, 9% გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას ნორმალური სიდიდის ავარიების დროს;

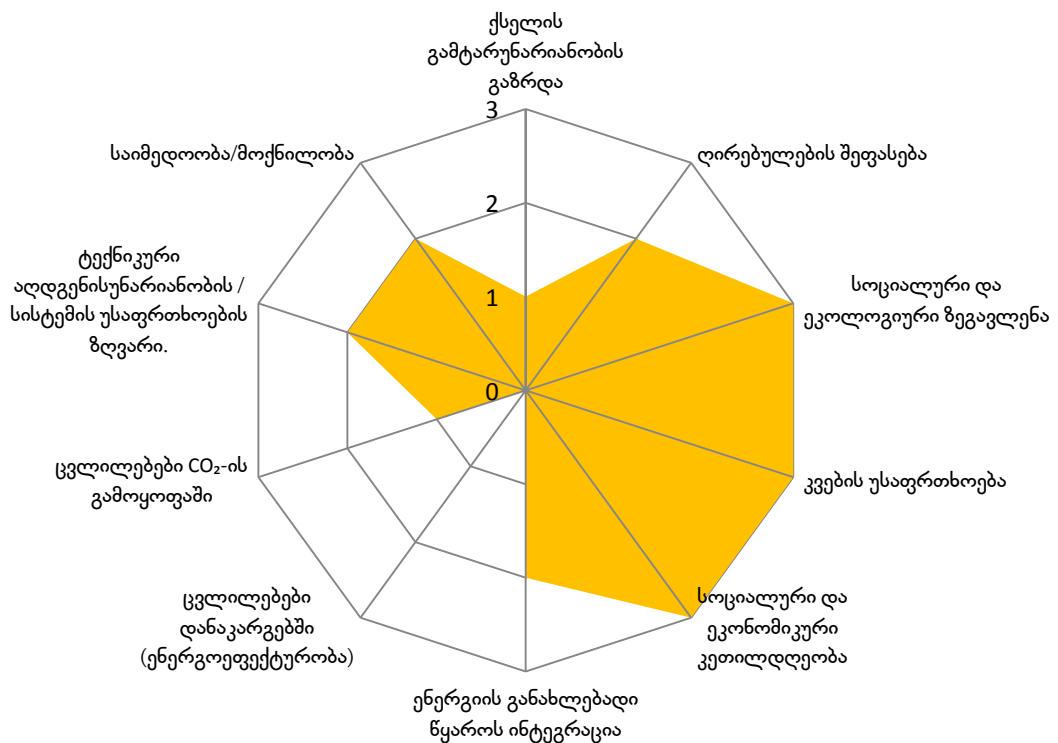
პროექტების 18% კრიტიკულად ამაღლებს მთლიანად გადამცემი ქსელის საიმედოობას, 55%-ს მნიშვნელოვანი გავლენა აქვს საიმედოობის ამაღლებაზე, ხოლო დანარჩენი 27% მცირედით ამაღლებს გადამცემი ქსელის საიმედოობას.

პროექტების 18%-ის ღირებულებაა 100-დან 200 მლნ ევრომდე, პროექტების 36%-ის ღირებულება იცვლება 50-100 მლნ ევრო ფარგლებში, ხოლო 55%-ის ღირებულება ნაკლებია 50 მლნ ევროზე.

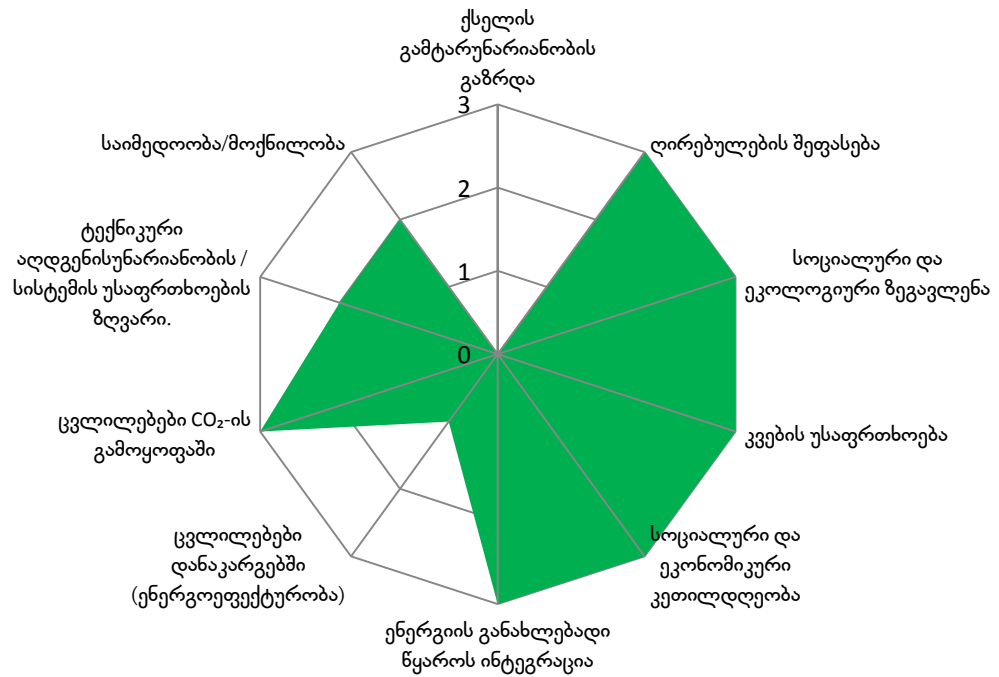
8.2.3 ინდივიდუალური პროექტების მაჩვენებლები

CBA მეთოდოლოგიის შეფასებების საფუძველზე დადგენილი იქნა ინდივიდუალური პროექტების მაჩვენებლები. მიუხედავად იმისა, რომ ზემოაღნიშნული ყველა პროექტი გამოვლენილი იქნა, როგორც აუცილებელი პირობა 2015-2025 წლების გამონწვევებზე საპასუხოდ, ცალკეული პროექტების შეფასებების შედარება საშუალებას გარკვეულწილად გამოვლინდეს ყველაზე უფრო კრიტიკული და პრიორიტეტული პროექტები.

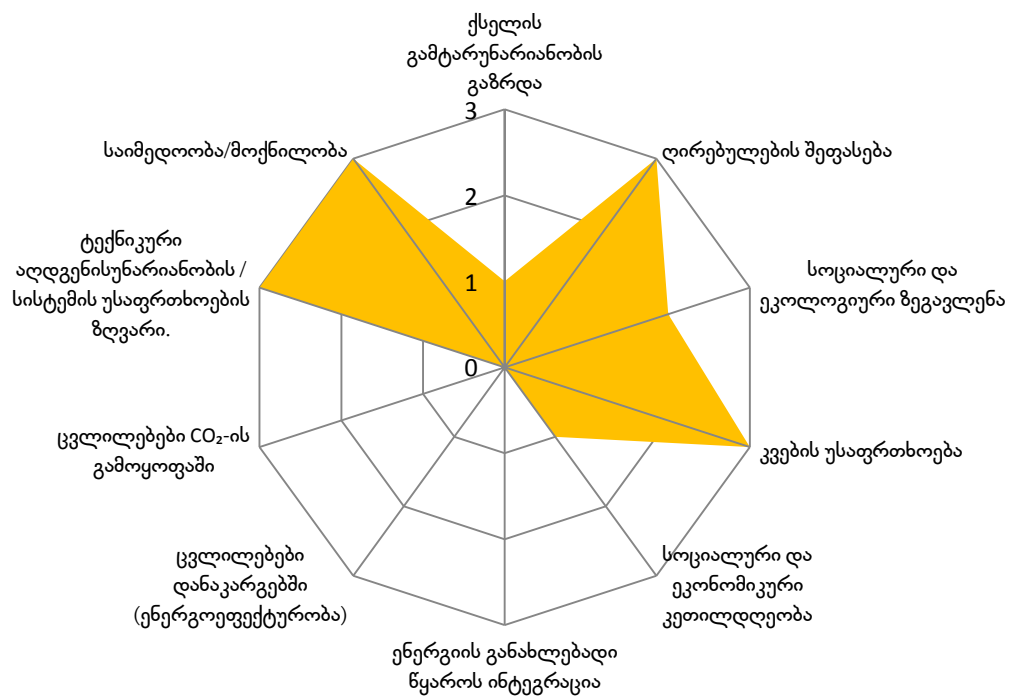
პროექტი N1 “ჯვარი-ხორგა”, ჯამური ქულა 19



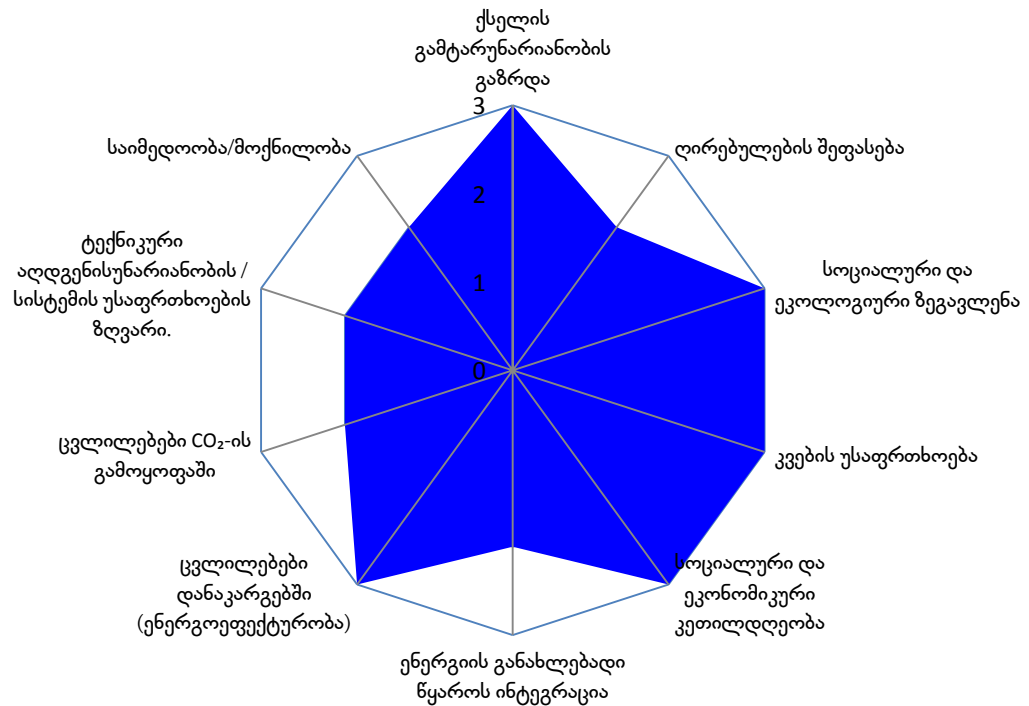
პროექტი N2 “ბათუმი-ახალციხე”, ჯამური ქულა 23



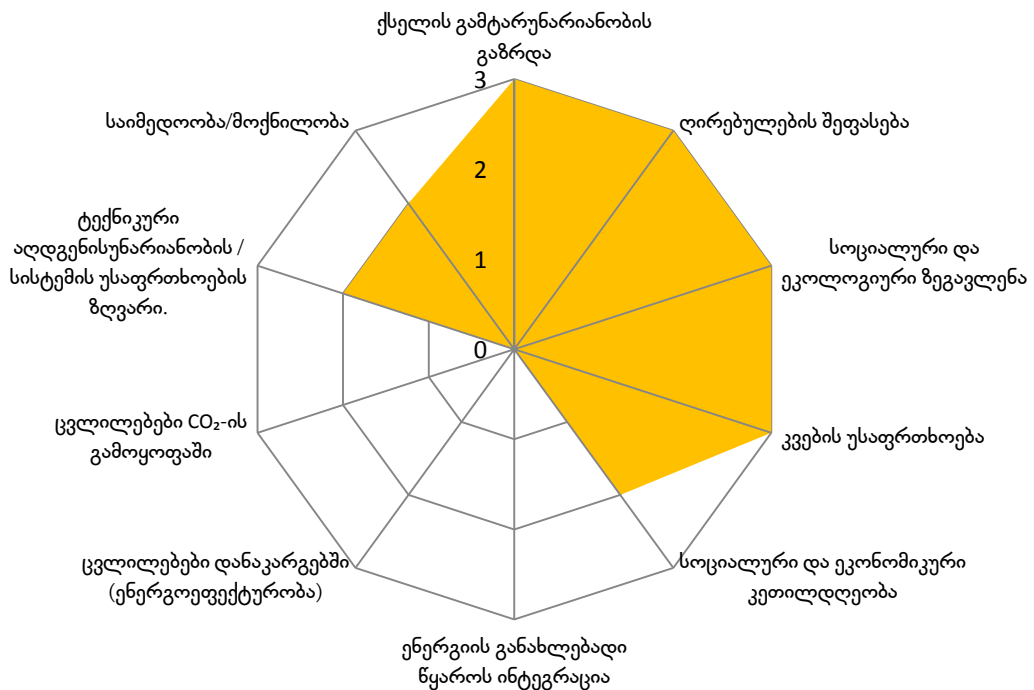
პროექტი N3 “წყალტუბო-ზესტაფონი”, ჯამური ქულა 16



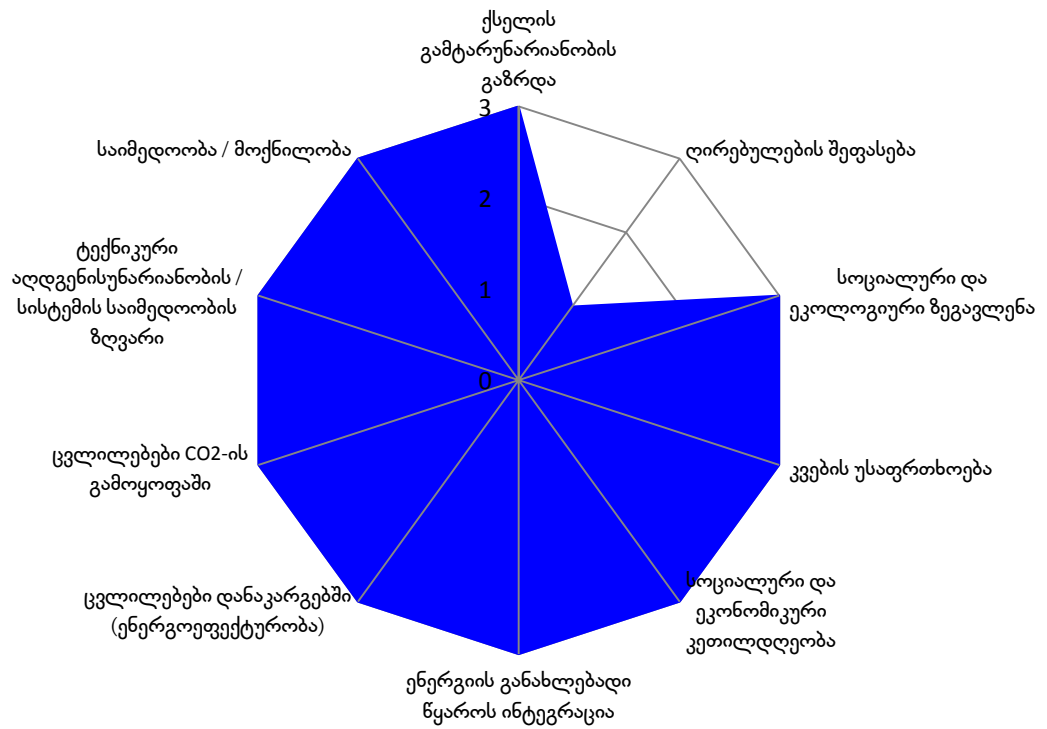
პროექტი N4 “ქსანი-ყაზბეგი-მოზლოკი”, ჯამური ქულა 25



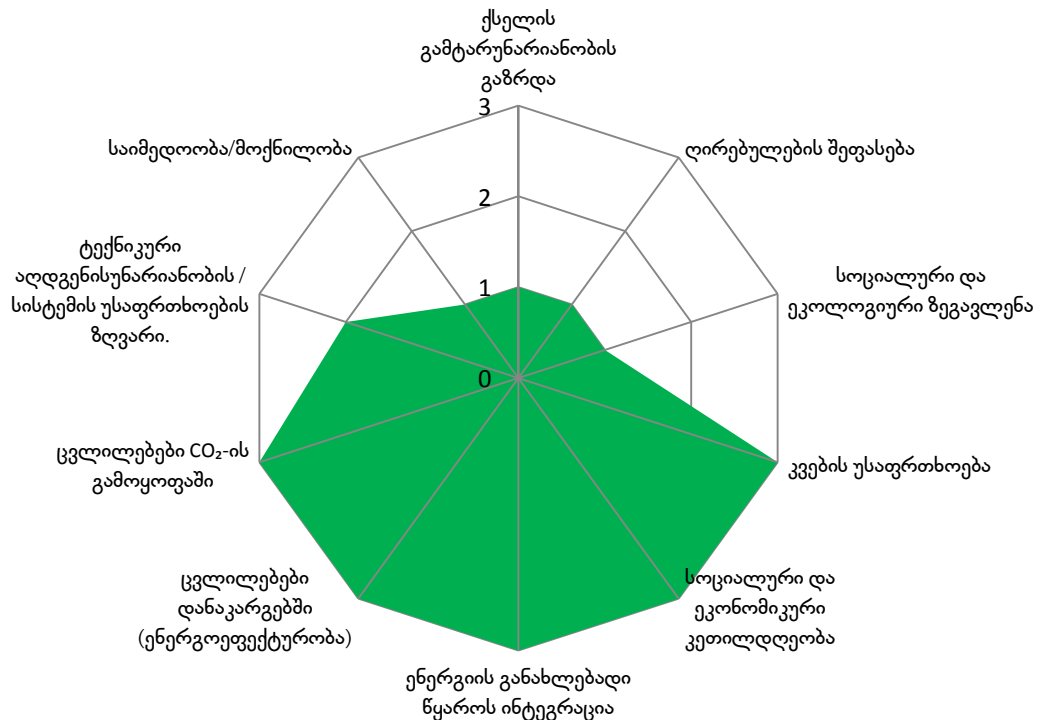
პროექტი N5 “მარნეული”, ჯამური ქულა 18



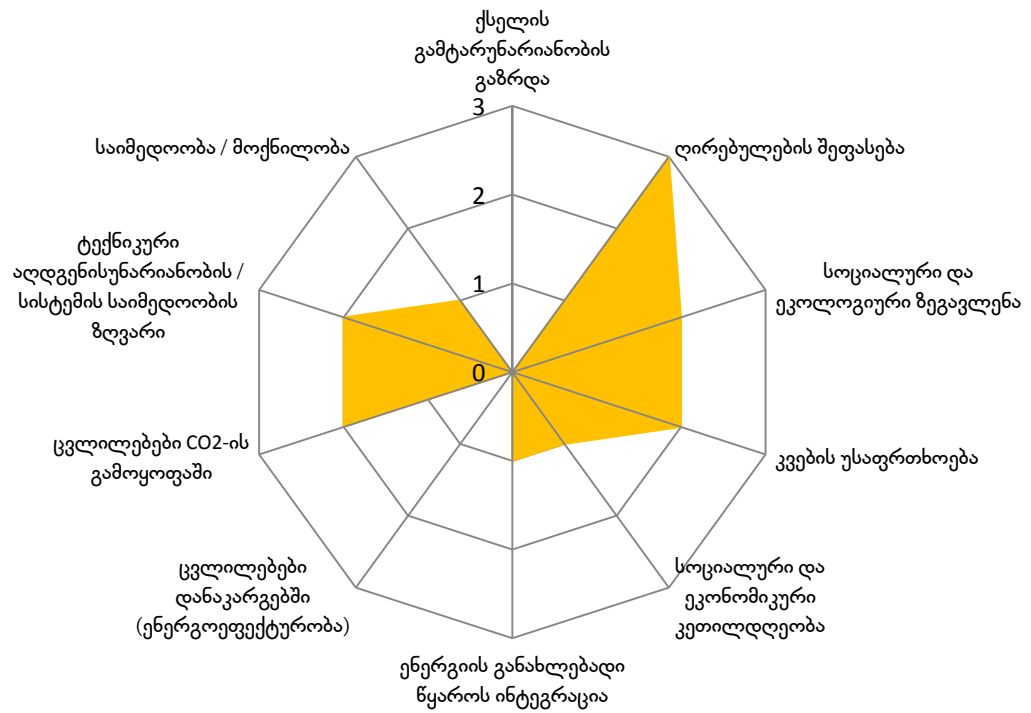
პროექტი N6 “ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხე”, ჯამური ქულა 28



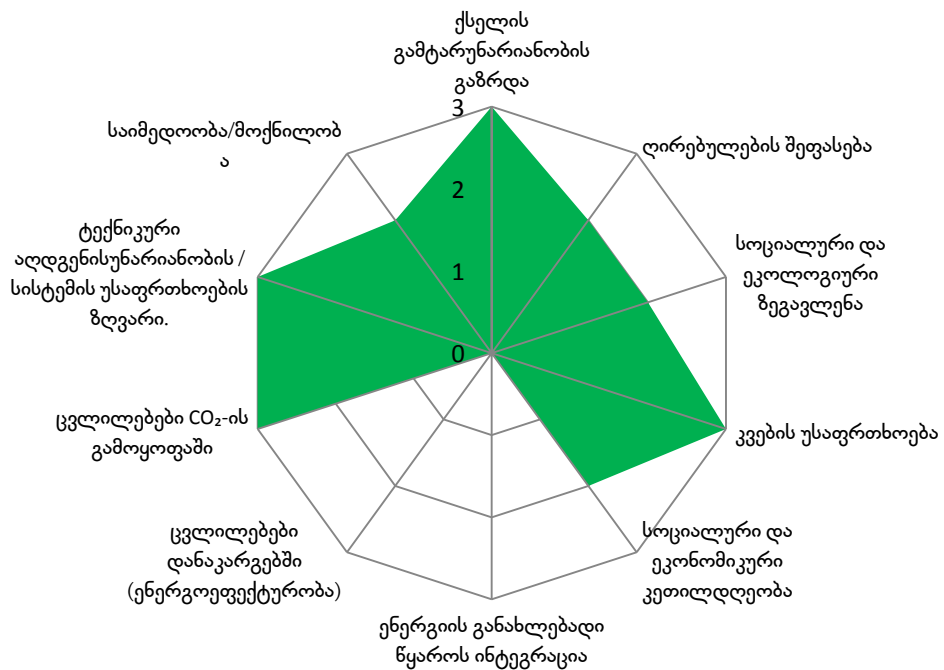
პროექტი N7 “ჩრდილოეთის რგოლი-წყალტუბო”, ჯამური ქულა 21



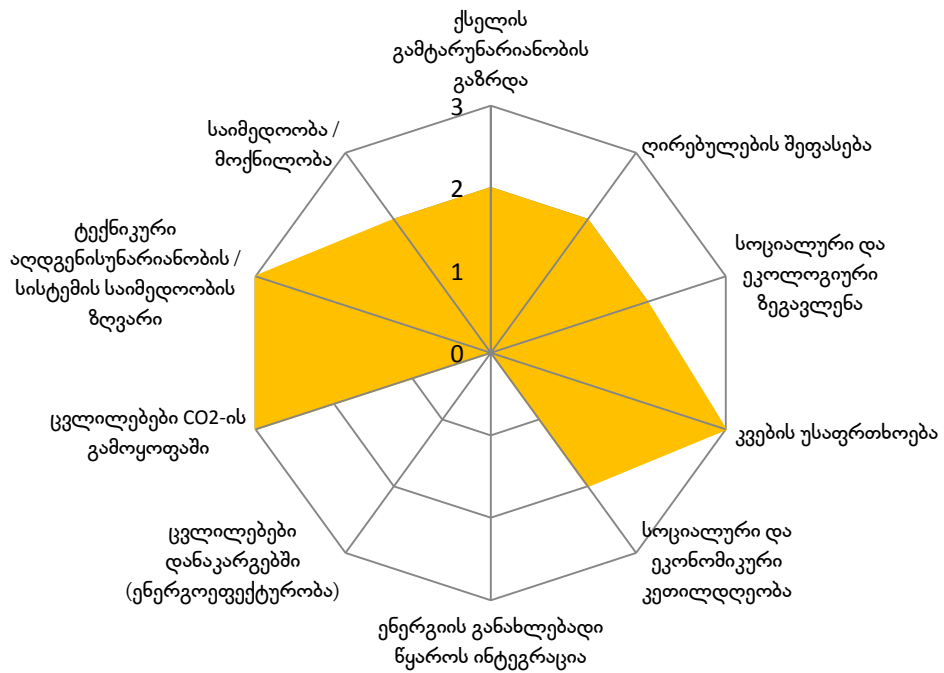
პროექტი N8 “**ოზურგეთი**”, ჯამური ქულა 14



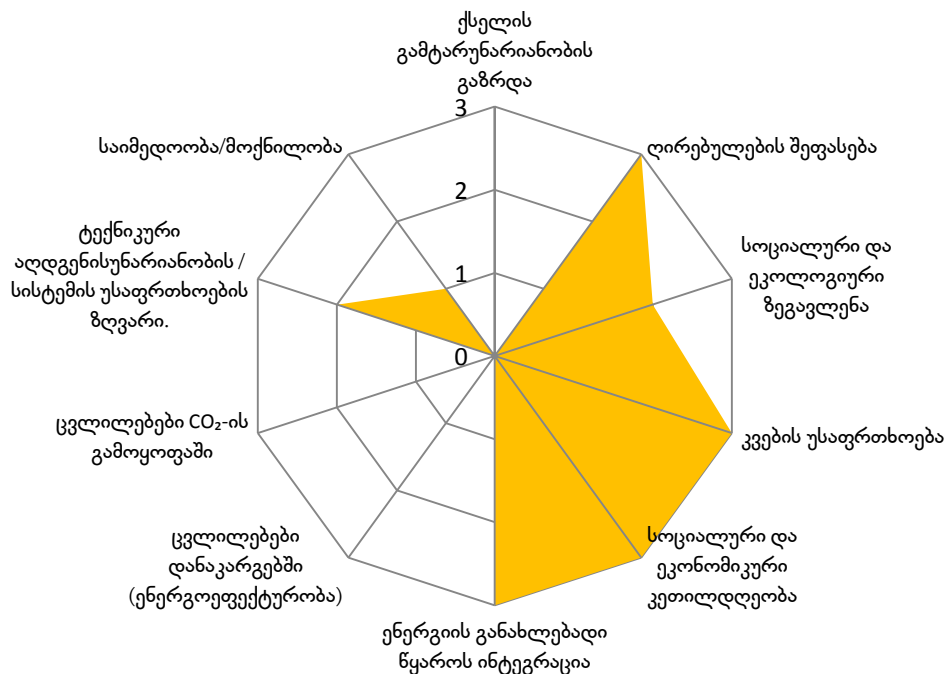
პროექტი N9 “**ახალციხე-თორთუმი**”, ჯამური ქულა 20



პროექტი N10 “ბათუმი-მურატლი”, ჯამური ქულა 19



პროექტი N11 “ნამახვანი-წყალტუბო”, ჯამური ქულა 17



რეზიუმე:

როგორც ზემოთ მოცემული დიაგრამებიდან ჩანს, საქართველოს ენერგოსისტემისთვის განსაკუთრებული და კრიტიკული აუცილებლობის პროექტია „ჯვარი-წყალტუბო-ახალციხე“. მას თითქმის ყველა კომპონენტში მაქსიმალური შეფასება აქვს, შესაბამისად, მისი ჯამური შეფასებაა 28 ქულა (30-დან). ასევე ძალიან მაღალი ჯამური შეფასების მქონე პროექტია „ქსანი-ყაზბევი(-მოზდოკი)“ ჯამური ქულით 25.

ამრიგად, პროექტების განხორციელების შედეგად, საქართველოს გადამცემი ქსელის 500/400/330/220/110 კვ ავტოტრანსფორმატორების დადგმული სიმძლავრე გაიზრდება დაახლოებით 5000 მგვა-ით, 500/400/330/220 კვ ელექტროგადამცემი ხაზების სიგრძე - 1700 კმ-ით, რაც უზრუნველყოფს არსებული ქსელის საიმედოობის ამაღლებას და N-1 პირობის შესრულებას განვითარების ყველა ეტაპზე, საქართველოს სატრანზიტო ჰაბის ფუნქციის შესრულებას და 1000 მგვტ-ზე მეტი სიმძლავრის მიმოცვლას როგორც აღმოსავლეთსა და დასავლეთს ასევე ჩრდილოეთსა და სამხრეთს შორის, დამატებით 4000 მგვტ-ზე მეტი სიმძლავრის ჰესების ქსელში ინტეგრაციას რისთვისაც საჭირო საპროგნოზო ინვესტიცია იქნება 623-824 მლნ ევრო.

9. საქართველოს ელექტროგადამცემი ქსელის განვითარება და ჰესების ქსელში ინტეგრირება

როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, საწყის მონაცემებად აღებულია გენერატორების ჩართვა წლების მიხედვით, სამინისტროდან მიღებული ინფორმაციის თანახმად და წლიური მოხმარების 5%-იანი ზრდა.

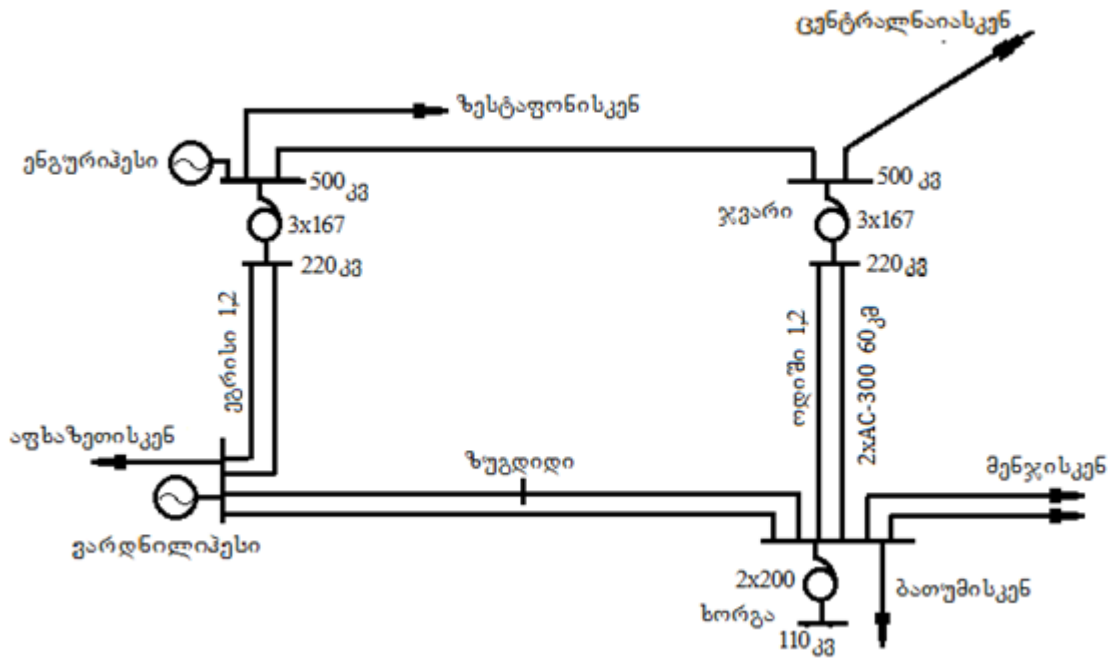
საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარება, რომელიც ეფუძნება მდგრადობის, საიმედოობის და ეკონომიურობის პრინციპს, წლების მიხედვით, მოცემულია ქვემოთ.

2015 წელი

1. გაორჯაჭვიანდება 220 კვ ევხ „მენჯი-ხორგა“.
2. დაიდგმება ახალი რეაქტორი ქ/ს „ქსანი 500“-ში.
3. ქ/ს გლდანში დაიდგმება მესამე 220/110კვ 125 მგვა ავტოტრანსფორმატორი
4. ქ/ს მარნეულში 220/110კვ დაიდგმება მეორე 125 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორი.

2016 წელი

1. აიგება 500/220 კვ ძაბვის ქვესადგური „ჯვარი“ 500/220 კვ ძაბვისა და 3x167 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორით, შეიჭრება 500 კვ ევხ „კავკასიონი“. აიგება 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგური „ხორგა“ და ამ ქვესადგურების დამაკავშირებელი 220 კვ ძაბვის ორჯაჭვა ხაზი „ჯვარი-ხორგა“, ქ/ს ხორგაში შეიჭრება 220 კვ ევხ „პალიასტომი 2“. ეს ობიექტები უზრუნველყოფს აფხაზეთის, სამეგრელოს, აჭარისა და გურიის ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლებას („ეგრისი 1,2“ ხაზების დარეზერვება), ენგურისა და სვანეთის რეგიონში სხვა პერსპექტიული ელსადგურების ქსელში ინტეგრირებასა და მათ მიერ გამოიყენებული ელექტროენერჯის გამოტანის საიმედოობას.



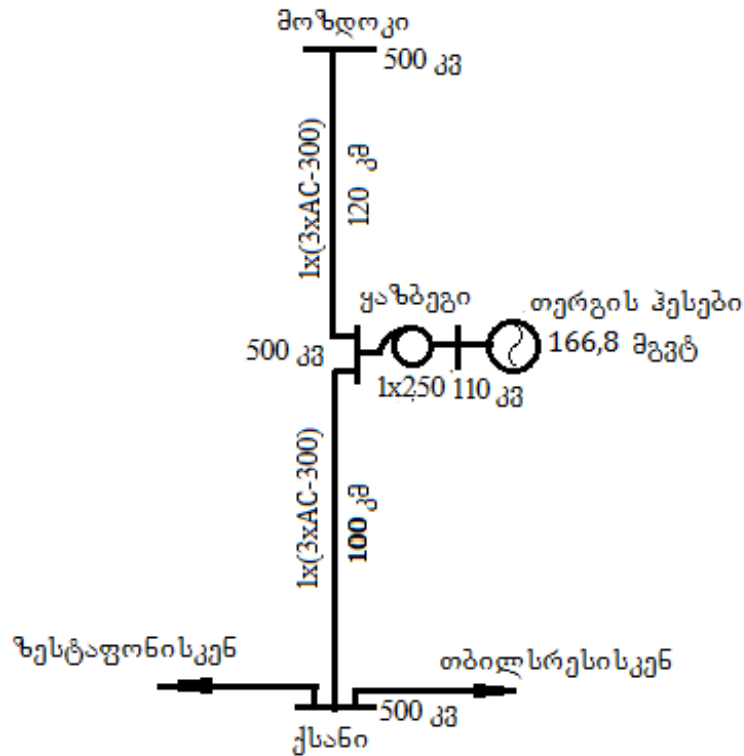
2. ექსპლუატაციაში შევა 220 კვ ძაბვის ერთჯაჭვა ხაზი „წყალტუბო-ქუთაისი-ზესტაფონი“ 1xAC-400 სადენით, რომლის დანიშნულებაა ენგური-ზესტაფონის 220კვ ძაბვის მაგისტრალის გაძლიერება ქუთაისი-ზესტაფონის მონაკვეთზე.
3. ექსპლუატაციაში შევა „ლუხუნიძესი 2“ 12 მგვტ. აიგება „ლუხუნიძესი-ონი“ 110 კვ ძაბვის ხაზი 1xAC-150 სადენით.
4. ექსპლუატაციაში შევა „კინტრიშაძესი“ 5 მგვტ.
5. ექსპლუატაციაში შევა გარდაბნის კომბინირებული თბოელექტროსადგური 230 მგვტ, რომელიც შეიჭრება 220 კვ ძაბვის ხაზში „ნავთლული“ (თბილსრესი-ნავთლული).
6. რეაქტორის შეცვლა რეგულირებადი რეაქტორით ქ/ს „ზესტაფონი 500“-ში .
7. ქ/ს „მარნეულში“ 500კვ ძაბვის ფრთის მოწყობა 500/220 კვ ძაბვისა და 3x167 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორის დადგმით. 500 კვ ეგზ „ვარძიას“ და 500 კვ ეგზ „მუხრანის“ შეჭრა, 220კვ-ზე ეგზ „კოდა 2“-ის შეჭრა.

2017 წელი

1. ექსპლუატაციაში შევა „შუახვიძესი“ 175 მგვტ. აიგება „ბათუმი-შუახვი-ახალციხე“ 220 კვ ძაბვის ხაზის „ბათუმი-შუახვი“ მონაკვეთი 2xAAAC-500 სადენით. ეს ხაზი უზრუნველყოფს აჭარა-გურიის ელექტრომომარაგების საიმედოობის ამაღლებას („პალიასტომი 1,2“ ხაზების დარეზერვებას), შუახვიის, კორომხეთის და აჭარის სხვა ჰესების ქსელში ინტეგრირებასა და მათ მიერ გამოუშავებული ელექტროენერჯის გამოტანის საიმედოობას.

2. ექსპლუატაციაში შევა „არაკალიჰესი“ 11 მგვტ და „აბულიჰესი“ 20 მგვტ. აიგება 110 კვ ძაბვის ხაზი „არაკალი-აბული-ახალქალაქი“ 1xAC-150 სადენით. ამ სადგურების სიმძლავრე შევა სამცხე-ჯავახეთის 110 კვ ძაბვის ქსელში.

3. „დარიალიჰესის“ 108 მგვტ ექსპლუატაციაში გაშვებასთან დაკავშირებით აიგება 500 კვ ძაბვის ერთჯაჭვა ხაზი „ქსანი-ყაზბეგი-მოზლოკი“ 1xAC-3x300 სადენით, რომელიც ექსპლუატაციის პირველ ეტაპზე იმუშავებს 110 კვ ძაბვაზე. ეს ხაზი უზრუნველყოფს რუსეთი-საქართველო-სომხეთი-ირანის სატრანზიტო პოტენციალის რეალიზაციასა და თერგის ჰესების ქსელში ინტეგრირებას.



4. ექსპლუატაციაში შევა 220 კვ ძაბვის ერთჯაჭვა ხაზი „მტკვარიჰესი-ახალციხე“ 1xAC-300 სადენით, რომლის დანიშნულებაცაა „მტკვარიჰესის“ 49 მგვტ სიმძლავრის გამოტანა.

5. ექსპლუატაციაში შევა „ხობიჰესი 2“ 39,5 მგვტ. აიგება „ხობიჰესი 2“ 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგური 1x125 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორით. აიგება „ხობიჰესი-ჯვარი 500“ ერთჯაჭვა 220 კვ ძაბვის ხაზი 1xAC-300 სადენით.

6. ექსპლუატაციაში შევა „კირნათიჰესი“ 50.3 მგვტ და „ხელვაჩაურიჰესი 1“ 47.5 მგვტ. „ახალი ბათუმი 220“-ში დაიდგმება 220 კვ ძაბვისა და 2x125 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორი. აიგება „კირნათიჰესი-ხელვაჩაურიჰესი“ და „ხელვაჩაურიჰესი-ახალი ბათუმი 220“ 110 კვ ძაბვის ხაზები.

2018 წელი

1. აიგება 500/220/110 კვ ძაბვის ქვესადგური „ხულონი“. 500/220 კვ ძაბვისა და 3x167 მგვა სიმძლავრის და 220/110 კვ ძაბვის და 2x125 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორების

დადგმით, შეიჭრება 500 კვ ეგბ „კავკასიონი“. ამ ქვესადგურის 110 კვ სალტეზე შემოვა მდ. ენგურის („კასლეთიჰესი 1,2“ 16 მგვტ) და მდ. ნენსკრას შენაკადების („ლახამიჰესი 1,2“, „ცხვანდირიჰესი“, „ოკრილიჰესი“, „ომლეთიჰესი“, „ლარაკვაკვაჰესი“ სულ 44 მგვტ) ჰესების სიმძლავრე.

2. აიგება 110/35 კვ ძაბვის ქვესადგური „მესტია“ და 110 კვ ძაბვის ორჯაჭვა ეგბ „მესტია-ხულონი“. აღნიშნული ხაზი უზრუნველყოფს მესტიის რეგიონის ჰესების სიმძლავრის სისტემაში შემოტანას.

3. ექსპლუატაციაში შევა „სამყურანყალიჰესი“ 22,6 მგვტ, რომელიც 110 კვ ძაბვის ხაზით დაუკავშირდება „ხალორიჰესის“ სალტეებს.

4. ქ/ს „წყალტუბო“-ში 500კვ ძაბვის ფრთის მონყობა 500/220 კვ ძაბვისა და 3x167 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორის დადგმით.

5. აიგება 500 კვ ძაბვის ხაზი „ჯვარი-წყალტუბო“.

6. აიგება „ბათუმი-შუახევი-ახალციხე“ 220 კვ ძაბვის ხაზის „შუახევი-ახალციხეს“ მონაკვეთი 2xAAAC-500სადენით, რითაც ამაღლდება აჭარის რეგიონის ელ. მომარაკების საიმედოობა.

7. აიგება 500 კვ ძაბვის ხაზი „მარნეული-აირუმი“ და გაძლიერდება კავშირი სომხეთის ენერგოსისტემასთან.

2019 წელი

1. აშენდება ახალი 220/110 კვ ქ/ს ოზურგეთი, რომლის ძირითადი დანიშნულება გურიის პერსპექტიული ჰესების ინტეგრირება. ამ ქ/ს-ის 220 კვ ნაწილში შეიჭრება 220 კვ ეგბ „პალიასტომი-1“ (მენჯი-ბათუმი). აღნიშნულ ქვესადგურს დაუკავშირდება 110 კვ სადისტრიბუციო ქსელი.

2. ექსპლუატაციაში შევა მდ. რიონზე ჰესები „ალპანაჰესი“ 70,6 მგვტ და „სადმელიჰესი“ 153 მგვტ. „ალპანაჰესში“ შეიჭრება ეგბ „დერჩი“. აიგება 220 კვ ძაბვის ორჯაჭვა ხაზები „ალპანა-სადმელი“ (2xAC-300 სადენით) და „სადმელი-გესტაფონი“ (2xAC-500 სადენით პერსპექტიული „ონიჰესების“ გათვალისწინებით).

3. აიგება ორჯაჭვა 500 კვ ძაბვის ეგბ „წყალტუბო-ახალციხე“ 2x(AC-3x300), 500კვ ძაბვის ქს ახალციხის გაფართოებით. ამ ხაზის აგებით მკვეთრად ამაღლდება ელექტროსისტემის დასავლეთი ნაწილის გადამცემი ქსელის გამტარუნარიანობა და მუშაობის საიმედოობა.

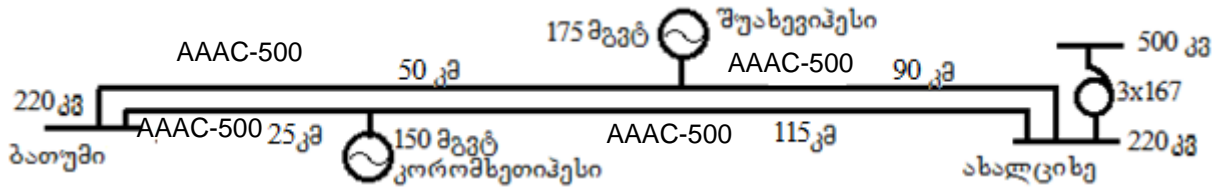
4. აიგება 500/220/110 კვ ძაბვის ქვესადგური „ცაგერი“ 500/220 კვ ძაბვისა და 3x167 მგვა სიმძლავრის და 220/110 კვ ძაბვის და 2x125 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორების დადგმით. აიგება 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგური „ლენტეხი“ 2x125 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორით. აიგება 500კვ ძაბვის ეგბ „ცაგერი-წყალტუბო“ (1xAC-3x300) და 220კვ ძაბვის ეგბ „ლენტეხი-ცაგერი“ (2xAC-400), „ცაგერი-ალპანა“ (2xAC-400) ცხენისწყლის ჰესების კასკადის („ლუჯიჰესი“, „მუხრაჰესი“, „ლენტეხიჰესი“, „ცაგერიჰესი“ და სხვ. - სულ 357 მგვტ) სიმძლავრის სისტემაში გამოტანისათვის.

5. აიგება ორჯაჭვა 110კვ ძაბვის ეგზ „მესტია-იფარი-ლენტეხი“ (2xAC-240), მესტიის რეგიონის ჰესების (235 მგვტ) სიმძლავრის სისტემაში გამოტანისათვის (2018 წელში აგებულ 110 კვ ძაბვის ორჯაჭვა ეგზ „მესტია- ხულონთან“ ერთად).
6. ექსპლუატაციაში შევა „ხობიჰესი 1“ 45 მგვტ, რომელიც 110 კვ ძაბვის ხაზით დაუკავშირდება „ხობიჰესი 2“-ის 110 კვ ძაბვის სალტეს.
7. ექსპლუატაციაში შევა „აკვარეთაჰესი“ 22 მგვტ, რომელიც 110 კვ ძაბვის ხაზით დაუკავშირდება „ანჰესის“ 110 კვ ძაბვის სალტეს.
8. ექსპლუატაციაში შევა „მეტეხიჰესი 1,2“ 45 მგვტ, რომელიც 110 კვ ძაბვის ორჯაჭვა ხაზით (2xAC-120 სადენით) დაუკავშირდება „ქსანი 500“-ის ქვესადგურის 110 კვ ძაბვის სალტეებს.
9. ექსპლუატაციაში შევა „ხევსურეთის ჰესების კასკადი“ 20 მგვტ, რომელიც 110 კვ ძაბვის ხაზებით დაუკავშირდება „ბარისახოს“ ქვესადგურის 110 კვ ძაბვის სალტეებს.
10. ექსპლუატაციაში შევა „ბახვიჰესი 1,2“ 45 მგვტ და დაუკავშირდება გურიის 110 კვ ძაბვის მანანლიბელ ქსელს.
11. ექსპლუატაციაში შევა „მაჭახელაჰესი 1,2“ 55 მგვტ, რომელიც 110 კვ ძაბვის ორჯაჭვა ხაზით (2xAC-120 სადენით) დაუკავშირდება „ახალი ბათუმი 220“-ის ქვესადგურის 110 კვ ძაბვის სალტეებს.
12. ექსპლუატაციაში შევა „დოღრაჰესი 3“ 30 მგვტ (მესტიის რეგიონი), რომელიც 110 კვ ძაბვის ხაზით დაუკავშირდება „იფარის“ ქვესადგურს.
13. ექსპლუატაციაში შევა ქ/ს ხულონის 110 კვ სალტეზე მდ. ენგურის („კასლეთიჰესი 1,2“ 16 მგვტ) და მდ. ნენსკრას შენაკადების („ლახამიჰესი 1,2“, „ცხვანდირიჰესი“, „ოკრილიჰესი“, „ომლეთიჰესი“, „ლარაკვაკვაჰესი“ სულ 44 მგვტ) ჰესების სიმძლავრე.

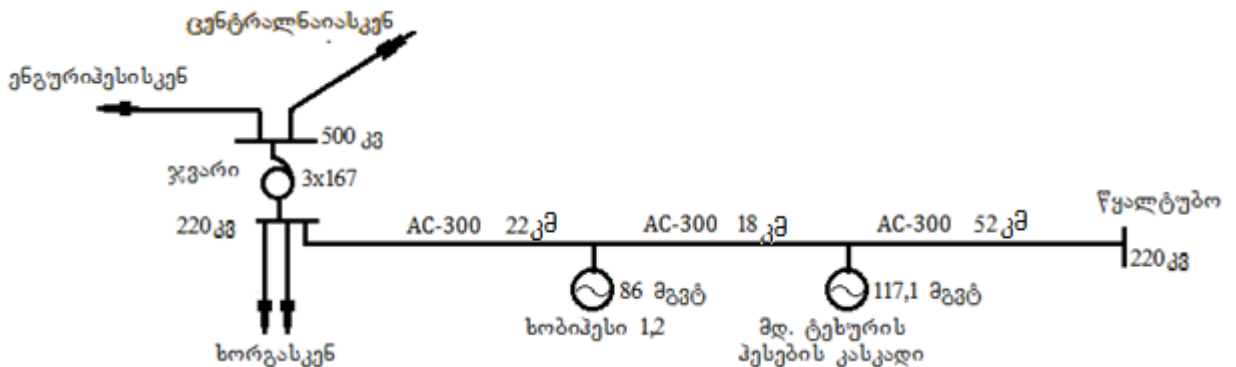
2020 წელი

1. აიგება 500/110 კვ ძაბვის ქვესადგური „ყაზბეგი“ 500/110 კვ ძაბვისა და 1x250 მგვა სიმძლავრის ტრანსფორმატორით. ეგზ „ყაზბეგი“ (ქსანი-ყაზბეგი), რომელიც მუშაობდა 110 კვ-ზე გადავა 500 კვ ძაბვის სალტეებზე.
2. აიგება 500 კვ ძაბვის ეგზ „ყაზბეგი- მოზლოკი“ რუსეთის საზღვრამდე (1xAC-3x300) და საქართველოს ენერჯოსისტემა დაუკავშირდება რუსეთის ენერჯოსისტემას. როგორც ზემოთ იყო აღნიშნული ეს ხაზი უზრუნველყოფს რუსეთი-საქართველო-სომხეთი-ირანის სატრანზიტო პოტენციალის რეალიზაციასა და თერგის ჰესების ქსელში ინტეგრირებას.
3. 500/400 კვ ძაბვის ქ/ს ახალციხეში დაიდგმება მუდმივი დენის ჩანართის მესამე ბლოკი (350 მვა).
4. აიგება 400კვ ეგზ „ახალციხე-თორთუმი“ საქართველოს საზღვრამდე.
5. ექსპლუატაციაში შევა „ლუხუნიჰესი 1“ 10,8 მგვტ, რომელიც 110 კვ ძაბვის ხაზით დაუკავშირდება „ლუხუნიჰესი 2“-ის 110 კვ ძაბვის სალტეებს.

6. ექსპლუატაციაში შევა „კორომხეთიჰესი“ 150 მგვტ, რომლის 220 კვ ძაბვის სალტეზე შეიჭრება „ბათუმი-შუახევი-ახალციხე“ 220 კვ ძაბვის ხაზის მეორე ჯაჭვი.



7. ექსპლუატაციაში შევა მდ. ტეხურის ჰესების კასკადი: „ლეჩხაჰესი“ 18,4 მგვტ, „ერჯიაჰესი“ 29.1 მგვტ, „ცხიმრაჰესი“ 27,6 მგვტ, „ნობულევიჰესი“ 42 მგვტ - სულ 117.1 მგვტ. აიგება „ნობულევიჰესის“ 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგური 2X125 მგვა სიმძლავრის ავტოტრანსფორმატორით, რომლის 110 კვ ძაბვის სალტეზე შემოვა ყველა ზემოთ აღნიშნული ჰესები. აიგება 220 კვ ძაბვის ხაზი „ნობულევიჰესი-ხობიჰესი 2“ 1xAC-300 სადენით და „ნობულევიჰესი-წყალტუბო“ 1xAC-300 სადენით. ეს ხაზები უზრუნველყოფს მდ. ხობისა და ტეხურის ჰესების კასკადის ქსელში ინტეგრირებასა და მათ მიერ გამოიმუშავებული ენერჯის გამოტანის მაღალ საიმედოობას. ამასთან, ამ ხაზების საშუალებით შეიქმნება ეგზ „იმერეთის“ პარალელური 220 კვ ძაბვის მაგისტრალი „ჯვარი-ხობიჰესი-ნობულევიჰესი-წყალტუბო“.



8. ქ/ს ბათუმში დაიდგმება მუდმივი დენის ჩანართის 350 მგვტ-იანი ბლოკი. ქვესადგურში მოენწყობა 154 კვ ძაბვის ფრთა.

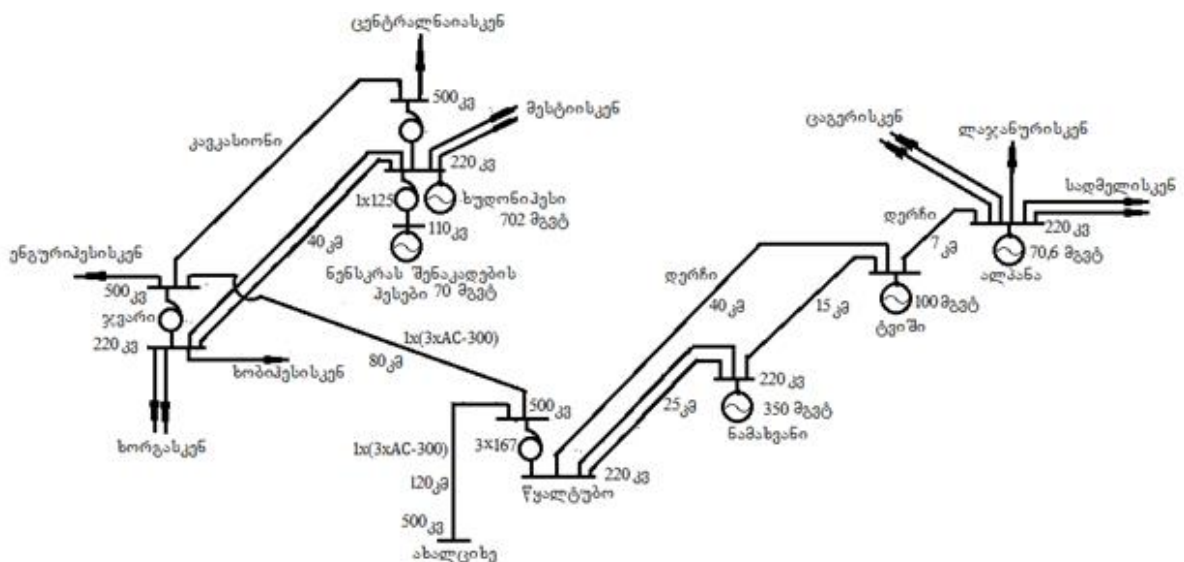
9. აიგება საქართველოს და თურქეთის სისტემების დამაკავშირებელი 154 კვ ეგზ „ბათუმი-მურატლი“. აღნიშნული ხაზით ბათუმის მუდმივი დენის ჩანართით გამავალი სიმძლავრე გაიყვამ თურქეთის ელექტროსისტემაში.

2021 წელი

1. ექსპლუატაციაში შევა „ხულონჰესი“ 702 მგვტ, რომელიც მიუერთდება 500/220/110 კვ ძაბვის ქ/ს ხულონს. ექსპლუატაციაში შევა, ასევე, „ნენსკრაჰესი“ 210 მგვტ. აიგება 220 კვ ძაბვის ხაზი „ნენსკრა-ხულონი-ჯვარი“ 2xAC-400 სადენით.
2. ექსპლუატაციაში შევა „ხერთვისიჰესი“ (აჭარის რეგიონი) 65 მგვტ, რომელიც 110 კვ ძაბვის ხაზით დაუკავშირდება „კორომხეთიჰესის“ 110 კვ ძაბვის სალტეებს.
3. ექსპლუატაციაში შევა „მტკვარიჰესების“ კასკადი - სულ 400 მგვტ, რომელიც ნაწილდება „ხაშური 220“, „გორი 220“, „ქსანი 500“ და „გარდაბანის“ ქვესადგურებს შორის.

2022 წელი

1. ექსპლუატაციაში შევა ონის ჰესების კასკადი 205 მგვტ სიმძლავრით. აიგება 220 კვ ძაბვის ხაზი „ონი-სადმელი“ 2xAC-300 სადენით.
2. ექსპლუატაციაში შევა ნამახვანის ჰესების კასკადი („ტვიშიჰესი“ 100 მგვტ, „ნამახვანი-ჟონეთი“ 350 მგვტ) -სულ 450 მგვტ. ეგვ „დერჩი“ შეიჭრება „ტვიშიჰესში“, აიგება 220 კვ ძაბვის ხაზი „ტვიში-ნამახვანი“ 1xAC-400 სადენით და ორჯაჭვა ხაზი „ნამახვანი-წყალტუბო“ 2xAC-400 სადენით. ამ ჰესების სიმძლავრის სისტემაში გამოტანას უზრუნველყოფს „წყალტუბო 500“.



წელი	ელექტრული სადგურები				გადამცემი ქსელი					
	სახელი, ტიპი	სიმძლავრე (მვია)	გამომტანი (მლნ კვტსი)	კატეგორია	მიერთების კვანძი	ნომ. ძაბვა (კვ)	სიგრძე (კმ)	კავშირის ევბ	მარკა	ევბ-ის როლი
2015	გოგინაურიპესი	1.8	9.3	1	სადისტრიბუციო ქსელი	35		შიდა ქსელი		ლოკალური
	ოქრობილაურიპესი	1.8	9.4	1	სადისტრიბუციო ქსელი	35		შიდა ქსელი		ლოკალური
2016	გარდაბანიკომბოზესი	230	521	1	გარდაბანი 220, ნავთლული 220	220	1	220 კვ ევბ ნავთლულშიმეჭრა	2xA C-500	სასისტემო
	კინტრიშაპესი	5	30	1	სადისტრიბუციო ქსელი	35		შიდა ქსელი		ლოკალური
	ლუხუნიპესი 2	12	74	1	ონი 110 კვ	110	18	ლუხუნი 2-ონი,	AC-150	ლოკალური
2017	დარიალიპესი	108	521	1	ქსანი 110 კვ, ყაზბევი 500/110	500	117/1	500 კვ ევბ „ქსანი-ყაზბევი“	3xA C-300	სისტემათაშორისი
	შუახევიპესი	175	437	1	ბათუმი 220, ახალციხე 220	220	50	ბათუმი-შუახევი-ახალციხე	2xA AA C-500	სასისტემო
	არაკალიპესი	11	63	1	აბული	110	10	არაკალი-აბული	AC-150	ლოკალური
	აბულიპესი	20	129	1	ახალქალაქი 110კვ	110	16	აბული-ახალქალაქი,	AC-150	ლოკალური
	მტკვარიპესი	46	200	1	ახალციხე 220 კვ	220	4	მტკვარიპესი-ახალციხე	AC-300	ლოკალური
	კირნათიპესი	50.3	219	1	ხელვაჩაურიპესი 110 კვ	110	4	კირნათიპესი-ხელვაჩაურიპესი,	AC-300	ლოკალური
	ხელვაჩაურიპესი 1	47.5	229	1	ახალიბათუმი 220/110 კვ	110	6	ხელვაჩაურიპესი-ახალიბათუმი,	AC-300	ლოკალური
	ხობიპესი 2	39.5	221	1	ჯვარი 500/220, 220 კვ	110	22	ხობიპესი-ჯვარი	AC-240	ლოკალური
2018	სამყურისწყალიპესი 2	22.6	117.4	2	ხადორპესი 110	110	20	სამყურისწყალი-ხადორპესი	AC-150	ლოკალური
	უბისა	5	20	2	სადისტრიბუციო ქსელი	35		შიდა ქსელი		ლოკალური
2019	ბახვი 1	45	158	1	სადისტრიბუციო ქსელი	110	16	ბახვიპესი-ოზურგეთი	AC-150	ლოკალური
	ხობიპესი 1	46.5	247	1	ხობიპესი 2, 220/110	110	10	ხობიპესი-1 - ხობიპესი-2	AC-150	ლოკალური
	მეტეხი 1	24	100	2	ქსანი 500/220/110	110	6	მეტეხიპესი-1 - ქსანი 110	2xA C-150	ლოკალური
	მეტეხი 2	21	93	2	მეტეხიპესი-1	110	1	მეტეხიპესი-2 - მეთეხიპესი-1	AC-150	ლოკალური
	ხევსურეთისკასკადი	20	100	2	ბარისახო 110	110	5	ხევსურეთისკასკ - ბარისახო	AC-150	ლოკალური
	მაჭახელაპესი 2	28	125	2	ბათუმიახალი 220/110	110	12	მაჭახელაპესი-ბათუმიახალი	2xA C-150	ლოკალური
	მაჭახელაპესი 1	27	125	2	მაჭახელაპესი 1	110	1	მაჭახელაპესი 2 - მაჭახელაპესი 1	AC-150	ლოკალური
	კასლეთიპესი	16	64	2	ხუდონი 220/110	110	4	კასლეთი-ხუდონი	AC-120	ლოკალური
	დარჩორმელეთიპესი	10	40	2	ხუდონი 220/110	110	2,5	დარჩორმელეთი-ხუდონი	AC-120	ლოკალური

	სი										
	ლახამიპესი			2	ხუდონი 220/110	110	2,5	ლახამი- დარჩიორმლეტი	AC-120	ლოკალური	
	ცხვანდიდიპესი	44	260	2	ხუდონი 220/110	110	5	ცხვანდირი-ოკრილი	AC-120	ლოკალური	
	ოკრილიპესი			2	ხუდონი 220/110	110	7	ოკრილი-ლახამი	AC-120	ლოკალური	
	ლარაკვაკვაპესი			2	ხუდონი 220/110	110	12	ლარაკვაკვაპესი- ხუდონი	AC-150	ლოკალური	
	აკავრეთაპესი	10	40	2	ანჰესი 110	110	10	აკავრეთა-ანჰესი	AC-150	ლოკალური	
	ალპანაპესი	71	357	2	წყალტუბო 220/110	220	2x1	ეგბ დერჩის შეჭრა ალპანაპესში	2xA C-400	სასისტემო	
	ავანიპესი	5	19	2	ყაბზევი110	110		შიგა ქსელი		ლოკალური	
	დოლრაპესი 3	30	124	2	მესტია	110	220	დოლრა 3 - მესტია	AC-150	ლოკალური	
	სადმელიპესი	153	638	2	ზესტაფონი 500/220, ალპანა 220	220	56, 20	სადმ-ზესტ, სადმ- ალპ	2xA C-500 , 2xA C-300	სასისტემო	
2020	ლუხუნიპესი 1	10.8	66	1	ლუხუნიპესი 2	110	6	ლუხუნი1 - ლუხუნი 2	AC-150	ლოკალური	
	სხალთაპესი	9.8	27	1	სადისტრიბუციო ქსელი	35		შიგა ქსელი		ლოკალური	
	კორომხეთიპესი	150	463	1	ბათუმი 220, ახალციხე 220	220	140	ეგბ ბათუმი- ახალციხეშიშეჭრა	2xAA AC-500	სასისტ, სისტემორისი	
	ლერჩეაპესი	18.4	90.8	2	ერჯია	110	6	ლერჩეაპესი-ერჯია	AC-150	ლოკალური	
	ერჯიაპესი	29.1	133.7	2	ცხიმრა	110	4	ერჯია-ცხიმრა	2xA C-150	ლოკალური	
	ცხიმრაპესი	27.6	134.4	2	ნობულევი	110	2,5	ცხიმრა-ერჯია	AC-150	ლოკალური	
	ნობულევიპესი	42	197.4	2	ხობიპესი 2, წყალტუბო	220	18, 52	ნობ-ხობი 2, ნობ- წყალტ	AC-300	ლოკალური	
	ლუჯიპესი			2	იფარი, მუხრა	110	37; 10	იფარი-ლუჯი; ლუჯი- მუხრა	2x AC-30	ლოკალური	
	მუხრაპესი			2	ლენტეხი	110	12	მუხრა-ლენტეხი	2xA C-30	ლოკალური	
	ლენტეხიპესი	357	1579	2	ცაგერი	220	15	ლენტეხი-ცაგერი	2xA C-500	სისტემური	
	ცაგერიპესი			2	ცაგერი 500	220		ცაგერი 500/220		სისტემური	
GDF	155	500	2	მესტია110; იფარი110	110		GDF - მესტია; იფარი	2xA C-300	ლოკალური		
2021	ხერთვისი	65	239	1	კორომხეთიპესი 220/110	110	20	ხერთვისი- კორომხეთი	2xA C-185	ლოკალური	
	ხაშურიპესი			2							
	ქვიშხეთიპესი			2							
	ოსიაურიპესი	400	1600	2	ხაშური 220/110, გორი 220/110, ქსანი 220/110, რუსთავი 220/110					ლოკალური	
	გომიპესი			2							
ახალსოფელიპესი			2								

ქარელიძესი			2							
ურბნისიძესი			2							
სკრაპესი			2							
უფლისციხეძესი			2							
გრაკალიძესი			2							
კასპიძესი			2							
ქსანიძესი			2							
ფონიჭალაძესი 3			2							
ფონიჭალაძესი 4			2							
ნეგებიძესი			2							
რუსთავიძესი			2							
ხულონძესი	702	1500	3	ხულონი 500	500	1	ეგზ კავკასიონის შეჭრა		სასისტემო	
ნენსკრაძესი	210	1200	3	ხულონი 500/220/110	220	7	ნენსკრა-ხულონი	2xA C-400	ლოკალური	
2022	ნამახვანის კასკადი	450	1680	3	წყალტუბო 500/220 ; ალპანა	220	2x2 515	წყალტ-ნამახვანი; ნამახვანი-ტვიში; დერცის შეჭრა ტვიშში	2xA C-400	სასისტემო
	ონის კასკადი	205	1086	3	სადმელი 220	220	2x1 9	ონი-სადმელი	2xA C-300	ლოკალური



ნახ 9-1. საქართველოს გადაწყვეტილებების რუკა 2014 წელს



ნახ 9-2. საქართველოს გადამცემი ქსელის რუკა 2015 წელს



ნახ 9-3. საქართველოს გადაწყვეტილებების რუკა 2016 წელს



ნახ 9-4. საქართველოს გადაწყვეტილებების რუკა 2017 წელს



ნახ 9-5. საქართველოს გადამცემი ქსელის რუკა 2018 წელს



ნახ 9-6. საქართველოს გადაწყვეტილებების რუკა 2019 წელს



ნახ 9-7. საქართველოს გადაწყვეტილებების რუკა 2020 წელს



ნახ 9-8. საქართველოს გადამცემი ქსელის რუკა 2021 წელს



ნახ 9-9. საქართველოს გადამცემი ქსელის რუკა 2022-25 წლებში

10. ნაკადგანაწილების ანალიზი

10.1 დამყარებული რეჟიმების ანალიზი

ნაკადგანაწილების ანალიზი გულისხმობს ისეთ ენერგოსისტემის ისეთ დამყარებულ მდგომარეობას, როდესაც მისი ყველა ელემენტი მუშა მდგომარეობაშია და რეჟიმის პარამეტრები ნორმალური ზღვრების ფარგლებშია. N და N-1 შემთხვევებში წარმოადგენს ქსელის ანალიზს შესაბამისად „ბაზისურ“ და ერთი ელემენტის მუშაობიდან გამოყვანის შემთხვევებში;

ნაკადგანაწილების ანალიზი, ისევე როგორც დინამიკური და სტატიკური მდგრადობის ანალიზი ჩატარდა მსოფლიოს ერთ-ერთი ყველაზე პოპულარული საინჟინრო მოდელირების პროგრამის PSS/E 33.5-ე ვერსიით, რომელიც წარმოადგენს კომპანია SIEMENS-ის პროდუქტს.

აღნიშნული პროგრამა სსე-ში დანერგილია 2005 წლიდან.

ეს და სხვა გაანგარიშებები ჩატარებული იქნა სსე-ის რეჟიმების სპეციალისტების მიერ, რომელთაც გააჩნიათ მაღალი კვალიფიკაცია და დიდი გამოცდილება ენერგეტიკული სისტემების ანალიზის სფეროში. მათ მიერ ამ პროგრამის გამოყენებაში ჩატარებულია ტრენინგი რუსი, უკრაინელი, აზერბაიჯანელი, სომეხი, მოლდოველი და ყირგიზი სპეციალისტებისათვის.

ზემოაღნიშნული პროგრამით ჩასატარებელი გაანგარიშებებისას გათვალისწინებული იქნა

- საქართველოს გადამცემი ქსელის 500/400/330/220/110 კვ ძაბვის ელემენტები და უფრო დაბალი ძაბვის ქსელის ის ნაწილი, რომლითაც გენერაციის ობიექტები უკავშირდებიან 110 კვ და უფრო მაღალი ძაბვის ქსელს.
- აზერბაიჯანის, სომხეთის და თურქეთის გადამცემი ქსელის მოდელეები და რუსეთის სამხრეთ ნაწილის ქსელის მოდელი.
- 3 მგვტ და უფრო მძლავრი სინქრონული გენერატორები

საქართველოს გადამცემი ქსელის ნაკადგანაწილების ანალიზი ჩატარდა დასაგეგმი 2015-2025 წლების ყველა სახასიათო რეჟიმში, კერძოდ ზაფხულის მაქსიმუმი, ზაფხულის მინიმუმი, ზამთრის მაქსიმუმი და ზამთრის მინიმუმი. აღნიშნული რეჟიმების გაანგარიშება ჩატარდა მე-7 თავში მოცემული საპროგნოზო სიმძლავრის ბალანსების შესაბამისად.

ნაკადგანაწილების გაანგარიშების შედეგების თანახმად, ამ 10 წლიანი გეგმისთვის დაგეგმილი საქართველოს გადამცემი ქსელის ნებისმიერი ნორმალურ (N) რეჟიმში გადამცემი ქსელის კვანძებში ძაბვები და ელექტროგადამცემი ხაზებზე გადადინებები ნორმის ფარგლებშია. რაც შეეხება N-1 რეჟიმებს, დასავლეთ საქართველოს 220 კვ ქსელის

გადატვირთვას აქვს ადგილი 500 კვ ეგხ „იმერეთის“ მუშაობაში არყოფნისას, 2014-2018 წლებში (500 კვ ეგხ ჯვარი-წყალტუბო ახალციხის აშენებამდე) და ამ პერიოდში საჭიროა ავარიის საწინააღმდეგო ავტომატიკის (ასა) მოქმედება და 200-300 მგვტ ტვირთის მოხსნა საქართველოს აღმოსავლეთ ნაწილში და ამავე სიდიდის გენერაციის შეზღუდვა ენგური-ვარდნილის კვანძში, რათა არ იქნას დაშვებული აღნიშნული გადატვირთვა. ამასთან 2022-2025 წლებში 500 კვ ეგხ „ქართლი-2“-ის გამორთვისას შესაძლოა გადაიტვირთოს 500 კვ ეგხ „ვარძია“. ამ გადატვირთვას არ ექნება ადგილი, თუკი რუსეთის სამხრეთ ნაწილის ქსელი გაატარებს სიმძლავრეს, რომელიც მოედინებოდა საქართველოს დასავლეთ ნაწილიდან აზერბაიჯანისკენ. წინააღმდეგ შემთხვევაში, საჭიროა ამ 500 კვ-ებიდან რომელიმეს გამორთვისას ასა-ს მიერ შეზღუდული იქნას აზერბაიჯანში ექსპორტი.

საბოლოო ჯამში როგორც ნორმალურ N ასევე ავარიის შემდგომ N-1 რეჟიმებში (ასა-ს მოქმედების გათვალისწინებით) კვანძების დაბევები მოქცეულია ქსელის წესებით გათვალისწინებულ ფარგლებში, ხოლო ეგხ-ების დატვირთულობები არ აღემატება მათ თერმულ ზღვრებს.

ნახ 10.2-დან ნახ 10.12-ის ჩათვლით, რუკების სახით მოცემულია საქართველოს 2015-2025 წლების ზაფხულის მაქსიმალური დატვირთვის და გენერაციის (წყალუხვობის) ნორმალური (დამყარებული) რეჟიმები, ან მოკლედ „ზაფხულის მაქსიმუმის“ რეჟიმები. ეს რეჟიმები საილუსტრაციოდ შერჩეული იქნა იმიტომ, რომ სწორედ აღნიშნულ პერიოდში განიცდის ყველაზე დიდ ზემოქმედებებს გადამცემი ქსელის ელემენტები, ვინაიდან საქართველოს დასავლეთ ნაწილში არსებულ ჰესებზე წყალუხვობის გამო ხდება გენერირება დადგმულ სიმძლავრესთან მიახლოებული სიდიდით, და ამ სადგურებიდან სწორედ გადამცემი ქსელის საშუალებით უნდა მოხდეს სიმძლავრის ტრანსპორტირება აღმოსავლეთით განლაგებული დატვირთვებისკენ და საექსპორტო გადამცემი ხაზებისკენ, რომლებიც ძირითადად აღმოსავლეთით არის განლაგებული: ახალციხის კვანძში 400 კვ ეგხ-ები ახალციხე-ბორჩხა და ახალციხე-თორთუმი და მარნეულის კვანძში - მარნეული-აირუმი.

ნახ. 10.2-10.12-ზე დატანილია მხოლოდ აქტიური სიმძლავრის გადადინებები, გენერაციები და კვანძების მოხმარება. რეაქტიული სიმძლავრის გადადინებები და კვანძის დაბევების დონეები დატანილი არ არის.

2015-2025 წლების თითოეული სეზონის დეტალური რეჟიმები მოცემულია დანართში დ-1.

სიმძლავრის დანაკარგები საქართველოს გადამცემი ქსელის დაბვის საფეხურების მიხედვით მოცემულია ცხრილში 10.1, საიდანაც ჩანს, რომ დანაკარგების ჯამური სიდიდე გადამცემი ქსელის 500/400/330/220 კვ დაბვის საფეხურებზე იცვლება 1.5-3.45% ფარგლებში