

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

უჩა ხაჩიური

**„წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტროსადგურების  
კონკურენტუნარიანი ტარიფები“**

წარმოდგენილია დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად

სადოქტორო პროგრამა „ენერგეტიკა და ელექტროინჟინერია“

შიფრი 0405

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

თბილისი, 0175, საქართველო

ივლისი, 2016 წელი

საავტორო უფლება @ 2016 წელი, უჩა ხაჩიური

თბილისი

2016 წლი

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი

ჩვენ, ქვემოთ ხელისმომწერნი ვადასტურებთ, რომ გავეცანით უჩა ხაჩიურის მიერ შესრულებულ სადოქტორო ნაშრომს დასახელებით: „წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტროსადგურების კონკურენტუნარიანი ტარიფები“, ვაძლევთ რეკომენდაციას ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის საგამოცდო სადისერტაციო საბჭოზე მის განხილვას დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად.

თარიღი

ხელმძღვანელი:

ტ.მ.დ. პროფესორი, გურამ მახარაძე

რეცენზენტი:

რეცენზენტი:

ავტორი: უჩა ხაჩიური

დასახელება: წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტორსადგურების  
კონკურენტუნარიანი ტარიფები

ფაკულტეტი: ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი

აკადემიური ხარისხი: დოქტორი

სხდომა ჩატარდა: ივლისი, 2016

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

---

ავტორის ხელმოწერა

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

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

## რეზიუმე

წყალუხვობის პერიოდში, როცა ჰიდროელექტროსადგურების შეზღუდულობის ხარისხი მცირდება, მეტი თავისუფლება არსებობს მივაღწიოთ ამ სადგურებს შორის დატვირთვის ისეთ განაწილებას, რომ ერთი მხრივ ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები შემცირებული იქნეს თავის შესაძლო მინიმალურ მნიშვნელობამდე და მეორე მხრივ, ასევე თავის შესაძლო მინიმალურ მნიშვნელობას აღწევდეს სადგურების მიერ ქსელში მიწოდებული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფი.

ამ მოთხოვნის უზრუნველყოფის მიზნით ნაშრომში მკაცრი მათემატიკური ფორმულირების საფუძველზე შედგენილია გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებამდე ელექტროენერჯის გადაცემასთან დაკავშირებული ჯამური ხარჯების საამგარიშო გამოსახულება, რომელიც განიხილება როგორც მიზნის ფუნქცია და დასმულია ამ ხარჯების მინიმიზაციის ამოცანა.

მიღებულია ოპტიმიზაციის განტოლება-უტოლობათა სისტემა, რომლის საშუალებით შეგვიძლია დავადგინოთ ჰიდროელექტროსადგურების ის დატვირთვები, რომლის დროსაც ამ ელექტროსადგურებიდან ელექტროენერჯის შესყიდვისა და ტრანსპორტირების ჯამური ხარჯები იქნება მინიმალური.

განხილულია ჰიდროელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური გადანაწილება მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ცნობილი ტარიფების პირობებში და შეფასებულია ტარიფის ზედა ზღვრული მნიშვნელობა, როცა მოცემულია სადგურის დატვირთვა.

შეფასებული და გაანალიზებულია საქართველოს ელექტრული სისტემის ჰიდროელექტროსადგურებისა და გადაცემის ქსელის ტექნიკური მაჩვენებლები. გამოთვლილია როგორც 500/220 კვ ძაბვის სისტემაწარმომქმნელი შეკრული ქსელის, ასევე იმ 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური მანაწილებელი ქსელების კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები.

წარმოდგენილი მათემატიკური მოდელის მიხედვით, ამოხსნილია საქართველოს ჰიდროელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების

ამოცანა წყალუხვობის პერიოდში. ამოცანა ამოხსნილია ორ ვარიანტში. 1. როცა ქვეყნიდან არ ხორციელდება სიმძლავრის ექსპორტი და 2. როცა ახალციხის კვანძიდან ადგილი აქვს 500 მგვტ სიმძლავრის ექსპორტს თურქეთში.

გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების მატრიცის ბაზაზე შედგენილი იქნა ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა. ამ სისტემის თითოეული განტოლების მარჯვენა მხარე შეიცავს ორ შემდგენს. რომელთაგანაც პირველი შეესაბამება ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მინიმიზაციის ამოცანას, ხოლო მეორე, ქსელში მიწოდებული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის მინიმიზაციის ამოცანას.

განტოლებათა სისტემის ამონახსნის შედეგების ანალიზი გვიჩვენებს:

1. ქსელში დანაკარგების მინიმუმის უზრუნველყოფის მოთხოვნის გამო სადგურებს შორის დაიტვირთა ის სადგურები, რომლებიც მომხმარებლებთან უფრო ახლოსაა;
2. ელექტროსადგური, რომელიც სისტემაში შემოდის მეორე სადგურის სალტეების გავლით, იბლოკება ამ მეორე სადგურის მიერ თუ ამ უკანასკნელს არ აქვს შეზღუდვა დადგმული სიმძლავრის თვალსაზრისით;
3. სადგურის დაბლოკვის ხარისხი მით უფრო მცირეა, რაც უფრო დაბალი იქნება „დაბლოკილი“ სადგურის მიერ გამომუშავებული ენერჯის ტარიფი „მბლოკავი“ სადგურის ტარიფთან შედარებით.
4. თურქეთში ექსპორტირებული სიმძლავრის დიდი წილი, ასევე ქსელში დანაკარგების მინიმუმის უზრუნველყოფის მოთხოვნის გამო, თავისთავზე აიღო იმ სადგურმა, რომელიც ახალციხის კვანძთან ელექტრულად უფრო ახლოსაა. კემოდ, პირველი ამათაგანია ენგურიჰესი (44,2%) და მეორე ფარავანიჰესი (8,24%);

ოპტიმიზაციის მათემატიკური მოდელის საფუძველზე, მიღებულია ერთი სადგურის მიერ მეორე სადგურის „დაბლოკვის“ რაოდენობრივი შეფასების საანგარიშო გამოსახულება.

ნაშრომში ნაჩვენებია, რომ წყალუხვობის პერიოდში, ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის მინიმიზაციის მიზნით, სადგურებს შორის უნდა მოხდეს დატვირთვის არა შემთხვევითი განაწილება, არამედ ოპტიმალური განაწილება ამ ნაშრომში წარმოდგენილი მათემატიკური მოდელის მიხედვით, რაც უზრუნველყოფს ჰიდროელექტროსადგურებს შორის კონკურენტუნარიანი ტარიფების წარმოქმნას.

## Abstract

In the full-flowing period, when the degree of limitation of hydroelectric power plants is decreased, there exist greater resources to achieve the load distribution between these stations, at which, on the one hand, the losses of the active power in the net are brought to their possible minimum, on the other – the middle tariff also is minimal.

In order to ensure this requirement, in the work, based on strong mathematical dependences, the calculation expression of summary costs, connected to transmission of electric power from generation sources to the consumer is elaborated, that is considered as the function of the goal, and the task of minimization of these costs is set.

The optimization system of equality-inequality is obtained, based on which the load of hydroelectric power plants, corresponding to the minimum total costs of the electric energy purchasing and transportation from these stations, can be determined.

The optimum load distribution between the hydroelectric power plants in conditions of known tariffs of the generated by them electric energy is considered and the upper limit value for given load of station is evaluated.

The technical characteristics of hydroelectric power plants and transmission net of the Georgian electric power system are analyzed and evaluated. The own and inter resistances of the 500/220 kv voltage generating closed net and of the junctions of 110/35 kv voltage autonomous distributing nets are determined.

Based on the proposed mathematical simulation the task of the load optimum distribution between Georgian hydroelectric power plants in the full-flowing period is solved. The task is solved in two versions: 1. When the power export from the country is not realized; 2. When the 500 Mw power export from Akhaltsikhe to the Turkey has place.

Based on the matrix of the own and inter resistances of the transmission net junctions, the system of optimization equations is elaborated. The right parts of each equation consist of two components, first of which corresponds to the task of minimization of the net active power losses, and another – to the task of minimization of the middle tariff of the power, supplied to the net.

The analysis of solution of equation system shows:

1. Due to net power loss minimization requirement, the stations, located nearer to the consumer, were loaded;
2. hydroelectric power plants, incoming to the system through the lines of another plant, is blocked by this another plant, if this last one has no limitation from the point of view of the stabilized power.
3. The less the tariff of the energy generated by “blocked” plant, comparatively to the plant “blocking”, the lower degree of the plant blocking.
4. The plants, nearest to the Akhaltsikhe junction, have undertaken the most part of the power, exported to the Turkey, again due to requirement of the power loss minimization. Particularly, these are Enguri (44,2%) and Pharavan (8,24%) hydroelectric power plants.

Based on the optimization mathematical simulation the calculation expression of quantitative assessment of the plant “blocking” by the another one is elaborated.

In the work there is shown that with the goal of electric power middle tariff minimization in the full-flowing period, the load between the plants should be distributed not the random way, but optimally, according to the mathematical simulation given in present work, that ensures formation of the tariffs, competitive between the plants.



## სარჩევი

შესავალი . . . . .

**თავი 1. ელექტროენერჯიაზე ტარიფების დადგენა და რეგულირება .**

- 1.1. საქართველოში და უცხოეთის ქვეყნებში არსებული ტარიფების შედარებითი ანალიზი. . . . .
- 1.2. ქსელში ელექტროენერჯიის დანაკარგები და გადაცემის ტარიფი .
- 1.3. საქართველოს ჰიდროელექტროსადგურების დატვირთულობის ანალიზი . . . . .  
დასკვნა თავი 1–ის მიმართ.

**თავი 2. წყალუხვობის პერიოდში. ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობის მათემატიკური მოდელი. . . . .**

- 2.1. ოპტიმიზაციის ამოცანათა მათემატიკური მოდელი. . . . .
- 2.2. სამეცნიერო-ტექნიკური ლიტერატურის მიმოხილვა . . . . .
- 2.3. ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობის ამოცანა. . . . .
- 2.4. ორ ჰიდროსადგურს შორის დატვირთვის ოპტიმალური გადანაწილება.
- 2.5. ელექტროსადგურების ტარიფი და ოპტიმალური დატვირთვები
- 2.6. ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯიის ოპტიმალური ტარიფები.  
დასკვნა თავი 2-ის მიმართ.

**თავი 3. საქართველოს ელექტროსისტემის ტექნიკური მაჩვენებლები .**

- 3.1. შესავალი . . . . .
- 3.2. საქართველოს მოქმედი ჰიდროელექტროსადგურების ტექნიკური მაჩვენებლები
- 3.3. საქართველოს ელექტროსისტემის ელექტროგადაცემის ქსელი. . . . .

- 3.4. საქართველოს ელექტროსისტემის 500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები
  - 3.5. ავტონომიური ქსელების კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები.
- დასკვნა თავი 3-ის მიმართ.

**თავი 4. წყალუხვობის პერიოდში საქართველოს ჰიდროელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობა.** . . . . .

- 4.1. ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ფორმირება
  - 4.2. საქართველოს ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობა
    - 4.3. საქართველოს ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობა შეზღუდვის უტოლობათა გათვალისწინებით . . . . .
- დასკვნა თავი 3-ის მიმართ . . . . .
- საერთო დასკვნა ნაშრომის მიმართ . . . . .

ცხრილების ნუსხა

ცხრილი 1	2011 წლისთვის საქართველოსა და სხვა ქვეყნებში სამომხმარებლო ტარიფები დღგ-ის ჩათვლით
ცხრილი 1.1-1.8	ელექტრული ქსელისთვის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ გამტარობათა მატრიცა და ამ მატრიცის შებრუნებით მივიღებული ამ ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მატრიცა
ცხრილი 1.9	საქართველოს ელექტროსისტემის ჰიდროსადგურების დატვირთულობა წყალუხვობის პერიოდში. 27 ივნისი, 2013 წ.
ცხრილი 2.1	ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები
ცხრილი 2.2	ეს-1 სადგურის დატვირთვის $P_1=1 \div 140$ მგვტ ფარგლებში ცვლილებისას გაანგარიშების შედეგები
ცხრილი 2.3-2.4	ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები
ცხრილი 2.5	კვანძების საკუთარი და ურთიერთ გამტარობები
ცხრილი 2.6	კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები
ცხრილი 2.7	კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები (მხოლოდ ელექტროსადგურების კვანძების მიმართ), კვანძების გენერაცია-დატვირთვები (მგვტ).
ცხრილი 2.8	ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები $P_9$ დატვირთვისაგან დამოკიდებულებაში, მგვტ.
ცხრილი 2.9	ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები $P_{11}$ დატვირთვისაგან დამოკიდებულებაში, მგვტ.
ცხრილი 2.10	კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია მხოლოდ ელექტროსადგურების ქსელთან მიერთების კვანძების მიმართ
ცხრილი 3.1	საქართველოს შედარებით მძლავრი ჰიდროსადგურების ექსპლუატაციაში გაშვების წლები, დადგმული სიმძლავრეები და წლიური საპროექტო გამომუშავება
ცხრილი 3.2	500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის ელემენტების ტექნიკური და ელექტრული პარამეტრები
ცხრილი 3.3ა-3.10ბ	ქსელის კვანძების აქტიური დატვირთვები და უბნების აქტიური წინაღობები
ცხრილი 3.11	კვანძების დასახელება. ამ ცხრილში შავი შრიფტით აღნიშნულია ის კვანძები, სადაც მიერთებულია ჰიდროსადგურის შემცველი ავტონომიური ქსელი.

ცხრილი 3.12	საქართველოს ელექტროსისტემის 500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ გამტარობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, სიმენსი.
ცხრილი 3.14-3.23	წინააღმდეგობის გათვალისწინებით მოცემული ავტონომიური ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღმდეგობები
ცხრილი 4.1	სტრიქონების ნომრები, შესაბამისი ჰესების დასახელებით
ცხრილი 4.2	განტოლებათა სისტემა, 3.13-3.23 ცხრილების გათვალისწინებით, ჩაწერილი გაშლილისაზხით
ცხრილი 4.3	კვანძების აქტიური დატვირთვების რიცხვითი მნიშვნელობები
ცხრილი 4.4	ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის თითოეული განტოლების მარჯვენა მხარის პირველი წევრების გამოთვლის შედეგები
ცხრილი 4.5.1	სადგურთა ოპტიმალური დატვირთულობა, როცა თურქეთში ექსპორტი არ არის
ცხრილი 4.5.2	სადგურთა ოპტიმალური დატვირთვები, როცა თურქეთში ექსპორტი შეადგენს 500 მგვტ-ს
ცხრილი 4.6	განტოლებათა სისტემა, 3.13-3.23 ცხრილების გათვალისწინებით, ჩაწერილი გაშლილისაზხით
ცხრილი 4.6.1	სადგურთა ოპტიმალური დატვირთულობა, როცა თურქეთში ექსპორტი არ არის.

ნახაზების ნუსხა

ნახაზი 1.1 – 1.2	ელექტრული ქსელი
ნახაზი 2.1	ორ სადგურიანი უმარტივესი ელექტროსისტემა
ნახაზი 2.2	ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯების დამოკიდებულება $P$ (ეს-0 სადგურის დატვირთვა) და $C_1$ პარამეტრებზე
ნახაზი 2.3	ტარიფის დამოკიდებულება ოპტიმალურ დატვირთვაზე
ნახაზი 2.4	სამ სადგურიანი უმარტივესი ელექტროსისტემა
ნახაზი 2.5	ტარიფის დამოკიდებულება ოპტიმალურ დატვირთვაზე
ნახაზი 2.6	ელექტრული ქსელი
ნახაზი 2.7	ელექტროსისტემა, რომელიც მოიცავს ხუთ ელექტრო-სადგურს და რვა სამომხმარებლო კვანძს
ნახაზი 2.8	ელექტროსადგურების ოპტიმალური გენერაცია მე-9 (ა) და მე-11 (ბ) კვანძებში დატვირთვების ცვლილებისას
ნახაზი 2.9	ელექტრული ქსელი
ნახაზი 3.1	220-500 კვ ძაბვის სისტემაწარმომქნელი ქსელი
ნახაზი 3.2.1-3.2.9	ქვესადგურების ავტონომიური ქსელები
ნახაზი 3.3	ჩანაცვლების საანგარიშო სქემა
ნახაზი 3.4.1-3.4.10	ელექტრული ქსელი
ნახაზი 4.1	დატვირთვისა და გენერაციის კვანძების ურთიერთ ელექტრული განლაგება სისტემაში
ნახაზი 4.2	ერთი სადგურის მიერ მეორე სადგურის „დაბლოკვის“ რაოდენობრივი შეფასება

## შესავალი

ქვეყნის მეურნეობის განვითარება ხორციელდება პროდუქციის წარმოების გაზრდისა და სრულყოფის ხარჯზე. ეს შესაძლებელია როგორც მოქმედი საწარმოების რეკონსტრუქციისა და გაფართოების გზით, ასევე, ახალი საწარმოების აგების ხარჯზე. ოპტიმალური განვითარება გულისხმობს ქვეყნის მატერიალური და შრომითი რესურსების გამოყენებისა და პროდუქციის წარმოების ისეთი გეგმის მოძიებას, რომელიც ყველაზე უფრო მეტად პასუხობს ოპტიმალურობის კრიტერიუმს.

კრიტერიუმი ეს არის მაჩვენებელი, რომლის საშუალებით შეიძლება დავადგინოთ რამდენად შეესაბამება მიღებული გადაწყვეტილება (გეგმა) წინასწარ დასახულ მიზანს ანუ ამ მაჩვენებლით შეიძლება შევადგინოთ სხვადასხვა ალტერნატიული გეგმები რამდენად ახლოსაა ოპტიმალურთან.

ენერგოსისტემა როგორც დიდი სისტემა ხასიათდება მრავალკრიტერიალობით. ელექტროენერგეტიკაში მიღებული გადაწყვეტილების შეფასების მაჩვენებლებად (კრიტერიუმებად) განიხილება ეკონომიკურობის, საიმედოობის, ენერჯის ხარისხისა და გარემოს დაცვის (ეკოლოგიური) კრიტერიუმები.

ეკონომიკურობის კრიტერიუმის ძირითადი მოთხოვნაა: ერთი მხრივ, მოიძებნოს მატერიალური და შრომითი რესურსების მოცემული მოცულობის გამოყენების ისეთი გზა, რომელიც მოგვცემს მაქსიმალურ ეფექტს (შედეგს) ან, მეორე მხრივ, წინასწარ დასახული ეფექტი მიღწეული იქნება მატერიალური და შრომითი რესურსების მინიმალური დანახარჯების პირობებში.

ენერგეტიკა საზოგადოების განვითარების მამოძრავებელი ძალაა. მეცნიერება მუდმივად ეძებს და ამკვიდრებს მისი წარმატებული განვითარების გზებსა და საშუალებებს. საბჭოთა პერიოდში საქართველოს ენერგეტიკული მეურნეობა წარმოადგენდა ვერტიკალურად ინტეგრირებულ სისტემას, სადაც დარგის მართვა და ენერგეტიკული პროდუქციის ფასწარმოქმნის პრინციპები, საბაზრო ეკონომიკის პრინციპებთან შედარებით, რადიკალურად განსხვავებული იყო. საბაზრო ეკონომიკურ პრინციპებზე გადასვლით ხელსაყრელი პირობები შეიქმნა

ცივილიზებულ და არადისკრიმინაციულ ეკონომიკურ ურთიერთობებზე დამყარებული ენერგეტიკული ბაზრის ფორმირებისთვის.

ელექტროენერგიაზე ტარიფების დადგენის საფუძველია შესრულებულ მომსახურებაზე გაწეული სრული დანახარჯების ანაზღაურება. ამასთან, დადგენილი ტარიფი ერთი მხრივ, უნდა იძლეოდეს საწარმოს განვითარების შესაძლებლობას და, მეორე მხრივ, ლიცენზიატს, იმპორტიორს, სისტემის კომერციულ ოპერატორს უნდა აძლევდეს შესაძლებლობას უზრუნველყონ განხორციელებული ინვესტიციის უკუგება დადგენილ ვადებში, დაფარონ მშენებლობა-მონტაჟის კაპიტალური და მიმდინარე საექსპლუატაციო ხარჯები, დაფარონ აღებული სესხის პროცენტის გადასახადი. რეგულირებისა და სისტემის კომერციული ოპერატორის მომსახურების საფასური და სხვა დანახარჯები.

## **თავი 1. ელექტროენერგიაზე ტარიფების დადგენა და რეგულირება**

### **1.1. საქართველოში და უცხოეთის ქვეყნებში არსებული ტარიფების შედარებითი ანალიზი**

ყოფილ საბჭოთა კავშირში ელექტროენერგია და ბუნებრივი გაზი მომხმარებელს სიმბოლურ ფასად, ხელოვნურად შემცირებული ტარიფით მიეწოდებოდა. ელექტროენერგიისა და ბუნებრივი გაზის გასაყიდი ტარიფი თვითღირებულებაზე დაბალი იყო. საბჭოთა წლებში და შემდგომაც გარკვეულ პერიოდში ფასწარმოქმნის არასწორი პოლიტიკა ხორციელდებოდა.

საბაზრო ეკონომიკაზე გადასვლამ საქართველოში და სხვა პოსტსოციალისტურ ქვეყნებში ენერგომომცველებზე ფასების ზრდა გამოიწვია. ელექტროენერგიისა და ბუნებრივ გაზზე ტარიფების დარეგულირების მიზნით ქვეყანაში შეიქმნა „საქართველოს ენერგეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული კომისია“ (სემეკი). პირველი გადაწყვეტილება ტარიფების გაზრდის შესახებ ჯერ კიდევ მიღებული

იქნა 1997 წლის თებერვალში [1], რომელიც შეეხებოდა ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის გასაყიდ საბითუმო ტარიფებს. ამ მიმართულებით მუშაობა უფრო მეტი ინტესივობით გაგრძელდა „ელექტროენერჯეტიკის შესახებ“ (შემდგომში „ელექტროენერჯეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“) საქართველოს კანონის ამოქმედების შემდეგ. ამ კანონის მიხედვით სემეკს დაევალა მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენა და რეგულირება, რომელიც მიზნად ისახავდა ენერგოსექტორის ლიცენზიატთა და მომხმარებელთა ინტერესების დაბალანსებას, ხელსაყრელი საონვესტიციო გარემოს შექმნას, სექტორში პრივატიზების პროცესების გაღრმავებასა და მოსახლეობის სოციალურ დაცვას.

ტარიფების დარეგულირების პირველ ეტაპზე 1998 წლის 1 ოქტომბრიდან ყველა კატეგორიის მომხმარებლისთვის, მათ შორის მოსახლეობისთვის, დაწესდა ტარიფი 6 თეთრი/კვტსთ. შემდგომში, ქვეყნის ეროვნული ვალუტის კურსის არსებითი ვარდნის, ელექტროენერჯისა და საწვავის იმპორტის დაბეგვრის რეჟიმის გამკაცრების, თბოსადგურებში გამომუშავებული ელექტროენერჯის გაძვირების გამო, 1999 წლის 1 ივნისიდან ელექტროენერჯის საცალო ტარიფები ყველა კატეგორიის მომხმარებლისთვის, მათ შორის მოსახლეობისთვის, 380/220 ვოლტ ძაბვაზე დადგინდა ქ.თბილისში 6 თეთრი, ხოლო სხვა რეგიონებში 8,3 თეთრი ყოველი კილოვატსაათისთვის. 2000 წლის 1 სექტემბრიდან ტარიფები კიდევ გაიზარდა. კერძოდ, ქ.თბილისში 9,8, აჭარაში 8,5, დანარჩენ რეგიონებში 8,4 თეთრი ყოველი კილოვატსაათისთვის.

ტარიფების დიფერენცირება ხდებოდა ქსელის ნომინალური ძაბვისა და მომხმარებელთა კატეგორიების მიხედვით, რათა ხელი შეწყობოდა მეწარმეობის განვითარებას. ამ მიზნით დადგინდა განსხვავებული ტარიფები პირდაპირი მომხმარებლებისთვის, რომლებიც ელექტროენერჯიას იღებს საშუალო და მაღალი ნომინალური ძაბვის ქსელიდან. ასეთ საწარმოებს წარმოადგენდა „მეტალურგიული კომბინატი“, „აზოტი“, „რუსთავეცემენტი“, კასპიცემენტი“, „ტყიბულქვანახშირი“, „მადნეული“, საქართველოს რკინიგზა“ და სხვ.



რეალურ ღირებულებაზე გადასვლამ ელექტროენერგიაზე ტარიფის სწრაფი ზრდა გამოიწვია და იგი ყოველი კილოვატსაათისთვის 6 თეთრიდან 16 თეთრამდე, ანუ 2,66-ჯერ, გაიზარდა. საქართველოში ელექტროენერგიის ტარიფი სხვა ქვეყნებთან შედარებით არც ყველაზე მაღალია და არც ყველაზე დაბალი (ცხრ. 1.1).

ცხრ.1. 2011 წლისთვის საქართველოსა და სხვა ქვეყნებში  
სამომხმარებლო ტარიფები დღგ-ის ჩათვლით

№	ქვეყანა	ტარიფი, აშშ ცენტი/კვტსთ	საქართველოში ტარიფთან შედარებით, %
1	ალბანეთი	11,38	118,3
2	ბულგარეთი	11,62	120,8
3	ესტონეთი	12,59	130,8
4	თურქეთი	15,0	155,9
5	ლატვია	16,65	173,1
6	ლიტვა	16,77	174,3
7	რუსეთი	7,65	79,5
8	საქართველო	9,62	100
9	სერბეთი	8,53	88,6
10	სომხეთი	7,83	81,4

მართალია, ქვეყანაში ელექტროენერგიის ტარიფის დონე არაპროპორციულ თანაფარდობაშია ხელფასის დონესთან მიმართებაში, მაგრამ ტარიფის დადგენის დროს იძულებული ვართ გავითვალისწინოთ ის, რომ ელექტროენერგიის ტარიფს განსაზღვრავს მისი გამომუშავება-მიწოდების დანახარჯები და დამოკიდებული არ არის მოსახლეობისა და წარმოება-დაწესებულებების გადახდის უნარიანობასთან.

## 1.2. ქსელში ელექტროენერგიის დანაკარგები და გადაცემის ტარიფი

ელექტროგადაცემის ქსელში ელექტროენერჯის დანაკარგები დამოკიდებულია, ერთი მხრივ, გადასაცემი სიმძლავრეზე და, მეორე მხრივ გადაცემის საშუალებათა (ელექტროგადაცემის ხაზები და ტრანსფორმატორები) ელექტრულ პარამეტრებზე, კერძოდ, მათ აქტიურ წინაღობაზე. ხაზის აქტიური წინაღობა მით დიდია, რაც უფრო გრძელია ხაზი.

ელექტრული ქსელის ეკონომიკური მაჩვენებლების ამადლების ერთერთ ღონისძიებას წარმოადგენს ქსელში აქტიური სიმძლავრისა და ენერჯის დანაკარგების შემცირება. ზოგადად, ქსელის ელემენტის აქტიურ წინაღობაში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგი განისაზღვრება ამ წინაღობაში გამავალი დენის მიხედვით. მაგრამ, როცა ცნობილია ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები, მაშინ დანაკარგები შეგვიძლია გამოვთვალოთ კვანძური გენერაციისა და დატვირთვების მიხედვით [2, 3]

$$\Delta P_p = \frac{1}{U_6^2} \sum_{k=1}^n \sum_{f=1}^n P_k P_f R_{kf} \quad \text{და} \quad \Delta P_q = \frac{1}{U_6^2} \sum_{k=1}^n \sum_{f=1}^n Q_k Q_f R_{kf}$$

სადაც:  $n$  – ქსელის კვანძების (გენერაციის და დატვირთვის) საერთო რაოდენობა;

$P, Q$  – კვანძების აქტიური და რეაქტიული დატვირთვები, მგვტ, მგვარ;

$R_{kf}$  – კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობა, დაყვანილი ერთ ნომინალურ (ბაზისურ) ძაბვაზე, ომი;

$U_6$  – ქსელის ნომინალური (ბაზისური) ძაბვა, კვ.

გენერაციის კვანძის შემთხვევაში  $P, Q$  აიღება დადებითი (+) ნიშნით, ხოლო მოხმარების კვანძის შემთხვევაში კი უარყოფითი (-) ნიშნით.

ენერგეტიკული სისტემა დიდი ხელოვნური სისტემაა, რომლის რეჟიმის მართვა მისი ფუნქციონირების საკვანძო საკითხია. მართვის პროცესში, სისტემის ცალკეულ დანადგარ-მოწყობილობათა მუშაობის მაღალეფექტურობის მიღწევის გარდა, უზრუნველყოფილი უნდა იქნეს მომხმარებელთა შეუფერხებელი ენერგომომარაგება იაფი და მაღალი ხარისხის ენერჯით.

მომხმარებლებთან მიწოდებული ელექტროენერჯის ტარიფის ძირითად კომპონენტებს შეადგენს ენერჯის გენერაციისა და გადაცემა-განაწილების ტარიფები. გენერაციის საშუალოშეწონილი ტარიფი ცალკეულ ელექტროსადგურზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის ღირებულების ფუნქციაა და მით მაღალია, რაც უფრო მეტია ენერგობალანსში მონაწილე იმ ელექტროსადგურის ხვედრითი წილი, რომლის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ღირებულება მაღალია. გადაცემა-განაწილების ტარიფი მით მაღალია, რაც მეტია ელექტროენერჯის დანაკარგები გადაცემა-განაწილების ქსელში ანუ რაც უფრო ელექტრულად გრძელი გზით ხორციელდება მომხმარებელთა ელექტრომომარაგება.

ენერჯოსისტემის რეჟიმების ოპტიმიზაციის ამოცანათა რიცხვს მიეკუთვნება ელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანა, რომელიც ითვალისწინებს ცალკეული ელექტროსადგურებისა და გადაცემა-განაწილების ქსელის ენერგეტიკულ მახასიათებლებს. ამ ამოცანის მიზანია, ქსელში დანაკარგების გათვალისწინებით, პირველადი ენერჯორესურსის ხარჯის მინიმიზაცია თბოელექტროსადგურებზე [2, 4].

წყალუხვობის პერიოდში, როცა ჰიდროსადგურებზე წყლის უხვი მოდინებაა და დატვირთვის დაფარვაში თბოსადგურების წილი მინიმუმამდეა დაყვანილი (ან საერთოდ გამორთულია), თბოელექტროსადგურებზე პირველადი ენერჯორესურსის ხარჯის მინიმიზაციის ამოცანა აზრს კარგავს. ამ პირობებში ოპტიმალურია დატვირთვის დაფარვაში უფრო მეტი ხვედრითი წილით მონაწილეობდეს ის ჰიდროელექტროსადგურები, რომელთა მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი უფრო დაბალია და, ამასთან, ელექტრულად უფრო ახლოსაა მომხმარებლებთან.

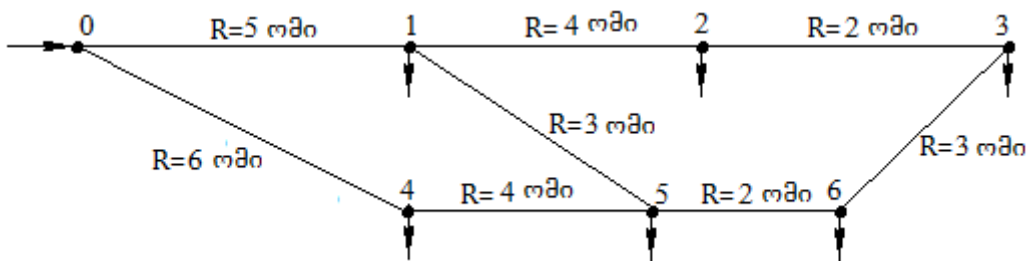
ამ და ოპტიმიზაციის სხვა სახის ამოცანათა გადაწყვეტისას საჭიროა წინასწარ დადგენილი იქნეს ელექტრული ქსელის კვანძების, ანუ გენერაციისა და დატვირთვის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები  $Z_{ij}$ .

კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მნიშვნელობები დამოკიდებულია როგორც ქსელის ელემენტების გრძივ ელექტრულ პარამეტრებზე,

ასევე ამ ქსელის კონფიგურაციაზე. შეკრული ქსელის კონფიგურაციის შეცვლა (რომელიმე ხაზის რემონტში ჩაყენება ან რემონტიდან გამოყვანა და ჩართვა), პრაქტიკულად მთლიანად ცვლის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მატრიცის ყველა ელემენტის რიცხვით მნიშვნელობებს და ამ წინაღობათა განსაზღვრის ერთეულოვანი დენის მეთოდის გამოყენება პრაქტიკულ ღირებულებას კარგავს გაზრდილი შრომატევადობის გამო.

ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მატრიცა ამავე კვანძების საკუთარ და ურთიერთ გამტარობათა მატრიცის შებრუნებული მატრიცაა  $Z_{kk}=(Y_{kk})^{-1}$ .

$Y_{kk}$  მატრიცის დადგენა მარტივია. კერძოდ,  $i$  კვანძის საკუთარი გამტარობა  $Y_{ii}$  ამ კვანძთან მიერთებული ქსელის ყველა უბნის შებრუნებულ წინაღობათა ჯამის ტოლია  $Y_{ii}=\sum_{j=1}^n Z_{ij}^{-1}$ , ხოლო  $i$  და  $j$  კვანძების ურთიერთ გამტარობა ამ კვანძების დამაკავშირებელი უბნის წინაღობის შებრუნებული სიდიდეა  $Y_{ij}=Z_{ij}^{-1}$  [5]. მაგალითად, ნახ.1.1-ზე წარმოდგენილი ელექტრული ქსელისთვის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ გამტარობათა მატრიცა ნაჩვენებია ცხრ.1.1-ის სახით. ამ მატრიცის შებრუნებით მივიღებთ ამ ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მატრიცას (ცხრ.1.2.).



ნახ.1.1

ცხრ.1.1.

	1	2	3	4	5	6
1	0,783333	-0,25	0	0	-0,333333	0
2	-0,25	0,75	-0,5	0	0	0
3	0	-0,5	0,833333	0	0	-0,333333
4	0	0	0	0,41667	-0,25	0
5	-0,333333	0	0	-0,25	1,083333	-0,5

6	0	0	-0,33333	0	-0,5	0,83333
---	---	---	----------	---	------	---------

ცხრ.1.2.

	1	2	3	4	5	6
1	3,55966	3,312746	3,189288	1,728370	2,880640	3,004099
2	3,312746	5,880649	5,16460	2,024664	3,374467	4,090516
3	3,189288	5,16460	6,152256	2,172811	3,621381	4,633725
4	1,728370	2,024664	2,172811	3,925877	2,543181	2,395034
5	2,880640	3,374467	3,621381	2,543181	4,238668	3,991755
6	3,004099	4,090516	4,633725	2,395034	3,991755	5,448546

ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა და გამტარობათა შორის  $Z_{კვ}=(Y_{კვ})^{-1}$  დამოკიდებულება საშუალებას გვაძლევს გავამარტივოთ ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობების მნიშვნელობათა დადგენის პროცედურა [7]. კერძოდ, ქსელის კონფიგურაციის შეცვლისას (არსებული ხაზის გამორთვა ან ახალი ხაზის ჩართვა) შეიცვლება ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ გამტარობათა მატრიცის მხოლოდ რამდენიმე ერთეული წევრი (ელემენტი), რომელთა რიცხვითი მნიშვნელობების გამოთვლა მარტივია. ასევე, ქსელში ახალი კვანძის ჩართვით გამტარობათა არსებულ მატრიცას დაემატება ახალი, არასრულად შევსებული (რამდენიმე ელემენტიანი) სვეტი და სტრიქონი. ყველა ეს ცვლილება შეეხება მხოლოდ იმ კვანძების საკუთარ და ურთიერთ გამტარობებს, რომლებთანაც მოხდა ქსელის ახალი ელემენტის მიერთება ან გამორთვა. მაგალითად, მაგალითად, ნახ.1.1-ზე ნაჩვენებ ქსელში 1-5 უბნის რემონტში ჩააყენებისას (გამორთვისას) ცხრ.1.1-ში ნაჩვენებ გამტარობათა მატრიცაში შეიცვლება მხოლოდ  $Y_{11}$ ,  $Y_{55}$  და  $Y_{15}=Y_{51}$  წევრები (ცხრ.1.3). ამ მატრიცის შებრუნებით მივიღებთ შეცვლილი კონფიგურაციის მქონე ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მატრიცას (ცხრ.1.4.).

ცხრ.1.3. (გამორთულია უბანი 1-5)

	1	2	3	4	5	6
1	<b>0,45</b>	-0,25	0	0	<b>0</b>	0

2	-0,25	0,75	-0,5	0	0	0
3	0	-0,5	0,83333	0	0	-0,33333
4	0	0	0	0,41667	-0,25	0
5	0	0	0	-0,25	0,75	-0,5
6	0	0	-0,33333	0	-0,5	0,83333

ცხრ.1.4.

	1	2	3	4	5	6
1	4,038458	3,269225	2,884608	1,153827	1,923061	2,307677
2	3,269225	5,884605	5,19229	2,076889	3,461509	4,153819
3	2,884608	5,19229	6,346138	2,53842	4,230733	5,07689
4	1,153827	2,076889	2,53842	4,615315	3,692254	3,230723
5	1,923061	3,461509	4,230733	3,692254	6,153805	5,384581
6	2,307677	4,153819	3,230723	3,230723	5,384581	6,46151

თუ ნახ.1.1-ზე ნაჩვენებ ქსელში დამატებით ჩაერთო 2-6 უბანი, რომლის აქტიური წინაღობა  $R=4$  ომი, მაშინ გამტარობათა საწყის მატრიცაში შეიცვლება მე-2 და მე-6 კვანძების საკუთარი გამტარობები  $Y_{22}$ ,  $Y_{66}$  და გაჩნდება ამ კვანძების ურთიერთ გამტარობა  $Y_{26}=Y_{62}$  (ცხრ.1.5) და, შესაბამისად, ამ მატრიცის შებრუნებით მივიღებთ ახალი კონფიგურაციის მქონე ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მატრიცას (ცხრ.1.6.).

ცხრ.1.5. (დამატებით ჩაერთო 2-6 უბანი)

	1	2	3	4	5	6
1	0,78333	-0,25	0	0	-0,33333	0
2	-0,25	1,0	-0,5	0	0	-0,25
3	0	-0,5	0,83333	0	0	-0,33333
4	0	0	0	0,41667	-0,25	0
5	-0,33333	0	0	-0,25	1,08333	-0,5
6	0	-0,25	-0,33333	0	-0,5	1,08333

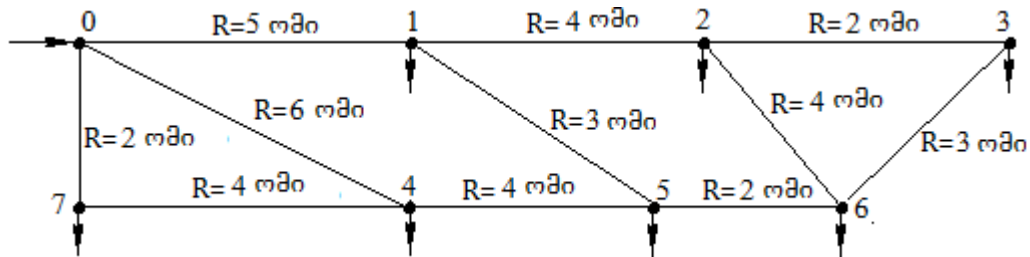
ცხრ.1.6.

	1	2	3	4	5	6
--	---	---	---	---	---	---

1	3,546397	3,235516	3,166432	1,744404	2,907364	3,062804
2	3,235516	5,43241	5,03172	2,11746	3,529128	4,430681
3	3,166432	5,03172	6,112899	2,200361	3,667297	4,734653
4	1,744404	2,11746	2,200361	3,906713	2,511241	2,324713
5	2,907364	3,529128	3,667297	2,511241	4,185435	3,874553
6	3,062804	4,430681	4,734653	2,324713	3,874553	5,190615

მიღებული შედეგების ანალიზი გვიჩვენებს, რომ ქსელში ერთი ხაზის რემონტი ჩაყენებისას ან ახალი ხაზის დამატებით, გამტარობათა მატრიცაში იცვლება მხოლოდ ოთხი ელემენტი. წინააღმდეგობათა მატრიცაში კი ყველა ელემენტის რიცხვითი მნიშვნელობა შეიცვალა.

დავუშვათ, რომ 2-6 უბნის ჩართვის შემდეგ ელექტროსისტემაში გაჩნდა ახალი მომხმარებელი - კვანძი 7 (ნახ.2). ეს კვანძი ქსელთან მიერთებულია 0-7 და 4-7 უბნების საშუალებით, რომელთა წინააღმდეგობებია 2 და 4 ომი შესაბამისად.



ნახ.1.2.

ამ შემთხვევაში გამტარობათა ბაზისურ მატრიცად უნდა ავიღოთ ცხრ.1.5-ში ნაჩვენებ მატრიცა, სადაც უკვე გათვალისწინებულია 2-6 უბნის არსებობა და ამ მატრიცას, მე-7 კვანძის დამატებით, დავუმატოთ მე-7 სვეტი და მე-7 სტრიქონი შესაბამისი საკუთარი და ურთიერთ გამტარობით (ცხრ.1.7). ასევე,  $Y_{44}$  უნდა შევცვალოთ 4-7 უბნის დამატების გამო. ამ მატრიცის შებრუნებით მივიღებთ ახალი კონფიგურაციის მქონე ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინააღმდეგობათა მატრიცას (ცხრ.1.8).

ცხრ.1.7. (დამატებით ჩაირთო 2-6 უბანი და გაჩნდა მე-7 მომხმარებელი)

	1	2	3	4	5	6	7
1	0,78333	-0,25	0	0	- 0,33333	0	0
2	-0,25	1,0	-0,5	0	0	-0,25	0
3	0	-0,5	0,83333	0	0	-0,33333	0
4	0	0	0	0,66667	-0,25	0	-0,25
5	- 0,33333	0	0	-0,25	1,08333	-0,5	0
6	0	-0,25	- 0,33333	0	-0,5	1,08333	0
7	0	0	0	-0,25	0	0	0,75

ცხრ.1.8.

	1	2	3	4	5	6	7
1	3,239241	2,862672	2,77899	1,056506	2,465182	2,653466	0,352169
2	2,862672	4,979829	4,56142	1,282448	2,992381	3,933803	0,427483
3	2,77899	4,56142	5,624187	1,332658	3,109536	4,218321	0,444219
4	1,056506	1,282448	1,332658	2,366117	1,520944	1,407972	0,788706
5	2,465182	2,992381	3,109536	1,520944	3,54887	3,285271	0,506981
6	2,653466	3,933803	4,218321	1,407972	3,285271	4,645102	0,469324
7	2,653466	0,427483	0,44421	0,788706	0,506981	0,469324	1,596235

მაშასადამე, ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა დადგენის ზემოთ აღწერილი მეთოდი ბაზისად იღებს არსებული ელექტული ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ გამტარობათა მატრიცას, რომლის შებრუნებით მივიღებთ კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მატრიცას. ქსელის კონფიგურაციის ცვლილებისას შევცვლით გამტარობათა ბაზისური მატრიცის მხოლოდ რამდენიმე წევრს და ახლად მიღებული გამტარობათა მატრიცის შებრუნებით მივიღებთ შეცვლილი კონფიგურაციის მქონე ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობათა მატრიცას.



ამრიგად, ელექტროსისტემის გადაცემის ქსელის პერსპექტიული განვითარებისას ყოველი ახლად მიღებული კონფიგურაციის მქონე ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღმდეგობები მარტივად შეიძლება დადგენილი იქნეს ბაზისად მიღებული არსებული ქსელის (კონფიგურაციის შეცვლამდე) კვანძების საკუთარ და ურთიერთ გამტარობათა მატრიცის გამოყენებით.

აღწერილი მეთოდის საფუძველზე მარტივად შეიძლება დადგენილი იქნეს ნებისმიერი სირთულის ელექტროგადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღმდეგობათა მატრიცა მისი განვითარების ნებისმიერ ეტაპზე.

### 1.3. საქართველოს ჰიდროელექტროსადგურების დატვირთულობის ანალიზი

წყალუხვობის პერიოდში მდინარეებში წყლის ბუნებრივი ხარჯი მნიშვნელოვნად აღემატება ამ სადგურზე წყლის საპროექტო ხარჯს და, შესაბამისად, ჰიდროსადგურებს შეუძლიათ აიღოს დადგმული სიმძლავრის ტოლი დატვირთვა.

ელექტროსისტემის დატვირთვის გრაფიკის დაფარვაში მოცემული ჰიდროსადგურის მონაწილეობის სადისპეტჩერო გრაფიკის შედგენისას გათვალისწინებული უნდა იქნეს ორი ფაქტორი. ერთი, სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი და, მეორე, ამ ენერჯის ქსელში ტრანსპორტირების ხარჯები.

ცხრ.1.9-ში ნაჩვენებია წყალუხვობის პერიოდში საქართველოს ელექტროსისტემის ჰიდროსადგურების (არა ყველა სადგურის) დღეღამური დატვირთულობის ერთი კერძო შემთხვევა. ამ ცხრილის ანალიზი გვიჩვენებს, რომ სადგურების დატვირთვულობა რაიმე კანონზომიერებას არ ექვემდებარება. მაგალითად, ქალაქ ქუთაისის რეგიონის მომხმარებლებიდან ლაჯანურიჰესი უფრო შორსაა, ვიდრე გუმათი-1,2, მაგრამ ლაჯანურიჰესის დატვირთვულობა მთელი დღეღამის განმავლობაში თითქმის 100%-ს აღწევს, მაშინ როცა გუმათი-1,2-ის დატვირთვულობა შეადგენს 70-85%-ს. ამასთან, ლაჯანურიჰესის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი 3,80 თეთრი/კვტსთ-ია, ხოლო

გუმათი-1,2-ის მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი უფრო ნაკლებია და შეადგენს 3,64 თეთრი/კვტს. ასევე, ვარდნილიჰესი გაცილებით შორსაა გურია-აჭარის რეგიონის მომხმარებლებიდან, ვიდრე აწჰესი და ბჟუჟაჰესი, მაგრამ ვარდნილიჰესის დატვირთულობა 60-80%-ის ფარგლებშია, მაშინ როცა აწჰესის დატვირთულობა შეადგენს 18-25%-ს, ხოლო ბჟუჟაჰესის დატვირთულობა კი 33-42%-ს. ასევე, არავითარ ლოგიკას არ ექვემდებარება ხადორიჰესის დატვირთვის გრაფიკი. ამ სადგურის საათური დატვირთულობა მთელი დღეღამის განმავლობაში სულ 100%-ია და მასზე სისტემის დატვირთვის გრაფიკის ცვალებადობის გავლენა არ ჩანს. ამასთან ამ სადგურის მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი მაღალია, ვიდრე სხვა სადგურებისა, რომელთა ტარიფი უფრო დაბალია.

სადგურებს შორის დატვირთვის ასეთი არალოგიკური განაწილება, ბუნებრივია, ვერ უზრუნველყოფს გადაცემის ქსელის მუშაობის მაღალეფექტურობას. ეს პრობლემა მოხსნილი იქნება თუ ჰიდროსადგურებს შორის სისტემის დატვირთვის განაწილებით ზემოთ აღნიშნული ორი ფაქტორის (სადგურზე გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი და მომხმარებლებიდან სადგურის ელექტრული დაშორება) გათვალისწინებით.

ცხრ.1.9. საქართველოს ელექტროსისტემის ჰიდროსადგურების დატვირთულობა წყალუხვობის პერიოდში. 27 ივნისი, 2013 წ.

სთ	ელექტრული სისტემის დატვირთვა, მგვტ	ჰიდროსადგურების მუშა სიმძლავრე (P <sub>მუშა</sub> მგვტ), დატვირთულობა %-ებში სადგურის მუშა სიმძლავრის მიმართ და გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ზღვრული ტარიფი (C, თეთრი/კვტს).												
		ენგური, P <sub>მუშა</sub> =1040, C=1,187	ვარდნილი P <sub>მუშა</sub> =140, C=1,17	ქინვალდი P <sub>მუშა</sub> =80, C=1,83	ლაჯანური P <sub>მუშა</sub> =74, C=3,8	გუმათ-1,2 P <sub>მუშა</sub> =58, C=3,64	რიონი P <sub>მუშა</sub> =37,5, C=3,5	ვარციხე P <sub>მუშა</sub> =161, C=1,25	ზაჰესი P <sub>მუშა</sub> =37, C 1,42	ორთაქალა P <sub>მუშა</sub> =18, C=2,5	ბჟუჟა P <sub>მუშა</sub> =12, 0 C=--	ჩითახევი P <sub>მუშა</sub> =21,0 C=--	ხადორი P <sub>მუშა</sub> =26,0 C=8,75	აწჰესი P <sub>მუშა</sub> =16,0 C=3,85
1	1003	58,8	59,0	48,5	100	70,7	98,9	57,8	32,4	37,8	33,3	47,6	100	25,0
2	882	23,5	59,0	75,4	100	71,6	100	58,0	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0
3	860	13,4	53,6	75,4	100	71,6	100	56,5	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0

4	873	15,7	54,2	75,4	100	60,5	100	56,4	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0
5	859	21,6	53,6	48,4	100	71,0	100	56,1	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0
6	834	20,4	53,6	48,3	100	71,4	100	53,4	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0
7	871	23,8	53,6	48,8	100	71,9	100	54,4	32,4	38,3	33,3	47,6	100	25,0
8	952	32,7	53,4	49,1	81,1	72,2	100	55,0	32,4	38,3	33,3	52,4	100	25,0
9	1049	42,7	53,4	49,5	81,1	75,3	100	55,2	32,4	38,9	33,3	52,4	100	25,0
10	1181	47,7	92,1	49,5	81,1	75,7	60,4	55,5	32,4	43,3	33,3	52,4	100	25,0
11	1206	54,3	92,1	49,5	81,1	75,9	66,1	56,0	32,4	43,3	33,3	52,4	100	25,0
12	1234	64,7	92,1	49,9	95	76,1	65,9	55,0	32,4	42,8	33,3	52,4	100	25,0
13	1202	64,1	93,0	49,8	95	75,0	65,9	55,8	32,4	40,0	33,3	52,4	100	25,0
14	1226	64,9	93,0	50,0	95	75,3	65,9	56,1	35,1	38,9	41,7	52,4	100	18,8
15	1216	63,9	93,0	50,4	95	75,9	66,1	54,0	35,1	38,9	41,7	52,4	100	18,8
16	1205	63,8	93,0	50,4	95	75,9	66,1	52,9	35,1	38,9	41,7	52,4	100	18,8
17	1217	63,9	93,0	50,0	95	75,7	66,1	55,9	35,1	38,9	41,7	52,4	100	18,8
18	1199	61,5	93,0	63,1	95	75,0	97,1	58,8	35,1	38,9	41,7	52,4	100	18,8
19	1166	54,4	93,0	64,1	95	85,0	97,3	64,6	35,1	52,8	41,7	52,4	100	18,8
20	1166	52,6	77,9	65,0	95	76,6	98,7	64,6	35,1	56,7	41,7	52,4	100	18,8
21	1245	61,3	77,9	65,0	95	77,1	98,7	62,7	35,1	45,0	41,7	52,4	100	18,8
22	1335	67,9	77,9	65,0	95	77,6	98,7	63,4	35,1	44,4	41,7	52,4	100	18,8
23	1239	63,1	77,9	64,1	95	72,8	100	60,4	35,1	40,6	41,7	52,4	100	18,8
24	1087	46,4	77,9	65,6	95	73,3	100	57,1	35,1	39,4	41,7	52,4	100	18,8

შენიშვნა: ბჟუჟაჰესი და ჩითახევიჰესი დერეგულირებული სადგურებია და მათ მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი თავისუფალია.

### დასკვნა თავი 1-ის მიმართ

თავი 1-ში ჩატარებულია საქართველოში და უცხოეთის ქვეყნებში არსებული ტარიფების შედარებითი ანალიზი, ნაჩვენებია, რომ საქართველოში ელექტროენერჯის ტარიფი სხვა ქვეყნებთან შედარებით არც ყველაზე მაღალია და არც ყველაზე დაბალი. ასევე, ნაჩვენებია ელექტროსისტემის გადაცემის ქსელის პერსპექტიული განვითარებისას ყოველი ახლად მიღებული კონფიგურაციის მქონე ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღმდეგობების გამოთვლის გამარტივებული მეთოდი. ეს მეთოდი ეყრდნობა კონფიგურაციის შეცვლამდე არსებული ქსელის კვანძების საკუთარ და ურთიერთ გამტარობათა მატრიცას,

რომელშიც ხორციელდება მცირეოდენი ცვლილება ქსელის კონფიგურაციისა ან სხვა საწყისი მონაცემების შეცვლის შესაბამისად.

საქართველოს ელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის განაწილების ანალიზი გვიჩვენებს, რომ ეს განაწილება არაოპტიმალურია, რაც ბუნებრივია, ვერ უზრუნველყოფს გადაცემის ქსელის მუშაობის მაღალეფექტურობას. ეს პრობლემა მოხსნილი იქნება თუ ჰიდროსადგურებს შორის სისტემის დატვირთვას გავანაწილებთ ორი ფაქტორის გათვალისწინებით. კერძოდ, სადგურზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფებს შორის თანაფარდობისა და მომხმარებლებიდან სადგურის ელექტრული დამორების გათვალისწინებით.

## **თავი 2. წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობის მათემატიკური მოდელი**

### **2.1. ოპტიმიზაციის ამოცანათა მათემატიკური მოდელი**

ოპტიმიზაციის ამოცანის მათემატიკური მოდელი ეს არის განტოლებათა სისტემა, რომელიც საწარმოო ტექნოლოგიური პროცესის ტექნიკურ-ეკონომიკურ მაჩვენებელს აკავშირებს გამოსაკვლევ იბიექტის იმ არსებით მაჩვენებელთან, რომლებიც ამოცანის საძიებელ პარამეტრებს წარმოადგენს.

ნებისმიერი ტექნოლოგიური პროცესის მართვის მათემატიკური მოდელი ზოგადად შეიცავს განტოლებათა (თანაბარდობათა) ხუთ ჯგუფს: ეფექტურობის განტოლება; კავშირის განტოლება; შეზღუდვის განტოლება და უტოლობა; ოპტიმალური მართვის განტოლება; ადაპტაციის განტოლება [2, 3, 4].

ეფექტურობის განტოლება წარმოადგენს საწარმოო ტექნოლოგიური პროცესის მიმდინარეობის მახასიათებელი ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლის მათემატიკურ გამოსახულებას იმ საძიებელ პარამეტრებთან (დავალებასთან) მიმართებაში, რომლებიც ამ პროცესს განაპირობებენ. მაგალითად, კონდენსაციურ ელექტროსადგურზე ტექნოლოგიური პროცესი ეს არის პირველადი ენერგო-

რესურსის (სათბობის) დაწვის შედეგად ელექტრული ენერჯის მიღების პროცესი. ამ პროცესის დავალებაა დროის მოცემულ ინტერვალში გარკვეული რაოდენობის ელექტროენერჯის გამომუშავება. ამ შემთხვევაში ოპტიმიზაციის ამოცანის მიზანს წარმოადგენს დავალების შესრულება განხორციელდეს პირველადი ენერჯო-რესურსის (სათბობის) მინიმალური ხარჯის პირობებში. ამიტომ ხშირად ეფექტურობის განტოლებას მიზნის ფუნქციასაც უწოდებენ. სათბობის ხარჯის მინიმუმის მოთხოვნა წარმოადგენს ამოცანის კრიტერიუმს ანუ იმ საზომს, რომლის მიხედვითაც შეფასდება თუ რამდენად მიღწეულია დასმული ამოცანის მიზანი.

ენერგეტიკაში საკმარისად ბევრი ამოცანა შეიძლება აღმოჩნდეს მრავალკრიტერიალური ანუ მისი შეფასება უნდა განხორციელდეს სხვადასხვა კრიტერიუმების მიხედვით ერთდროულად. ამ შემთხვევაში მიზნის ფუნქციის შედგენა (მათემატიკური ჩაწერა) საკმარისად გართულებულია.

ეფექტურობის განტოლება ანუ მიზნის ფუნქცია კრიტერიუმის მითითებით შეიძლება ჩაიწეროს სახეში

$$\Psi (y_i, x_j) \Rightarrow \min/\max \quad (2.1)$$

სადაც:  $x_j$  - საძიებელ ანუ გამომავალ ცვლადთა სიმრავლე;

$y_i$  - შემავალ (დამოკიდებულ) ცვლადთა სიმრავლე.

კავშირის განტოლება აღწერს კავშირს წარმოების ტექნოლოგიური პროცესის შემავალ  $y_i$  და გამომავალ  $x_j$  პარამეტრებს შორის

$$y=y(x) \quad (2.2)$$

ამ დამოკიდებულებას წარმოების (ობიექტის) ტექნოლოგიური პროცესის მახასიათებელს უწოდებენ. იგი შეიძლება წარმოდგენილი იქნეს ცხრილების ან მრუდების სახით. ოპტიმიზაციის ამოცანებში უფრო მოხერხებულია მისი ანალიზური სახით წარმოდგენა. მაგალითად, აგრეგატის (დანადგარის) ან მოწყობილობის სახარჯო მახასიათებელი.

შეზღუდვის განტოლებები ანუ უტოლობები წარმოადგენს შეზღუდვებს, რომლებიც დაედება ტექნოლოგიური პროცესის შემავალ ან გამომავალ პარამეტრების ტოლობის ან უტოლობის სახით. ეს შეზღუდვები გამოსახავენ იმ

პირობებს, რაც აუცილებლად უნდა შესრულდეს ტექნოლოგიური პროცესის რეალურად განხორციელების თვალსაზრისით.

შეზღუდვის განტოლება, რომელიც წარმოადგენს კავშირს ტექნოლოგიური პროცესის გამოსავალ პარამეტრებს შორის შეიძლება ჩაიწეროს შემდეგ სახეში

$$\begin{aligned}
 W_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\
 &\dots \\
 W_k(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\
 &\dots \\
 W_m(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0
 \end{aligned}
 \tag{2.3}$$

სადაც:  $m$  - შეზღუდვის განტოლებათა რაოდენობა;

$n$  - საძიებელ პარამეტრთა რაოდენობა.

იმისთვის, რომ ოპტიმიზაციის ამოცანას გაჩნდეს ალტერნატიული ამოხსნები, რომელთა შორის უნდა მოიძებნოს საუკეთესო (ოპტიმალური), აუცილებელია სრულდებოდეს პირობა  $m < n$ . წინააღმდეგ შემთხვევაში ამოცანას ან არ გააჩნია ამოხსნა (როცა  $m > n$ ), ან აქვს ერთადერთი ამონახსნი (როცა  $m = n$ ). ამ ბოლო შემთხვევაში ამონახსნი, ზოგადად, არ არის საუკეთესო (ოპტიმალური).

შეზღუდვა შეიძლება იყოს მკაცრი და არამკაცრი. მკაცრი შეზღუდვის დარღვევა დაუშვებელია, რადგან მან შეიძლება გამოიწვიოს ელემენტის (ობიექტის) დაზიანება ან ეწინააღმდეგება პროცესის ფიზიკურ აზრს. არამკაცრი შეზღუდვის დარღვევისას შეიძლება დიდი ჰქონდეს გარკვეულ უარყოფით მოვლენას (მაგალითად პროდუქციის გამოშვების გეგმის შესრულებლობა და სხვ.) მაგრამ იგი არ იწვევს რაიმე ავარიულ სიტუაციას.

უტოლობის სახის შეზღუდვა შეიძლება იყოს ცალმხრივი ან ორმხრივი. ეს უტოლობა გვიჩვენებს შემავალი და გამომავალი ცვლადების დასაშვებ ზღვრებს. საძიებელი ცვლადისთვის შეზღუდვა ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$X_{j,\min} \leq X_j \leq X_{j,\max}
 \tag{2.4}$$

ოპტიმალური მართვის ანუ ოპტიმიზაციის განტოლება საშუალებას გვაძლევს განვახორციელოთ პროცესის ოპტიმალური მართვა. იგი მიიღება მიზნის, კავშირისა

და შეზღუდვის განტოლებათა ერთობლიობრივი გათვალისწინებით და წარმოადგენს კავშირს საძიებელ ცვლადებსა და ოპტიმიზაციის მიზანს შორის.

ადაპტაციის განტოლება ითვალისწინებს მიმდინარე ტექნოლოგიურ პროცესში მოწოდებულ რეალურ ინფორმაციასა და პროგნოზირებულ (საწყის) ინფორმაციას შორის განსხვავებას. საკითხისადმი ამ კუთხით მიდგომა უკავშირდება მას, რომ ოპტიმიზაციის ამოცანის ამონახსნი, რომელიც მიიღება პროგნოზირებული ინფორმაციის საფუძველზე, მოითხოვს კორექტირებას, რადგანაც არსებული რეალური ინფორმაცია გარკვეული ხარისხით განსხვავდება პროგნოზირებული ინფორმაციისგან.

ადაპტაციის განტოლების დანიშნულებაა პროგნოზირებული და რეალური საწყისი ინფორმაციების საფუძველზე დადგენილი ამოხსნების რეალიზაციისას მიღებულ ეფექტებს შორის განსხვავება დაყვანილი იქნეს მინიმუმამდე.

ოპტიმიზაციის ამოცანის ხასიათის, შინაარსისა და მიზნის შესაბამისად შეიძლება ვისარგებლოთ სრული ან გამარტივებული მათემატიკური მოდელით. საწარმოო ტექნოლოგიური პროცესის სრული მათემატიკური მოდელი შეიცავს ზემოთ აღნიშნულ ხუთივე სახის განტოლებებს. გამარტივებულ მათემატიკურ მოდელს მიეკუთვნება შეფასებითი (იმიტაციის) და ოპტიმიზაციური მოდელი. შეფასებითი მათემატიკური მოდელი არ შეიცავს მართვისა და ადაპტაციის განტოლებებს, ხოლო ოპტიმიზაციური მოდელი კი არ შეიცავს მხოლოდ ადაპტაციის განტოლებას.

შეფასებითი მოდელით სარგებლობისას კავშირისა და შეზღუდვის განტოლებების (უტოლობების) საფუძველზე ახდენენ მიზნის ფუნქციის გამოთვლასა და ოპერატორს საშუალება აქვს შეაფასოს ტექნოლოგიური პროცესის მიმდინარეობის ესა თუ ის ვარიანტი. ოპტიმიზაციური მოდელი, რომელიც დამატებით შეიცავს მართვის განტოლებას, ამოცანის ამოხსნის შედეგად გვამღებს საძიებელ ცვლადთა სიმრავლეს, რომელთა რეალიზაციისას მიღწეული იქნება დასახული მიზანი - ტექნოლოგიური პროცესის მიმდინარეობის საუკეთესო ვარიანტი.

მათემატიკური მოდელის სახე მნიშვნელოვნად დამოკიდებულია არსებული ინფორმაციის სიზუსტეზე, ამ ინფორმაციის მიღება-გადამუშავების ხარისხზე და ოპტიმიზაციის მეთოდზე. როცა საწყისი ინფორმაცია მოცემულია დეტერმინირებულ სახეში და შესაძლებელია ობიექტის ტექნოლოგიური პროცესის მიზანდასახული მიმდინარეობის შესახებ მივიღოთ ადეკვატური პასუხი, მაშინ ამოცანის ამოხსნა, წინასწარ დადგენილი გლობალური კრიტერიუმის შესაბამისად, შეიძლება მთლიანად მივანდოთ გამოთვლით ტექნიკას მათემატიკური მოდელის გამოყენების საფუძველზე. ამ შემთხვევაში გვაქვს ოპტიმიზაციური მათემატიკური მოდელი. სხვა შემთხვევებში გამოიყენება შეფასებითი მოდელები. ამ დროს გადაწყვეტილებას ღებულობს ადამიანი ან ადამიანთა ჯგუფი გამოცდილებასა და ინტუიციაზე დაყრდნობით.

ოპტიმიზაციის ამოცანის ამოხსნა ნიშნავს ტექნოლოგიური პროცესის მახასიათებელი პარამეტრების მოძიებას, რომლებიც უზრუნველყოფენ სისტემის ფუნქციონირებისა და განვითარების ეფექტურობის განტოლების (მიზნის ფუნქციის) ექსტრემუმს შეზღუდვის ყველა სახის განტოლებათა და უტოლობათა შესრულების პირობებში.

ოპტიმიზაციის ამოცანაში შეზღუდვის განტოლების გათვალისწინება ხდება ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლის გამოყენებით. კერძოდ, მიზნის ფუნქციის ნაცვლად განიხილება სპეციალური, ე.წ. ლაგრანჟის ფუნქცია, რომელიც მიიღება მიზნის ფუნქციისა და შეზღუდვის განტოლების წრფივი კომბინაციით.

ოპტიმიზაციის ამოცანაში შეზღუდვის უტოლობების გათვალისწინება ხდება შემდეგი წესით. თუ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ამოხსნის შემდეგ აღმოჩნდა, რომ რომელიმე საძიებელი ცვლადისთვის დაირღვა შეზღუდვის უტოლობა მარცხნიდან/მარჯვნიდან, მაშინ განტოლებათა სისტემაში ჩასვამენ ამ ცვლადის მარცხენა/მარჯვენა ზღვრულ რიცხვით მნიშვნელობას და ამით, ერთი მხრივ, გამოირიცხება ეს ცვლადი როგორც საძიებელი ცვლადი და, მეორე მხრივ, განტოლებათა სისტემიდან გამოირიცხება ამ ცვლადის შესაბამისი განტოლება. ე. ი. ერთით შემცირდება საძიებელ ცვლადთა რაოდენობა და, შესაბამისად,



განტოლებათა რიცხვიც. ასეთი მიდგომა გამოყენებული იქნება ყველა იმ საძიებელი ცვლადებისთვის, რომელთათვისაც დაირღვა შეზღუდვის უტოლობა. ამოვხსნით მიღებულ ახალ განტოლებათა სისტემას და დარჩენილი საძიებელი ცვლადებისთვის კიდევ ვამოწმებთ შეზღუდვის უტოლობების დარღვევის საკითხს. თუ რომელიმე საძიებელი ცვლადისთვის შეზღუდვის უტოლობის დარღვევა მოხდა, გავიმეორებთ ზემოთ აღწერილ პროცედურას და ა.შ. მანამ, სანამ ყველა ცვლადისთვის დაცული არ იქნება მისი შეზღუდვის უტოლობა.

ლაგრანჟის განუსაზღვრელ მამრავლთა მეთოდის თანახმად მიზნის ფუნქციის ექსტრემუმის ნაცვლად განვიხილავთ ლაგრანჟის ფუნქციის ექსტრემუმს, რომელსაც ჩაწერენ შემდეგ სახეში

$$L = \Psi + \sum_{k=1}^m \lambda_k W_k \Rightarrow \min \quad (2.5)$$

სადაც:  $\Psi$  – მიზნის (ეფექტურობის) ფუნქცია;

$W_k$  – შეზღუდვის განტოლებები;

$\lambda_k$  – ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლი.

ყველა საძიებელი ცვლადის მიმართ  $L$  ფუნქციის კერძო წარმოებულთა ნულთან გატოლებით მივიღებთ  $n$  განტოლებათა სისტემას

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x_1} &= \frac{\partial \Psi}{\partial x_1} + \sum_{k=1}^m \lambda_k \frac{\partial W_k}{\partial x_1} = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial x_2} &= \frac{\partial \Psi}{\partial x_2} + \sum_{k=1}^m \lambda_k \frac{\partial W_k}{\partial x_2} = 0 \\ &\dots \dots \dots \dots \dots \\ \frac{\partial L}{\partial x_n} &= \frac{\partial \Psi}{\partial x_n} + \sum_{k=1}^m \lambda_k \frac{\partial W_k}{\partial x_1} = 0 \end{aligned} \quad (2.6)$$

ამ განტოლებათა სისტემასა და (2.3) შეზღუდვის განტოლებების ერთობლივი ამოხსნით განვსაზღვრავთ საძიებელ ცვლადებს და მიღებული შედეგების მიმართ (საძიებელი ცვლადების მიმართ) გავითვალისწინებთ შეზღუდვის უტოლობებს ზემოთ აღწერილი პროცედურის მიხედვით.

ლაგრანჟის განუსაზღვრელ მამრავლთა მეთოდის უპირატესობა მდგომარეობს მასში, რომ როგორც მიზნის ფუნქციის, ასევე შეზღუდვის განტოლებათა არაწრფივობა ამოცანის ამოხსნისას არ ქმნის დამატებით სიძნელეებს.

## 2.2. სამეცნიერო-ტექნიკური ლიტერატურის მიმოხილვა

ენერგოსისტემის ელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანა ვრცლადაა განხილული ბევრ სამეცნიერო-ტექნიკურ ლიტერატურაში [2, 3, 4, 7]. ამასთან, ყველა ლიტერატურაში ამოცანის მიზანს წარმოადგენს თბოსადგურებზე სათბობის ჯამური ხარჯის მინიმუმიზაცია ანუ ამოცანის კრიტერიუმად განიხილება თბოსადგურებზე სათბობის ჯამური ხარჯის მინიმუმი

$$T = \sum_{i=1}^n T_i \Rightarrow \min$$

სადაც:  $T_i$  - წარმოადგენს სათბობის ხარჯს  $i$ -ურ თბოსადგურზე, რომელიც ჩაწერილია მეორე რიგის პოლინომის სახით ამ სადგურის  $P_i$  აქტიური დატვირთვის მიმართ (სახარჯო მახასიათებელი)

$$T_i = T_0 + aP_i + bP_i^2$$

$n$  - თბოსადგურების საერთო რიცხვი სისტემაში;

$\Delta P$  - აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები ქსელში.

შეზღუდვის განტოლების სახით განიხილება აქტიური სიმძლავრის ბალანსის განტოლება ელექტროსისტემაში

$$\sum_{i=0}^n P_i = P_{\text{ბოიბ}} + \Delta P - \sum P_{\text{კესი}}$$

$i=0$  ინდექსი მინიჭებული აქვს მახალანსებელ თბოსადგურს.

როგორც ამ ბოლო განტოლებიდან ჩანს, სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალურ განაწილებაში ჰიდროსადგურები არ მონაწილეობენ. ეს სადგურები დატვირთვის გრაფიკის დაფარვაში მონაწილეობენ თავიანთი მუშაობის თავისებურებიდან გამომდინარე. კერძოდ, სეზონური ჰესები დატვირთულია მდინარეში წყლის ხარჯის მიხედვით წლის სეზონის შესაბამისად, ხოლო წყალსაცავიანი ჰესები თავიანთ თავზე იღებენ პიკურ დატვირთვებს წყლის დღეღამური ლიმიტის ფარგლებში.

დასმული ამოცანა განიხილება ორი ქვეამოცანის სახით:

1. აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები ქსელში არ არის დამოკიდებული თბოსადგურების დატვირთვაზე და წარმოადგენს მუდმივ სიდიდეს  $\Delta P = const$ ;
2. აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები ქსელში არ არის მუდმივი სიდიდე და დამოკიდებულია თბოსადგურების დატვირთვაზე

$$\Delta P = f(P_1, P_2, \dots, P_i, \dots, P_n).$$

პირველი ქვეამოცანის შემთხვევაში სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ძირითადი პირობა ჩაიწერება თბოსადგურებზე პირველადი ენერგორესურსის (სათბობის) ფარდობითი ნაზრდების ტოლობის სახით

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \varepsilon_3 = \dots \varepsilon_i \dots = \varepsilon_n = \varepsilon_0$$

რომელიც შეზღუდვის განტოლებასთან ერთად გვამღევს ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემას.

მეორე ქვეამოცანის შემთხვევაში სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ძირითად პირობაში დამატებით შემოდის ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდები თბოსადგურების კვანძების მიმართ

$$\frac{\varepsilon_1}{1 - \sigma_1} = \frac{\varepsilon_2}{1 - \sigma_2} = \frac{\varepsilon_3}{1 - \sigma_3} = \dots = \frac{\varepsilon_i}{1 - \sigma_i} = \dots = \frac{\varepsilon_n}{1 - \sigma_n} = \varepsilon_0$$

პირველი ქვეამოცანის შემთხვევაში ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა წრფივ სისტემას წარმოადგენს, ხოლო მეორე ქვეამოცანის შემთხვევაში გვაქვს ოპტიმიზაციის განტოლებათა არაწრფივი სისტემა. აქ დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდები წინასწარ უცნობია (დამოკიდებულია საძიებელ სიდიდეებზე ანუ თბოსადგურების დატვირთვებზე). აქედან გამომდინარე, ამ ქვეამოცანის შემთხვევაში ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ამოხსნა წარმოებს იტერაციის მეთოდით, რომლის პროცესში დადგინდება და დაზუსტდება დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდები თბოსადგურების ოპტიმალურ დატვირთვებთან ერთად.

რიგ ტექნიკურ ლიტერატურაში სადურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანაში მონაწილეობს წყალსაცავიანი ჰესებიც და გვაქვს თბოჰიდროსადურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანა. აქ თითოეული წყალსაცავიანი ჰესებისთვის საჭიროა განისაზღვროს წყლის ის რაოდენობა, რომელიც მბალანსიბელ თბოსადგურზე ერთი კილოგრამი (1 ტონა) სათბობის ეკვივალენტურია. მოცემულ წყალსაცავიან ჰესზე წყლის ეს ეკვივალენტური რაოდენობა მით უფრო მცირეა, რაც უფრო დიდია წყლის მუშა დაწნევა ამ ჰესზე დროის მოცემულ მონაკვეთში.

[7]-ში სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანაში ჩართულია წყალსაცავიან ჰესებთან კასკადში მომუშავე სეზონური ჰესებიც. აქ წყალსაცავიანი ჰესების დატვირთვის ოპტიმალურ მართვასთან პარალელურად გათვალისწინებულია წყალსაცავიანი ჰესიდან კასკადში მომუშავე სეზონურ ჰესამდე წყლის ჩამოდნების ხანგრძლივობა და, შესაბამისად, სეზონური ჰესის დატვირთვის, დროში დაძრული, მართვის შესაძლებლობა.

[10]-ში (SCADA - System Control and Data Acquisition) აქტიური დატვირთვის ეკონომიკური განაწილების ფუნქცია, საწარმოო ხარჯების მინიმიზაციის მიზნით, ახორციელებს სხვადასხვა ელექტროსადგურებს შორის გენერაციის ოპტიმიზაციის კონტროლს.

ამ საუკუნის დასაწყისში აშშ-ის არგონეს ნაციონალურ ლაბორატორიაში (ANL - Argonne national laboratory) შემუშავებული იქნა და რამდენიმე ქვეყანაში

აპრობაციას გადის გენერაციისა და გადაცემის ოპტიმიზაციის (Generation and Transmission Maximization -GTMax) მოდელი [14]. ამ მოდელში არ განიხილება ენერგოსისტემის ოპტიმალური განვითარების საკითხები და, მსგავსად სხვა მოქმედი მოდელებისა, განიხილავს არსებულ ქსელში გენერაციისა და გადაცემის ოპტიმიზაციის (GTMax) საკითხებს.

### 2.3. ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობის ამოცანა

გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებამდე ელექტროენერჯის გადაცემასთან დაკავშირებული ჯამური ხარჯები შეიძლება გამოვთვალოთ შემდეგი სახის გამოსახულებით [6, 7]

$$N = \sum_{i=0}^n C_i P_i + C_{\text{გად}} \cdot \sum_{i=0}^n P_i, \quad (2.7)$$

სადაც:  $i=0 \div n$  – ელექტროსადგურების ნომერი. ამასთან, ინდექსი “0” მინიჭებული აქვს მაბალანსირებელ სადგურს;

$P_i$  – განსახილველი  $i$ -ური სადგურის დატვირთვა დღეღამის მოცემულ საათზე;

$C_i$  – ამ სადგურზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი;

$C_{\text{გად}}$  – ელექტროენერჯის გადაცემის ტარიფი.

(2.7) გამოსახულების პირველი წევრი წარმოადგენს ელექტროსადგურებიდან გადაცემის ქსელში მიწოდებული ელექტროენერჯის (ელექტროსადგურებიდან შესყიდული ელექტროენერჯის) ჯამური ღირებულებას, მეორე წევრი კი ამ ჯამური ენერჯის სატრანსპორტო ხარჯებს, რომლის შემადგენლობაში შედის ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები.

სადიებელი  $P_i$  ცვლადების მიმართ  $N$  ხარჯების მინიმიზაციის ამოცანის განხილვისას გათვალისწინებული უნდა იქნეს კავშირის განტოლებები და შეზღუდვის უტოლობები.

ჩვენს შემთხვევაში კავშირის განტოლების სახით განიხილება აქტიური სიმძლავრის ბალანსი ელექტროსისტემაში

$$W = \sum_{i=0}^n P_i - P_{\text{სისტ}} - \Delta P = 0 \quad (2.8)$$

სადაც:  $P_{\text{სისტ}}$  – სისტემის მომხმარებელთა ჯამური დატვირთვა, რომელიც შეიცავს ქსელის ელემენტების განივ გამარობებში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგებს (დანაკარგები ტრანსფორმატორების ფოლადში და საჰაერო ხაზებში გვირგვინულ განმუხტვებზე);

$\Delta P$  – აქტიური სიმძლავრის ჯამური დანაკარგები ქსელის ელემენტების გრძივ აქტიურ წინაღობებში.

შეზღუდვის უტოლობათა სახით განიხილება ელექტროსადგურების დასაშვები დატვირთვების ზედა და ქვედა ზღვრები

$$P_{i,\text{მინ}} \leq P_i \leq P_{i,\text{მაქს}} \quad (2.9)$$

(2.8)-ის გათვალისწინებით (2.7) ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$N = \sum_{i=0}^n C_i P_i + C_{\text{გაგ}} \cdot (P_{\text{სისტ}} + \Delta P) \quad (2.10)$$

ხარჯების მინიმიზაციის პირობის  $\frac{\partial N}{\partial P_i} = 0$  მოთხოვნის შესაბამისად განიხილება

ლაგრანჟის განტოლება [2]

$$L = N + \lambda W \Rightarrow \min$$

ანუ

$$L = \sum_{i=0}^n C_i P_i + C_{\text{გაგ}} \cdot (P_{\text{სისტ}} + \Delta P) + \lambda \left( \sum_{i=0}^n P_i - P_{\text{სისტ}} - \Delta P \right) \Rightarrow \min$$

საიდანაც,  $\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0$  პირობიდან გამომდინარე, ვღებულობთ

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = C_i + C_{\text{გაგ}} \cdot \sigma_{P_i} + \lambda(1 - \sigma_{P_i}) = 0$$

თუ ამ განტოლებას ჩავწერთ მაბალანსირებელი სადგურის მიმართ, რომლისთვისაც ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდი

$\sigma_{P_0} = 0$  , ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლისთვის მივიღებთ  $\lambda = -C_0$  და, შესაბამისად, გვაქვს განტოლებათა სისტემა, რომლის  $i$ -ური განტოლება ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$C_i + C_{\text{გაფ.}} \cdot \sigma_{P_i} - C_0 \cdot (1 - \sigma_{P_i}) = 0$$

საიდანაც

$$\sigma_{P_i} = \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გაფ.}}} , \quad i=1 \div n \quad (2.11)$$

სადაც:  $\sigma_{P_i}$  –  $i$ -ური სადგურის კვანძისადმი ქსელში აქტიური სიმძლავრის

დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდი;

$C_0$  – მაბალანსირებელ სადგურზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი.

თუ გავითვალისწინებთ, რომ [2]

$$\sigma_{P_i} = \frac{2}{U_6^2} \sum_{j=1}^{n+m} P_j R_{ij}$$

განტოლება (2.12) ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$\sum_{j=1}^{n+m} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გაფ.}}} , \quad i \in J \quad (2.12)$$

სადაც:  $j=1 \div n+m$  – ქსელის კვანძების ნომერი (“0” მაბალანსირებელი სადგურის ნომერია). მათ შორის  $n+1 \div n+m$  – დატვირთვის (მომხმარებლებთა)

კვანძის ნომერი;

$R_{ji}$  –  $j$  და  $i$  კვანძების ურთიერთ წინაღობა.  $J=i$  შემთხვევაში გვაქვს

კვანძის საკუთარი წინაღობა  $R_{jj}$ .

ამ განტოლებაში  $P_j$  აიღება “+” ნიშნით გენერატორული კვანძისთვის და “-” ნიშნით დატვირთვის კვანძისთვის.

(2.12) განტოლებათა სისტემიდან, (2.8) კავშირის განტოლებისა და (2.9) შეზღუდვის უტოლობათა გათვალისწინებით, განისაზღვრება ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები  $P_i$ , როცა ცნობილია მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფები  $C_i$ .

ამრიგად, დასმული ამოცანის ამოხსნის განტოლება-უტოლობათა სისტემას (ოპტიმიზაციის განტოლება-უტოლობათა სისტემა) აქვს შემდეგი სახე

$$\sum_{j=1}^{n+m} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{ბაფ}}}, \quad i \in J \quad (2.13,1)$$

$$W = \sum_{i=0}^n P_i - P_{\text{სოსტ}} - \Delta P = 0 \quad (2.13,2)$$

$$P_{i,\text{ბი6}} \leq P_i \leq P_{i,\text{მაქს}} \quad (2.13,3)$$

(2.13,1) განტოლებიდან განვსაზღვროთ  $C_i$

$$C_i = C_0 - \frac{2(C_0 + C_{\text{ბაფ}})}{U_6^2} \sum_{j=1}^{n+m} P_j R_{ji} \quad (2.14)$$

ამ გამოსახულებით განისაზღვრება ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ოპტიმალური  $C_i$  ტარიფები, როცა ცნობილია მათი  $P_i$  დატვირთვები.

(2.13,1) გამოსახულებიდან

$$P_i = \frac{1}{R_{ii}} \left[ \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{ბაფ}}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n+m} P_j R_{ij} \right] \quad (2.15)$$

ამ გამოსახულების ანალიზი გვიჩვენებს;

- $i$ -ური სადგურის ოპტიმალური  $P_i$  დატვირთვა ამ სადგურის ქსელთან მიერთების კვანძის საკუთარი  $R_{ii}$  წინაღობის უკუპროპორციულია. ეს მიუთითებს მას, რომ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა მით დაბალია, რაც უფრო ელექტრულად შორსაა იგი მაბალანსებელი სადგურიდან;
- $i$ -ური სადგურის ოპტიმალური  $P_i$  დატვირთვის სიდიდე დამოკიდებულია  $P_j R_{ij}$  წევრზე. კერძოდ, როცა  $j$  დატვირთვის კვანძია, მაშინ  $P_i$  იზრდება  $P_j R_{ij}$  წევრის ზრდისას, ხოლო თუ  $j$  გენერაციის კვანძია, მაშინ  $P_i$  მცირდება  $P_j R_{ij}$  წევრის ზრდისას. ეს მიუთითებს მას, რომ  $i$  სადგურთან ახლო მდებარე მომხმარებელი იწვევს ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის ზრდას, ხოლო

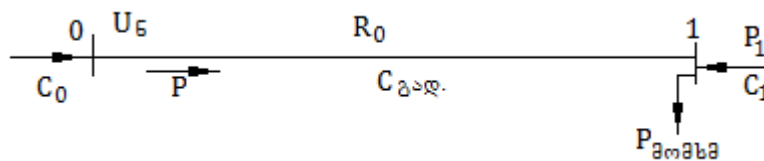


ახლო მდებარე სადგური კი იწვევს იმავე ოპტიმალური დატვირთვის შემცირებას;

- $i$ -ური სადგურის ოპტიმალური  $P_i$  დატვირთვა მით დაბალია, რაც მაღალია მის მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის  $C_i$  ტარიფი და ქსელში ელექტრო-ენერჯის გადაცემის  $C_{გად.}$  ტარიფი.

#### 2.4. ორ სადგურს შორის დატვირთვის ოპტიმალური გადანაწილება

განვიხილოთ ორ სადგურიანი უმარტივესი ელექტროსისტემა (ნახ.2.1). ამ სისტემაში  $P_{მომხმ}$  დატვირთვის მომხმარებელი პირდაპირ მიერთებულია “1” სადგურის სალტეებზე.



ნახ.2.1.

დავუშვათ, რომ “0” მახალანსირებელი (უმცირესი ტარიფის მქონე) სადგურიდან მომხმარებელს გადავცემთ  $P$  სიმძლავრეს და, შესაბამისად, დანარჩენი  $P_{მომხმ}-P$  სიმძლავრე მიეწოდება “1” სადგურიდან. ამ შემთხვევაში ენერჯის გენერაცია-გადაცემის ჯამური ხარჯები

$$N=(P+\Delta P)(C_0+C_{გად.})+C_1(P_{მომხმ}-P) = (P+\frac{P^2}{U_6^2}R_0)(C_0+C_{გად.})+C_1(P_{მომხმ}-P)=min \quad (2.16)$$

$$\frac{\partial N}{\partial P_i} = 0 \text{ მოთხოვნის შესაბამისად, გვაქვს}$$

$$\left(1 + \frac{2PR_0}{U_6^2}\right)(C_0 + C_{\text{გად}}) - C_1 = 0,$$

საიდანაც სიმძლავრის ის ოპტიმალური სიდიდე, რომელიც მომხმარებელს უნდა მიეწოდოს მაბალანსირებელი სადგურიდან გამოითვლება შემდეგნაირად

$$P = \frac{U_6^2}{2R_0} \cdot \frac{C_1 - C_0 - C_{\text{გად}}}{C_0 + C_{\text{გად}}} = \frac{U_6^2}{2R_0} \cdot \frac{\Delta C - C_{\text{გად}}}{C_0 + C_{\text{გად}}},$$

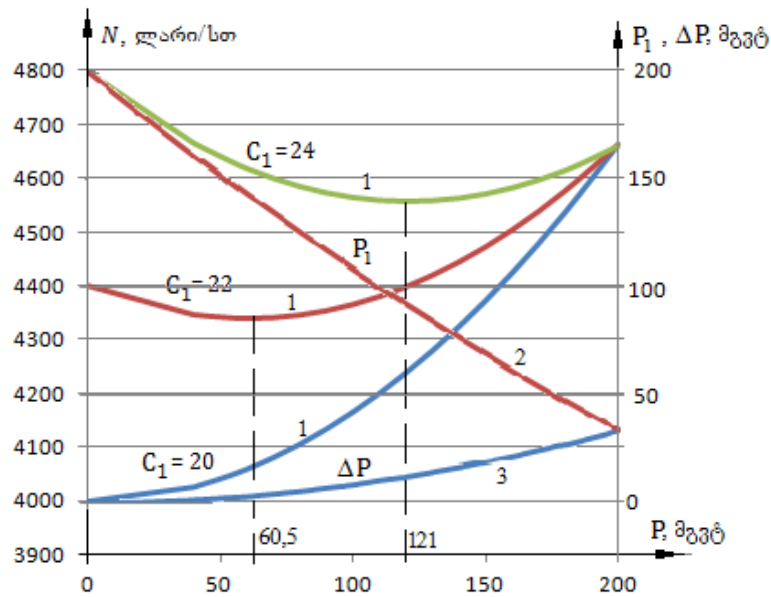
სადაც  $\Delta C = C_1 - C_0$  წარმოადგენს “1” სადგურის მიერ გამომუშავებული ენერჯის ტარიფის ზედმეტობას მაბალანსირებელი (ანუ უფრო მცირე ტარიფის მქონე) სადგურის მიერ გამომუშავებული ენერჯის ტარიფთან შედარებით.

როგორც ამ ბოლო გამოსახულებიდან ჩანს, რომ დაბალი ტარიფის მქონე სადგურის ოპტიმალური დატვირთულობა მით მაღალია:

- რაც დაბალია მის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი და მაღალია ალტერნატიული წყაროს (სიტემაში მომუშავე სხვა სადგურის) მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი;
- რაც მაღალია ელექტროგადაცემის ნომინალური ძაბვა და დაბალია ელექტროგადაცემის წინაღობა ანუ ეს სადგური ელექტრულად რაც უფრო ახლისაა მომხმარებლის კვანძთან;

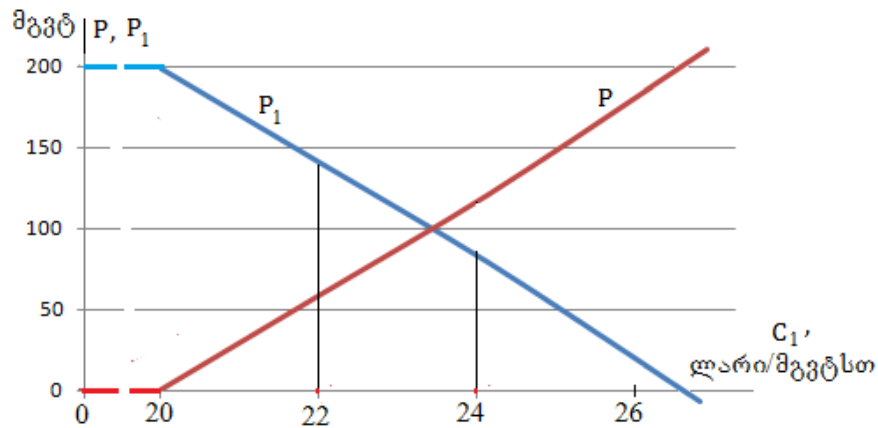
უნდა აღინიშნოს, რომ თუ  $C_1 < C_0 + C_{\text{გად}}$ , მაშინ  $P < 0$ , რაც იმას ნიშნავს, რომ მომხმარებლის ჯამური დატვირთვა დაფარულიმუნდა იქნეს “1” სადგურის ანუ დაბალი ტარიფის მქონე სადგურის მიერ.

ნახ.2.2-ზე ნაჩვენებია ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯების დამოკიდებულება  $P$  (ეს-0 სადგურის დატვირთვა) და  $C_1$  პარამეტრებზე (მრუდი 1), როცა:  $C_0=15$  ლარი/მგვტსთ;  $C_{\text{გად}}=5$  ლარი/მგვტსთ;  $R_0=10$  ომი;  $P_{\text{მომხმ}}=200$  მგვტ;  $U_6=110$  კვ. აქვეა ნაჩვენები ეს-1 სადგურის დატვირთვა (მრუდი 2) და დანაკარგები ქსელში (მრუდი 3).



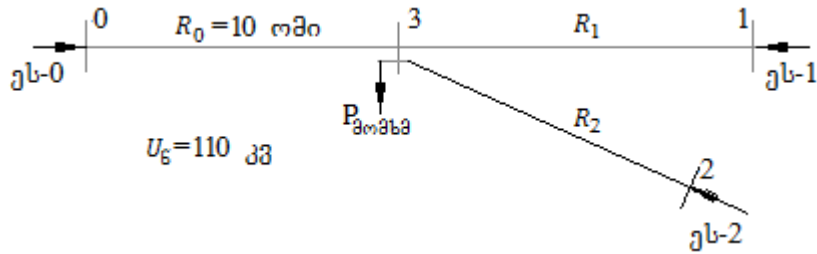
ნახ.2.2. 1 – ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის ხარჯები სხვადასხვა  $C_1$ -ის დროს;  
 2 – ეს-1 სადგურის დატვირთვა ეს-0 სადგურის დატვირთვისთან დამოკიდებულებაში;  
 3 – დანაკარგები ქსელში.

ამ ნახაზიდან ჩანს, რომ ეს-0 სადგურის ოპტიმალური  $P$  დატვირთვა იზრდება ეს-1 სადგურის  $C_1$  ტარიფის ზრდასთან ერთად. კერძოდ, როცა  $C_1=20$  ლარი/მგვტს, მაშინ  $P=0$  ( $P_1=200-P=200$  მგვტ), ხოლო როცა  $C_1=22$  ლარი/მგვტს, მაშინ  $P=60,5$  ( $P_1=139,5$  მგვტ) და როცა  $C_1=24$  ლარი/მგვტს, მაშინ  $P=121$  მგვტ-ს ( $P_1=79$  მგვტ). გამოთვლებმა აჩვენა, რომ როცა  $C_1=26,6$  ლარი/მგვტს, მაშინ  $P=200$  მგვტ-ს ( $P_1=0$  მგვტ). ეს შედეგები ნაჩვენებია ნახ.2.3-ზე.



ნახ.2.3.

(ნახ.2.4)-ზე წარმოდგენილ სამსადგურიანი ელექტროსისტემაში განვიხილოთ ელექტროენერგიის გადაცემის რეჟიმის სხვადასხვა სცენარი. ელექტროგადაცემის ქსელი აგებულია  $U_6=110$  კვ ნომინალურ ძაბვაზე.



ნახ.2.4.

ნახაზზე ნაჩვენებ ელექტროსისტემაში ელექტროენერგიის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯები

$$N=C_0P_0+ C_1P_1+ C_2P_2+ C_{გად} \cdot (P_{მომხმ} + \Delta P)$$

სადაც:  $C_0$ ,  $C_1$  და  $C_2$  – შესაბამისად, ეს-0, ეს-1 და ეს-2 სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფები;

$P_0$ ,  $P_1$  და  $P_2$  – ამ სადგურების დატვირთვა;

$C_{გად}$  – ელექტროენერგიის გადაცემის ტარიფი;

$P_{მომხმ}=200$  მგვტ. – მომხმარებლის დატვირთვა;

$\Delta P$  – სიმძლავრის დანაკარგები გადაცემის ქსელში

$$\Delta P = \frac{1}{U_6^2} (P_0^2 \cdot 10 + P_1^2 \cdot R_1 + P_2^2 \cdot R_2).$$

მოცემული ელექტროგადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია ცხრ.2.1-ში.

ცხრ.2.1.

კვანძი №	1	2	3
1	$10+R_1$	10	10
2	10	$10+R_2$	10
3	10	10	10

სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების განტოლებათა სისტემას აქვს შემდეგი ზოგადი სახე

$$\sum_{j=1}^{n+m} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გად}}}, \quad i \in J$$

$$\sum_{i=0}^n P_i = P_{\text{მომხმ}} + \Delta P$$

აქ:  $i=1 \div n$  – გენერაციის წყაროების კვანძების ნომერი,

$j=n+1 \div n+m$  – მომხმარებელთა კვანძების ნომერი.

ჩვენს შემთხვევაში, სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების განტოლებათა სისტემას აქვს შემდეგი სახე

$$P_1(10+R_1)+P_2 \cdot 10 = \frac{12100}{2} \cdot \frac{C_0 - C_1}{C_0 + C_{\text{გად}}} + (P_{\text{მომხმ}} + \Delta P) \cdot 10$$

$$P_1 \cdot 10 + P_2(10+R_1) = \frac{12100}{2} \cdot \frac{C_0 - C_2}{C_0 + C_{\text{გად}}} + (P_{\text{მომხმ}} + \Delta P) \cdot 10$$

$$P_0 + P_1 + P_2 = P_{\text{მომხმ}} + \Delta P.$$

ცვალოთ ეს-1 სადგურის დატვირთვა  $P_1=1 \div 180$  მგვტ ფარგლებში და განვსაზღვროთ ელექტროენერგიის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯები  $C_1$ -ის სხვადასხვა მნიშვნელობებისას.

**სცენარი 1.**  $C_0=C_1=C_2=15$  ლარი/მგვტსთ,  $C_{\text{გად}}=5$  ლარი/მგვტსთ,  $R_1=R_2=10$  ომი. პირველ მიახლოებაში მივიღოთ, რომ გადაცემის ქსელში სიმძლავრის დანაკარგები  $\Delta P=10$  მგვტ.

სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების განტოლებათა სისტემა მიიღებს შემდეგ სახეს

$$20 P_1 + 10 P_2 = 0 + 2100$$

$$10 P_1 + 20 P_2 = 0 + 2100$$

$$P_0 + P_1 + P_2 = 210,$$

აქედან  $P_0 = P_1 = P_2 = 70,0$  მგვტ.

დავაზუსტოთ სიმძლავრის დანაკარგები ქსელში

$$\Delta P = \frac{1}{U_6^2} (P_0^2 \cdot 10 + P_1^2 \cdot R_1 + P_2^2 \cdot R_2) = \frac{1}{12100} (70^2 \cdot 10 + 70^2 \cdot 10 + 70^2 \cdot 10) = 12,15 \text{ მგვტ.}$$

ამრიგად, გვაქვს

$$20 P_1 + 10 P_2 = 0 + 2121,5$$

$$10 P_1 + 20 P_2 = 0 + 2121,5$$

$$P_0 + P_1 + P_2 = 212,15$$

საიდანაც  $P_0 = P_1 = P_2 = 70,72$  მგვტ.

გამომდინარე იქედან, რომ დატვირთვის კვანძიდან სადგურების ელექტრული დაშორება ერთნაირია და ასევე ერთნაირია ამ სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯიის ტარიფები, სადგურების ოპტიმალური დატვირთვები ერთმანეთის ტოლია.

ამ შემთხვევაში ელექტროენერჯიის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯები

$$N = 15 \cdot 70,72 + 15 \cdot 70,72 + 15 \cdot 70,72 + 5 \cdot 212,15 = 4243 \text{ ლარი/სთ}$$

და მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერჯიის ტარიფი

$$C_{\text{მომხმ}} = 21,22 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

ეს-1 სადგურის დატვირთვის  $P_1 = 1 \div 140$  მგვტ ფარგლებში ცვლილებისას განგარიშების შედეგები ნაჩვენებია ცხრ.2-ში.

**სცენარი 2.**  $C_0 = C_2 = 15$  ლარი/მგვტსთ,  $C_1 = 18$  ლარი/მგვტსთ,  $C_{\text{გად}} = 5$  ლარი/მგვტსთ,  $R_1 = R_2 = 10$  ომი. პირველ მიახლოებაში ჩავთვალოთ, რომ გადაცემის ქსელში სიმძლავრის დანაკარგები  $\Delta P = 20$  მგვტ.

ამ შემთხვევაში სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების განტოლებათა სისტემა მიიღებს შემდეგ სახეს

$$20 P_1 + 10 P_2 = 1292,5$$

$$10 P_1 + 20 P_2 = 2200$$

$$P_0 + P_1 + P_2 = 220,$$

აქედან  $P_0 = P_2 = 103,58$  მგვტ.  $P_1 = 12,83$  მგვტ და შემდგომი იტერაციული გამოთვლებით მივიღეთ  $\Delta P = 17,58$  მგვტ,  $P_0 = P_2 = 102,79$  მგვტ.  $P_1 = 12,0$  მგვტ

ამ შემთხვევაში ელექტროენერჯიის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯები

$$N=15 \cdot 102,79+18 \cdot 12,0+15 \cdot 102,79+5 \cdot 217,58=4388,6 \text{ ლარი/სთ}$$

და მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერჯის ტარიფი

$$C_{\text{მომხმ}}=21,94 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

ეს-1 სადგურის დატვირთვის  $P_1=1 \div 140$  მგვტ ფარგლებში ცვლილებისას გაანგარიშების შედეგები ნაჩვენებია ცხრ.2.2-ში.

ცხრ.2.2.

$C_1$ , ლარი/ მგვტსთ	$P_1$ , მგვტ	0	20	40	60	80	100	120	140
15	$P_0$ , მგვტ	110	98,1 2	86,9	76,3	66,2 7	56,8	47,8 5	39,38
	$P_2$ , მგვტ	110	98,1 2	86,9	76,3	66,2 7	56,8	47,8 5	39,38
	$\Delta P$ , მგვტ	20,0	16,2 5	13,8 0	12,5 3	11,2 4	13,6	15,6 8	18,76
	$N$ , ლარი/სთ	4400	4325	4276	4252	4251	4272	4314	4375
	$C_{\text{მომხმ}}$ , ლარი/მგვტსთ	22,0	21,6 3	21,3 8	21,2 6	21,2 6	21,3 6	21,5 2	21,88
18	$P_0$ , მგვტ	110	98,1 2	86,9	76,3	66,2 7	56,8	47,8 5	39,38
	$P_2$ , მგვტ	110	98,1 2	86,9	76,3	66,2 7	56,8	47,8 5	39,38
	$\Delta P$ , მგვტ	20,0	16,2 5	13,8 0	12,5 3	11,2 4	13,6	15,6 8	18,76
	$N$ , ლარი/სთ	4400	4389	4396	4432	4484	4572	4674	4795
	$C_{\text{მომხმ}}$ , ლარი/მგვტსთ	22,0	21,9 5	21,9 8	22,1 6	22,4 2	22,8 6	23,3 7	23,98
20	$P_0$ , მგვტ	110	98,1 2	86,9	76,3	66,2 7	56,8	47,8 5	39,38
	$P_2$ , მგვტ	110	98,1 2	86,9	76,3	66,2 7	56,8	47,8 5	39,38
	$\Delta P$ , მგვტ	20,0	16,2 5	13,8 0	12,5 3	11,2 4	13,6	15,6 8	18,76
	$N$ , ლარი/სთ	4400	4425	4476	4552	4644	4772	4914	5075
	$C_{\text{მომხმ}}$ , ლარი/მგვტსთ	22,0	22,1 3	22,3 8	22,7 6	23,2 2	23,8 6	24,5 7	25,38

**სცენარი 3.**  $C_0=C_2=15$  ლარი/მგვტსთ,  $C_1=20$  ლარი/მგვტსთ,  $C_{გად}=5$  ლარი/მგვტსთ,  $R_1=R_2=10$  ომი. პირველ მიახლოებაში ჩავთვალოთ, რომ გადაცემის ქსელში სიმძლავრის დანაკარგები  $\Delta P=20$  მგვტ.

ამ შემთხვევაში სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების განტოლებათა სისტემა მიიღებს შემდეგ სახეს

$$20 P_1+10 P_2=687,5$$

$$10 P_1+20 P_2=2200$$

$$P_0+P_1+P_2=220,$$

აქედან  $P_0=P_2=110$  მგვტ.  $P_1=0$  მგვტ და შემდგომი იტერაციული გამოთვლებით მივიღეთ, რომ სადგურების დატვირთვა არ შეიცვალა  $P_0=P_2=110$  მგვტ,  $P_1=0$  მგვტ.

ამ შემთხვევაში ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯები

$$N=15 \cdot 110+0+15 \cdot 110+5 \cdot 220=4400 \text{ ლარი/სთ}$$

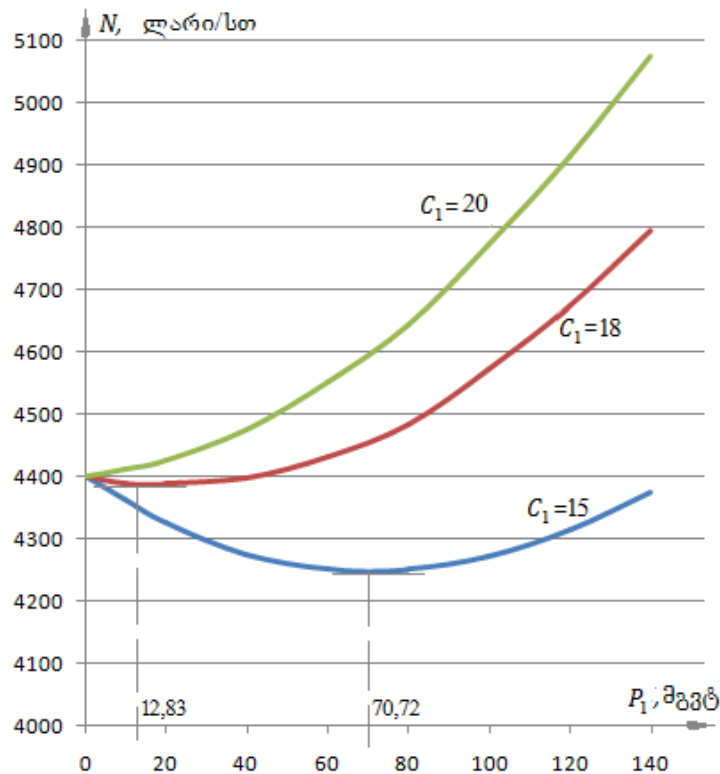
და მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერჯის ტარიფი

$$C_{\text{მომხმ}}=22,0 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

ეს-1 სადგურის დატვირთვის  $P_1=1 \div 140$  მგვტ ფარგლებში ცვლილებისას გამოთვლების შედეგები მოცემულია ცხრ.2.2-ში.

სამივე სცენარის  $N=f(P_1)$  დამოკიდებულება ნაჩვენებია ნახ.2.5-ზე.





ნახ.2.5.

განგარიშების შედეგების ანალიზი გვიჩვენებს, რომ როცა მომხმარებლის კვანძამდე კვების ცენტრების ელექტრული დაშორება ერთნაირია და ერთერთი კვების ცენტრის მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი მაღალია, მაშინ მისი ოპტიმალური დატვირთვა დანარჩენი კვების ცენტრების დატვირთვაზე უფრო დაბალია.

დავუშვათ, რომ ეს-1 სადგური, რომლის  $C_1=18$  ლარი/მგვტსთ, მომხმარებლის კვანძიდან დაშორებულია  $R_1=8$  ომი ელექტრული სიდიდით, ხოლო დანარჩენი სადგურების ელექტრული დაშორებს და მათი ტარიფები დავტოვოთ უცვლელად. ამ შემთხვევაში ელექტროგადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები მნიშვნელობები იქნება (ცხრ.2.3).

ცხრ.2.3.

კვანძი №	1	2	3
1	18	10	10
2	10	20	10

3	10	10	10
---	----	----	----

პირველ მიახლოებაში მივიღოთ, რომ გადაცემის ქსელში სიმძლავრის დანაკარგები  $\Delta P = 13$  მგვტ, მაშინ სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების განტოლებათა სისტემას კი ექნება შემდეგი სახე

$$18 P_1 + 10 P_2 = -907,5 + 2130$$

$$10 P_1 + 20 P_2 = 0 + 2130$$

$$P_0 + P_1 + P_2 = 213$$

განტოლებათა ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ  $P_0 = P_2 = 100,4$ ,  $P_1 = 12,117$  მგვტ. შემდგომი იტერაციული გამოთვლებით მივიღეთ:  $P_0 = P_2 = 101,74$ ,  $P_1 = 13,75$ ,  $\Delta P = 17,23$  მგვტ,  $N = 4386$  ლარი/სთ და  $C_{\text{მომხმ}} = 21,93$  ლარი/მგვტსთ.

დავუშვათ, რომ ეს-1 სადგური, რომლის  $C_1 = 18$  ლარი/მგვტსთ, მომხმარებლის კვანძიდან დაშორებულია  $R_1 = 8$  ომი ელექტრული სიდიდით, ხოლო ეს-2 სადგური, რომლის  $C_2 = 15$  ლარი/მგვტსთ, მომხმარებლის კვანძიდან დაშორებულია  $R_2 = 12$  ომი ელექტრული სიდიდით.

ამ შემთხვევაში ელექტროგადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები მნიშვნელობები შეიცვლება (ცხრ.2.4).

ცხრ.2.4.

კვანძი №	1	2	3
1	18	10	10
2	10	22	10
3	10	10	10

პირველ მიახლოებაში მივიღოთ, რომ გადაცემის ქსელში სიმძლავრის დანაკარგები  $\Delta P = 13$  მგვტ. მაშინ სადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების განტოლებათა სისტემას კი ექნება შემდეგი სახე

$$18 P_1 + 10 P_2 = -907,5 + 2130$$

$$10 P_1 + 22 P_2 = 0 + 2130$$

$$P_0 + P_1 + P_2 = 213$$

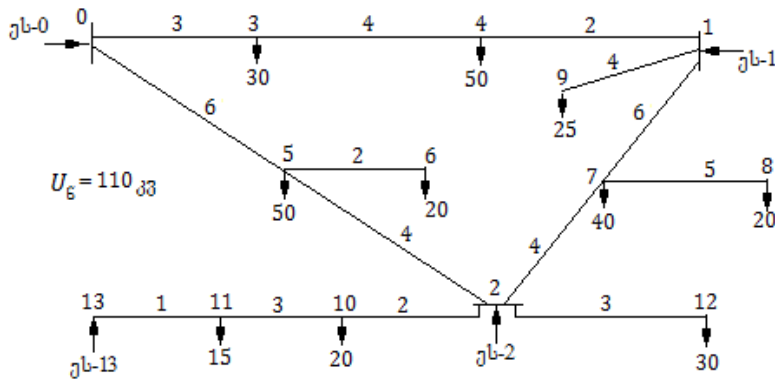
განტოლებათა ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ  $P_0=105,874$ ,  $P_1=18,897$  და  $P_2=88,229$  მგვტ. შემდგომი იტერაციული გამოთვლებით მივიღეთ:  $P_0=107,4$ ,  $P_1=20,81$ ,  $P_2=89,5$ ,  $\Delta P=17,71$  მგვტ,  $N=4413$  ლარი/სთ და  $C_{\text{მომხ}}=22,06$  ლარი/მგვტსთ.

ამრიგად, ელექტროსადგურებისა და მომხმარებელთა ნებისმიერი ურთიერთ განლაგებისას და ამ სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის სხვადასხვა ტარიფებისას, თუ ამ სადგურებს შორის დატვირთვა ოპტიმალურადაა განაწილებული, მაშინ ელექტროსისტემაში ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯები და მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერჯის ტარიფი მინიმალურია. სადგურებს შორის დატვირთვის სხვა ნებისმიერი არაოპტიმალური გადანაწილება იწვევს აღნიშნული დანახარჯებისა და სამომხმარებლო ტარიფის ზრდას.

## 2.5 ელექტროსადგურების ტარიფი და ოპტიმალური დატვირთვები

ეს ამოცანა განვიხილოთ რიცხვითი მაგალითზე (ნახ.2.6). სისტემის ჯამური დატვირთვა  $P_{\text{სისტ.}}=300$  მგვტ. ჩავთვალოთ, რომ დანაკარგები ქსელში  $\Delta P=5$  მგვტ.

ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების დასადგენად ვისარგებლოთ  $Z_{\text{კვ}}=(Y_{\text{კვ}})^{-1}$  ტოლობით. შევადგინოთ მოცემული ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ გამტარობის მატრიცა (ცხრ.2.5). ამ მატრიცის შებრუნებით მივიღებთ ამავე კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობებს (ცხრ.2.6). ამ ცხრილში ნაჩვენებია კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობები მხოლოდ გენერაციის წყაროების კვანძების მიმართ.



ნახ.2.6.

ცხრ.2.5. კვანძების საკუთარი და ურთიერთ გამტარობები

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	0,9167	0	0	-0,5	0	0	-0,1667	0	-0,25	0	0	0	0
2	0	1,3333	0	0	-0,25	0	-0,25	0	0	-0,5	0	-0,3333	0
3	0	0	0,5833	-0,25	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	-0,5	0	-0,25	0,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	-0,25	0	0	0,9167	-0,5	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	-0,5	0,5	0	0	0	0	0	0	0
7	-0,1667	-0,25	0	0	0	0	0,6167	-0,2	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	-0,2	0,2	0	0	0	0	0
9	-0,25	0	0	0	0	0	0	0	0,25	0	0	0	0
10	0	-0,5	0	0	0	0	0	0	0	0,8333	-0,3333	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,3333	1,3333	0	-1,0
12	0	-0,3333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3333	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,0	0	1,0

ცხრ.2.6. კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	6,206	3,103	2,068	4,827	1,862	1,862	4,344	4,344	6,206	3,103	3,1035	3,103	3,1035
9	9	5	9	6	1	1	9	9	9	5		5	
2	3,103	6,551	1,034	2,413	3,931	3,931	5,172	5,172	3,103	6,551	6,5517	6,551	6,5517
5	5	7	5	8	0	0	4	4	5	7		7	
13	3,103	6,551	1,034	2,413	3,931	3,931	5,172	5,172	3,103	8,551	11,551	6,551	12,551

	5	7	5	8	0	0	4	4	5	7	7	7	7
$P$	$P_1$	$P_2$	-30	-50	-50	-20	-40	-20	-25	-20	-15	-30	$P_{13}$

მივიღოთ  $C_0=15$  ლარი/მგვტსთ,  $C_1= C_2= C_{13}=15$  ლარი/მგვტსთ,  $C_{გად.}=5$  ლარი/მგვტსთ.

განტოლებათა სისტემა

$$\sum_{j=1}^{n+m} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{გად.}} \quad i \in J$$

სამიუბელი ცვლადების ( $P_1, P_2, P_{13}$ ) მიმართ ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$\sum_{i=1,2,13} P_i R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{გად.}} - \sum_{j=3}^{12} P_j R_{ij} \quad (2.17)$$

ჩვენს შემთხვევაში გვაქვს

$$6,2069 \cdot P_1 + 3,1035 \cdot P_2 + 3,1035 \cdot P_{13} = 0 + (30 \cdot 2,0689 + 50 \cdot 4,8276 + 50 \cdot 1,8621 + 20 \cdot 1,8621 + 40 \cdot 4,3449 +$$

$$+ 20 \cdot 4,3449 + 25 \cdot 6,2069 + 20 \cdot 3,1035 + 15 \cdot 3,1035 + 30 \cdot 3,1035) = 1051,52$$

$$3,1035 \cdot P_1 + 6,5517 \cdot P_2 + 6,5517 \cdot P_{13} = 0 + (30 \cdot 1,0345 + 50 \cdot 2,4138 + 50 \cdot 3,9310 + 20 \cdot 3,9310 + 40 \cdot 5,1724 +$$

$$+ 20 \cdot 5,1724 + 25 \cdot 3,1035 + 20 \cdot 6,5517 + 15 \cdot 6,5517 + 30 \cdot 6,5517) = 1240,78$$

$$3,1035 \cdot P_1 + 6,5517 \cdot P_2 + 12,5517 \cdot P_{13} = 0 + (30 \cdot 1,0345 + 50 \cdot 2,4138 + 50 \cdot 3,9310 + 20 \cdot 3,9310 + 40 \cdot 5,1724 +$$

$$+ 20 \cdot 5,1724 + 25 \cdot 3,1035 + 20 \cdot 8,5517 + 15 \cdot 11,5517 + 30 \cdot 6,5517) = 1355,78$$

ანუ

$$6,2069 \cdot P_1 + 3,1035 \cdot P_2 + 3,1035 \cdot P_{13} = 0 + 1051,52 = 1051,52$$

$$3,1035 \cdot P_1 + 6,5517 \cdot P_2 + 6,5517 \cdot P_{13} = 0 + 1240,78 = 1240,78 \quad (2.18)$$

$$3,1035 \cdot P_1 + 6,5517 \cdot P_2 + 12,5517 \cdot P_{13} = 0 + 1355,78 = 1355,78$$

ამ განტოლებათა სისტემასთან ერთად განხილული უნდა იქნეს სიმძლავრის ბალანსის განტოლებაც

$$P_0 + P_1 + P_2 + P_{13} = P_{სისტ.} + \Delta P.$$

(2.18) განტოლებათა სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ  $P_1=99,74$ ,  $P_2=120,15$ ,  $P_{13}=19,17$  მგვტ. სიმძლავრის ბალანსის განტოლების გათვალისწინებით ვღებულობთ  $P_0=65,94$  მგვტ.

სადგურებს შორის დატვირთვის ასეთი გადანაწილებისას ქსელში სიმძლავრის დანაკარგებმა შეადგინა 2,99 მგვტ (და არა 5 მგვტ). აქედან გამომდინარე,  $P_0=63,93$  მგვტ.

მაშასადამე, მომხმარებლებათათვის 300 მგვტ სიმძლავრის მიწოდებისას ელექტრო-ენერჯის გენერაცია-გადაცემის ჯამური ხარჯები

$$N=15 \cdot (63,93+99,74+120,15+19,17)+5 \cdot 302,99=6059,8 \text{ ლარი.}$$

მომხმარებელთან მიწოდებული ენერჯის თვითღირებულება

$$C_{\text{მომხმ}}=6059,8/300=20,20 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

ჩავთვალოთ, რომ  $C_0=C_1=15$  ლარი/მგვტსთ,  $C_2=C_{13}=18$  ლარი/მგვტსთ,  $C_{\text{გად}}=5$  ლარი/მგვტსთ, მაშინ (2.18) განტოლებათა სისტემის მეორე და მესამე განტოლების მაჯვენა მხარის პირველი წევრები უარყოფითია და გვაქვს

$$6,2069 \cdot P_1+3,1035 \cdot P_2+3,1035 \cdot P_{13}=0+1051,52=1051,52$$

$$3,1035 \cdot P_1+6,5517 \cdot P_2+6,5517 \cdot P_{13}=-907,5+1240,78=333,28$$

$$3,1035 \cdot P_1+6,5517 \cdot P_2+12,5517 \cdot P_{13}=-907,5+1355,78=448,28$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ:  $P_1=169,41$ ,  $P_2=0$ ,  $P_{13}=0$  მგვტ.

სადგურებს შორის დატვირთვის ასეთი გადანაწილებისას ქსელში სიმძლავრის დანაკარგებმა შეადგინა 11,74 მგვტ. აქედან გამომდინარე,  $P_0=142,33$  მგვტ.

ამრიგად, ეს-2 და ეს-13 სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯების ტარიფის გაზრდის გამო ელექტროსისტემისთვის არაეკონომიკურია ამ სადგურების ენერჯების შესყიდვა. ნაცვლად ამისა, გაიზარდა ეს-0 და ეს-1 სადგურიებდან შესასყიდი ენერჯის მოცულობა, რომელთა მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფები უფრო დაბალია.

მაშასადამე, მომხმარებლებათათვის 300 მგვტ სიმძლავრის მიწოდებისას ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის ჯამური ხარჯები

$$N=15 \cdot (142,33+169,41) \cdot 15+311,74 \cdot 5=6234,8 \text{ ლარი.}$$

მომხმარებელთან მიწოდებული ენერჯის თვითღირებულება

$$C_{\text{მომხმ}}=6234,8/300=20,78 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

თუ  $C_0=15$  ლარი/მგვტსთ,  $C_1=C_2=C_{13}=18$  ლარი/მგვტსთ,  $C_{\text{გად.}}=5$  ლარი/მგვტსთ, მაშინ განტოლებათა სისტემის მაჯვენა მხარის პირველი წევრები უარყოფითია და გვაქვს

$$\begin{aligned} 6,2069 \cdot P_1+3,1035 \cdot P_2+3,1035 \cdot P_{13} &= -907,5+1051,52=144,02 \\ 3,1035 \cdot P_1+6,5517 \cdot P_2+6,5517 \cdot P_{13} &= -907,5+1240,78=333,28 \\ 3,1035 \cdot P_1+6,5517 \cdot P_2+12,5517 \cdot P_{13} &= -907,5+1355,78=448,28 \end{aligned} \quad (2.19)$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ:  $P_1=0$ ,  $P_2=31,7$ ,  $P_{13}=19,17$  მგვტ.

სადგურებს შორის დატვირთვის ასეთი გადანაწილებისას ქსელში სიმძლავრის დანაკარგებმა შეადგინა 17,26 მგვტ. აქედან გამომდინარე,  $P_0=266,39$  მგვტ.

მაშასადამე, მომხმარებლებათათვის 300 მგვტ სიმძლავრის მიწოდებისას ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის ჯამური ხარჯები

$$N=266,39 \cdot 15+0+31,7 \cdot 18+19,17 \cdot 18+5 \cdot 317,26=6497,81 \text{ ლარი.}$$

მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება

$$C_{\text{მომხმ}}=6497,81/300=21,66 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

დავუშვათ, რომ ამ ბოლო შემთხვევაში ეს-1 და ეს-2 სადგური იძულებით მუშაობს ოპტიმალურზე მეტი დატვირთვით, მაგალითად,  $P_1=25$  და  $P_2=45$  მგვტ. ეს-13 სადგურის დატვირთვა დავტოვოთ უცვლელად  $P_{13}=19,17$  მგვტ.

სადგურებს შორის დატვირთვის ასეთი გადანაწილებისას ქსელში სიმძლავრის დანაკარგებმა შეადგინა 12,14 მგვტ. აქედან გამომდინარე,  $P_0=222,97$  მგვტ.

მაშასადამე, მომხმარებლებათათვის 300 მგვტ სიმძლავრის მიწოდებისას ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის ჯამური ხარჯები

$$N=222,97 \cdot 15+25 \cdot 18+31,7 \cdot 18+19,17 \cdot 18+5 \cdot 312,14=6513,31 \text{ ლარი.}$$

მომხმარებელთან მიწოდებული ენერჯის თვითღირებულება

$$C_{\text{მომხმ}}=6513,31/300=21,70 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

მაშასადამე, უფრო მაღალი ტარიფის მქონე სადგურების დატვირთვის ოპტიმალურზე უფრო მეტად გაზრდამ ქსელში დანაკარგების შემცირება გამოიწვია,

მაგრამ გაიზარდა ჯამური დანახარჯები ენერჯის წარმოებაზე და, შედეგად, გაიზარდა მომხმარებელთან მიწოდებული ენერჯის თვითღირებულება.

როგორც ქსელის შეერთების სქემიდან ჩანს (ნახ.2.6), მე-11 მომხმარებელი ეს-13 კვების ცენტრიდან ელექტრულად უფრო ახლოსაა, ვიდრე დანარჩენებიდან. მივიღოთ, რომ ამ მომხმარებლის დატვირთვა გაიზარდა 10 მგვტ-ით, მაშინ (2.19) განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარეები გაიზრდება ცხრ.2.6-ის მე-11 სვეტში ნაჩვენები სიდიდეების პროპორციულად. კერძოდ,  $10 \cdot 3,1035=31,035$ ,  $10 \cdot 6,5517=65,517$ ,  $10 \cdot 11,5517=115,517$  სიდიდეებით და მივიღებთ შემდეგი სახის განტოლებათა სისტემას

$$6,2069 \cdot P_1 + 3,1035 \cdot P_2 + 3,1035 \cdot P_{13} = 175,055$$

$$3,1035 \cdot P_1 + 6,5517 \cdot P_2 + 6,5517 \cdot P_{13} = 398,8$$

$$3,1035 \cdot P_1 + 6,5517 \cdot P_2 + 12,5517 \cdot P_{13} = 563,8$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ:  $P_1=0$ ,  $P_2=33,37$ ,  $P_{13}=27,5$  მგვტ.

მაშასადამე, კვანძური დატვირთვის გაზრდამ გამოიწვია ამ კვანძთან ელექტრულად უფრო ახლოს მდებარე სადგურების ოპტიმალური დატვირთვის სიდიდის გაზრდა.

სადგურებს შორის დატვირთვის ასეთი გადანაწილებისას ქსელში სიმძლავრის დანაკარგები, პრაქტიკულად, იგივე დარჩა 17,30 მგვტ და გვაქვს  $P_0=266,43$  მგვტ.

მაშასადამე, მომხმარებლებთან 310,0 მგვტ სიმძლავრის მიწოდებისას ელექტრო-ენერჯის გენერაცია-გადაცემის ჯამური ხარჯები

$$N = 266,43 \cdot 15 + 0 + 33,37 \cdot 18 + 27,5 \cdot 18 + 5 \cdot 327,30 = 6728,61 \text{ ლარი.}$$

მომხმარებელთან მიწოდებული ენერჯის თვითღირებულება

$$C_{\text{მომხმ}} = 6728,61 / 310 = 21,71 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

თუ მე-11 მომხმარებლის დატვირთვა გაიზრდება 25 მგვტ-ით, მაშინ (2.19) განტო-ლებათა სისტემის მარჯვენა მხარეები შესაბამისად გაიზრდება 77,59, 163,793, 288,793 სიდიდეებით და მივიღებთ შემდეგი სახის განტოლებათა სისტემას

$$6,2069 \cdot P_1 + 3,1035 \cdot P_2 + 3,1035 \cdot P_{13} = 221,608$$

$$3,1035 \cdot P_1 + 6,5517 \cdot P_2 + 6,5517 \cdot P_{13} = 497,073$$



$$3,1035 \cdot P_1 + 6,5517 \cdot P_2 + 12,5517 \cdot P_{13} = 737,073$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ:  $P_1=2,69$ ,  $P_2=34,61$   $P_{13}=40,0$  მგვტ.

სადგურებს შორის დატვირთვის ასეთი გადანაწილებისას ქსელში სიმძლავრის დანაკარგები  $\Delta P=16,73$  მგვტ. აქედან გამომდინარე,  $P_0=264,43$  მგვტ.

მომხმარებლებათათვის 325 მგვტ სიმძლავრის მიწოდებისას ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის ჯამური ხარჯები

$$N=264,43 \cdot 15 + 2,69 \cdot 18 + 34,61 \cdot 18 + 40 \cdot 18 + 5 \cdot 341,73 = 7066,5 \text{ ლარი.}$$

მომხმარებელთან მიწოდებული ენერჯის თვითღირებულება

$$C_{\text{მომხმ}} = 7066,5 / 325 = 21,74 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

თუ 25 მგვტ-ის ნაზრდი იქნება არა მე-11 კვანძში, არამედ მე-4 კვანძში, მაშინ გვექნება შემდეგი სახის განტოლებათა სისტემა

$$6,2069 \cdot P_1 + 3,1035 \cdot P_2 + 3,1035 \cdot P_{13} = 264,71$$

$$3,1035 \cdot P_1 + 6,5517 \cdot P_2 + 6,5517 \cdot P_{13} = 393,63$$

$$3,1035 \cdot P_1 + 6,5517 \cdot P_2 + 12,5517 \cdot P_{13} = 508,63$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ:  $P_1=16,51$ ,  $P_2=33,11$   $P_{13}=19,17$  მგვტ.

სადგურებს შორის დატვირთვის ასეთი გადანაწილებისას ქსელში სიმძლავრის დანაკარგები  $\Delta P=18,75$  მგვტ. აქედან გამომდინარე,  $P_0=274,96$  მგვტ.

მომხმარებლებათათვის 325 მგვტ სიმძლავრის მიწოდებისას ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის ჯამური ხარჯები

$$N=274,96 \cdot 15 + 16,51 \cdot 18 + 33,11 \cdot 18 + 19,17 \cdot 18 + 5 \cdot 343,75 = 7081,37 \text{ ლარი.}$$

მომხმარებელთან მიწოდებული ენერჯის თვითღირებულება

$$C_{\text{მომხმ}} = 7081,37 / 325 = 21,79 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

რიცხვით მაგალითზე ჩატარებული გაანგარიშების შედეგების ანალიზი გვიჩვენებს, რომ:

- ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის ერთნაირი ტარიფის პირობებში მომხმარებელი უნდა იკვებებოდეს ელექტრულად უახლოესი ელექტროსადგურიდან. ამ შემთხვევაში ელექტროსისტემის მუშაობის ეფექტურობაზე გავლენას ახდენს მხოლოდ

ქსელში ენერჯის დანაკარგები და მისი მინიმიზაციის მიიღწევა სისტემის მუშაობის მაღალეფექტურობა;

- რაც მაღალია ელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის ტარიფი, მით დაბალია ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა;
- ქსელის რომელიმე კვანძში დატვირთვის ნაზრდი, ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის ერთნაირი ტარიფის პირობებში, დაფარული უნდა იქნეს ელექტრულად უახლოესი ელექტროსადგურიდან, ხოლო ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის სხვადასხვა ტარიფის პირობებში, დატვირთვის ეს ნაზრდი გადანაწილდება სადგურების ტარიფებისა და დატვირთვის კვანძიდან ამ სადგურების ელექტრული დაშორების უკუპროპორციულად.
- რაც დაბალია სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი და მაღალია ალტერნატიული წყაროს (სიტემაში მომუშავე სხვა სადგურის) მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი, მით უფრო მეტად იტვირთება მოცემული სადგური;
- რაც მაღალია ელექტროგადაცემის ნომინალური ძაბვა და დაბალია ელექტროგადაცემის წინაღობა ანუ ეს სადგური ელექტრულად რაც უფრო ახლისაა მომხმარებლის კვანძთან, მით უფრო მეტად იტვირთება მოცემული სადგური.

## 2.6. ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ოპტიმალური ტარიფები

ელექტროსისტემაში ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯების მინიმიზაცია უზრუნველყოფილია თუ სადგურებს შორის დატვირთვა ( როცა ცნობილია ამ სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი) განაწილებულია ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის (2.20) და სიმძლავრის ბალანსის განტოლების (2.21) ერთობლივი ამონახსნების მიხედვით

$$\sum_{j=1}^n P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{დაფ.}}} - \sum_{j=n+1}^{n+m} P_j R_{ij} \quad (2.20)$$

$$\sum_{i=0}^n P_i = P_{\text{მომხმ.}} + \Delta P \quad (2.21)$$

აქ:  $j=1 \div n$  – გენერაციის წყაროების კვანძების ნომერი;

$j=n+1 \div n+m$  – მომხმარებელთა კვანძების ნომერი.

როცა ცნობილია ელექტროსადგურების დატვირთვები (ოპტიმალური თუ არაოპტიმალური), მაშინ ამ დატვირთვის ოპტიმალური ტარიფი განისაზღვრება ფორმულით

$$C_i = C_0 - \frac{2(C_0 + C_{\text{დაფ.}})}{U_6^2} \sum_{j=1}^{n+m} P_j R_{ji} \quad (2.22)$$

როცა ცნობილია ელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი, მაშინ მისი ოპტიმალური დატვირთვა გამოითვლება ფორმულით

$$P_i = \frac{1}{R_{ii}} \left[ \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{დაფ.}}} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n+m} P_j R_{ij} \right] \quad (2.23)$$

ელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები და მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ოპტიმალური ტარიფები, რაც უზრუნველყოფს ელექტროსისტემის მუშაობის მაღალეფექტურობას, დადგენილი უნდა იქნეს ქვემოთ მოყვანილი ალგორითმის მიხედვით;

1. ამოვხსნათ (2.20) განტოლებათა სისტემა იმ დაშვებით, რომ ყველა სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი ერთნაირია და მაბალანსებელი სადგურის ტარიფის ტოლია

$$C_1 = C_2 = \dots C_i = \dots C_n = C_0;$$

2. თუ  $P_i < 0$ , მაშინ ამ სადგურის მუშაობა მინიმალური ტარიფითაც არაეკონომიკურია. ეს სადგური უნდა გავაჩეროთ. თუ ეს სადგური თანახმაა შეამციროს ტარიფი, მაშინ მისი ოპტიმალური დატვირთვა გამოითვლება (2.23) გამოსახულებით. ამ შემთხვევაში ეს დატვირთვა

მოცემული სადგურისთვის განიხილება როგორც ცნობილი სიდიდე, რაც გამოიწვევს (2.20) განტოლებათა სისტემის რიგის შემცირებას და ამ ახალი სისტემის განმეორებით ამოხსნას. შედეგად სხვა სადგურების ოპტიმალური დატვირთვები რამდენადმე შემცირდება თავიანთი უცვლელი ტარიფის პირობებში;

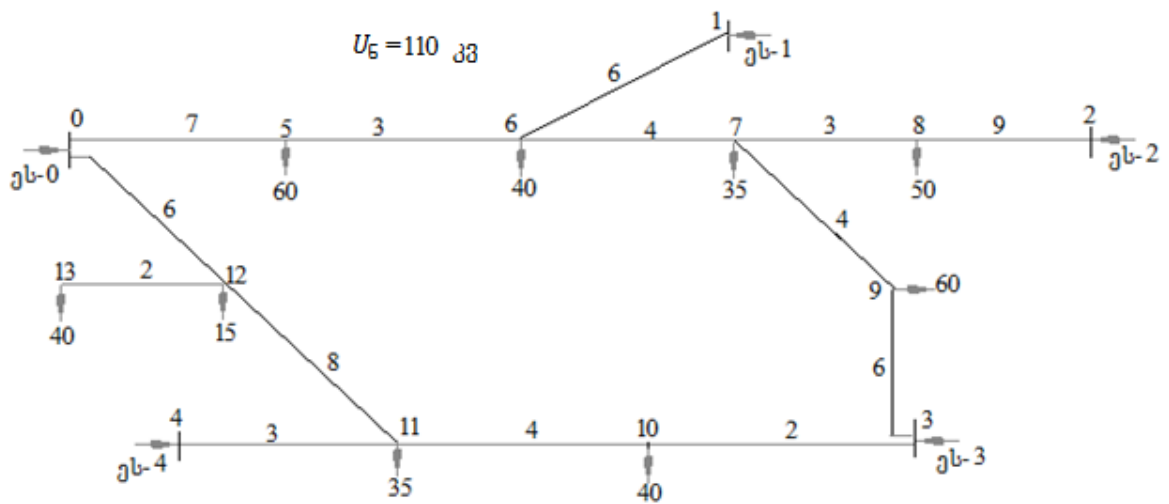
3. თუ  $P_i > P_{i, \text{დადგმ.}}$  მაშინ ვიღებთ  $P_i = P_{i, \text{დადგმ.}}$  მივიჩნევთ მას მუდმივ სიდიდეთ, რაც გამოიწვევს (2.20) განტოლებათა სისტემის რიგის შემცირებას და საჭიროა ამ ახალი სისტემის განმეორებითი ამოხსნა. შედეგად სხვა სადგურების ოპტიმალური დატვირთვები რამდენადმე ამღვდება;
4. თუ  $0 < P_i < P_{i, \text{დადგმ.}}$  მაშინ სადგური მუშაობს  $P_i$  ოპტიმალური დატვირთვითა და  $C_i$  ტარიფით. თუ სადგური თანახმაა შეცვალოს ტარიფი, მაშინ მისი ოპტიმალური დატვირთვა გამოითვლება (2.23) გამოსახულებით. ამ შემთხვევაში ეს დატვირთვა განიხილება როგორც ცნობილი სიდიდე, რაც გამოიწვევს (2.20) განტოლებათა სისტემის რიგის შემცირებას და ამ ახალი განტოლებათა სისტემის განმეორებით ამოხსნას. შედეგად სხვა სადგურების ოპტიმალური დატვირთვები რამდენადმე შეიცვლება. თუ სადგური თანახმაა შეცვალოს  $P_i$  დატვირთვა, მაშინ მისი ოპტიმალური ტარიფი გამოითვლება (2.22) გამოსახულებით. ამ შემთხვევაში სადგურის დატვირთვა განიხილება როგორც ცნობილი სიდიდე, რაც გამოიწვევს (2.20) განტოლებათა სისტემის რიგის შემცირებას და საჭიროა ამ ახალი სისტემის განმეორებით ამოხსნა. შედეგად სხვა სადგურების ოპტიმალური დატვირთვები რამდენადმე შეიცვლება.

განვიხილოთ ელექტროსისტემა (ნახ.2.7.), რომელიც მოიცავს ხუთ ელექტრო-სადგურს და რვა სამომხმარებლო კვანძს. სისტემის ჯამური დატვირთვა  $P_{\text{სისტ.}}=375$  მგვტ. კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები (მხოლოდ

ელექტროსადგურების კვანძების მიმართ) მოცემულია ცხრ.2.7-ში. ამ ცხრილის ბოლო სტრიქონში ჩაწერილია კვანძების გენერაცია-დატვირთვები (მგვტ).

კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების საშუალებით შეგვიძლია შევაფასოთ რამდენად ახლოსაა დატვირთვის კვანძი გენერაციის კვანძთან. კერძოდ, რაც უფრო ახლოსაა  $R_{ij}/R_{ii}$  ფარდობა 1-თან, მით უფრო ახლოსაა დატვირთვის  $j$  კვანძი გენერაციის  $i$  კვანძთან.

ელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრეებია:  $P_{0,დადგმ.}=150$ ,  $P_{1,დადგმ.}=60$ ,  $P_{2,დადგმ.}=90$ ,  $P_{3,დადგმ.}=120$  და  $P_{4,დადგმ.}=50$  მგვტ. მახალანსებელი სადურის ტარიფი  $C_0=15$  ლარი/მგვტსთ და გადაცემის ტარიფი  $C_{გად.}=5$  ლარი/მგვტსთ.



ნახ.2.7.

ცხრ.2.7.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	13,7268	6,8176	4,5451	3,1816	5,4087	7,7268	6,8176	6,8176	5,9087	4,0906	3,1816	1,3635	1,3635
2	6,8176	21,5448	6,3632	4,4542	4,7723	6,8176	9,5448	12,5448	8,2721	5,7269	4,4542	1,9090	1,9090
3	4,5451	6,3632	10,9088	7,6362	3,1816	4,5451	6,3633	6,3633	8,1816	9,8180	7,6362	3,2727	3,2727
4	3,1816	4,4542	7,6362	12,5454	2,2271	3,1816	4,4542	4,4542	5,7271	8,2727	9,5454	4,0909	4,0909
5	5,4087	4,7723	3,1816	2,2271	5,8861	5,4087	4,7724	4,7723	4,136	2,634	2,2271	0,9545	0,9545
6	7,7268	6,8176	4,5451	3,1816	5,4087	7,7268	6,8177	6,8176	5,9087	4,0906	3,1816	1,3635	1,3635
7	6,8176	9,5448	6,3636	4,4542	4,7724	6,8177	9,5449	9,5448	8,2721	5,7269	4,4542	1,9090	1,9090
8	6,8176	12,5448	6,3633	4,4542	4,7723	6,8176	9,5448	12,5448	8,2721	5,7269	4,4542	1,9090	1,9090
9	5,9087	8,2721	8,1816	5,7271	4,136	5,9087	8,2721	8,2721	10,6359	7,3634	5,7271	2,4545	2,4545

10	4,0906	5,7269	9,8180	8,2727	2,634	4,0906	5,7269	5,7269	7,3634	10,6362	8,2726	3,5454	3,5454
11	3,1818	4,4542	7,6362	9,5454	2,2271	3,1818	4,4542	4,4542	5,7271	8,2726	9,5454	4,0909	4,0909
12	1,3635	1,9090	3,2727	4,0909	0,9545	1,3635	1,9090	1,9090	2,4545	3,5454	4,0909	5,1818	5,1818
13	1,3635	1,9090	3,2727	4,0909	0,9545	1,3635	1,9090	1,9090	2,4545	3,5454	4,0909	5,1818	7,1818
<i>P</i>	<i>P</i> <sub>1</sub>	<i>P</i> <sub>2</sub>	<i>P</i> <sub>3</sub>	<i>P</i> <sub>4</sub>	-60	-40	-35	-50	-60	-40	-35	-15	-40

ზემოთ მოყვანილი ალგორითმის თანახმად შევადგინოთ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა

$$13,7268P_1+6,8176P_2+4,5451P_3+3,1816P_4=0+5,4087 \cdot 60+7,7268 \cdot 40+6,8176 \cdot 35+6,8176 \cdot 50+5,9087 \cdot 60+4,0906 \cdot 40+3,1816 \cdot 35+1,3635 \cdot 15+1,3635 \cdot 40=1917,584$$

$$6,8176P_1+21,5448P_2+6,3632P_3+4,4542P_4=0+4,7723 \cdot 60+6,8176 \cdot 40+9,5448 \cdot 35+12,5448 \cdot 50+8,2721 \cdot 60+5,7269 \cdot 40+4,4542 \cdot 35+1,9090 \cdot 15+1,9090 \cdot 40=2506,644$$

$$4,5451P_1+6,3632P_2+10,9088P_3+7,6362P_4=0+3,1816 \cdot 60+4,5451 \cdot 40+6,3633 \cdot 35+6,3633 \cdot 50+8,1816 \cdot 60+9,8180 \cdot 40+7,6362 \cdot 35+3,2727 \cdot 15+3,2727 \cdot 40=2244,462$$

$$3,1816P_1+4,4542P_2+7,6362P_3+12,5454P_4=0+2,2271 \cdot 60+3,1816 \cdot 40+4,4542 \cdot 35+4,4542 \cdot 50+5,7271 \cdot 60+8,2727 \cdot 40+9,5453 \cdot 35+4,0909 \cdot 15+4,0909 \cdot 40=1873,116$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ:  $P_1=64,71$ ,  $P_2=52,03$ ,  $P_3=119,08$ ,  $P_4=41,94$  და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე  $P_0=97,2+\Delta P$ .

როგორც ვხედავთ,  $P_1 > P_{1, \text{დადგმ.}}$ , ამიტომ ვიღებთ  $P_1=60$  მგვტ. ეს მნიშვნელობა შევიტანოთ მე-2, მე-3 და მე-4 განტოლებებში და მივიღებთ მესამე რიგის განტოლებათა სისტემას  $P_2$ ,  $P_3$  და  $P_4$  ცვლადების მიმართ

$$21,5455P_2+6,3636P_3+4,4545P_4=2097,588$$

$$6,3636P_2+10,9091P_3+7,6364P_4=1971,756$$

$$4,4545P_2+7,6364P_3+12,5455P_4=1682,220,$$

რომლის ამოხსნით ვღებულობთ  $P_2=53,13$ ,  $P_3=120,4$ ,  $P_4=41,94$  და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე  $P_0=99,53+\Delta P$  მგვტ.

ეს-1 სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის შემცირების (64,71 მგვტ-დან 60 მგვტ-მდე) გამო გაიზარდა ეს-2 და ეს-3 სადგურების ოპტიმალური დატვირთვა, შესაბამისად, 2,11% და 1,11%-ით. ეს-4 სადგურის დატვირთვა უცვლელი დარჩა.

**შენიშვნა:** ეს-3 სადგურის დატვირთვა უმნიშვნელოდ აღემატება სადგურის დადგმულ

სიმძლავრეს და ამიტომ გადაანგარიშება არ მივიჩნიეთ მიზანშეწონილად.

ამრიგად, მოცემულ ელექტროსისტემაში ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის ხარჯები იქნება მინიმალური, თუ სისტემის ელექტროსადგურების დატვირთვაა  $P_1=60$ ,  $P_2=53,13$ ,  $P_3=120,4$ ,  $P_4=41,94$ ,  $P_0=99,53+\Delta P$  მგვტ და, ამასთან, ეს-2, ეს-3 და ეს-4 სადგურების ტარიფები ერთნაირია (15 ლარი/მგვტსთ), ხოლო ეს-1 სადგურის ოპტიმალური ტარიფი კი გამოითვლება (3) გამოსახულებით

$$C_1=15-\frac{2\cdot(15+5)}{110^2}\cdot[13,7268\cdot 60+6,8176\cdot 53,13+4,5451\cdot 120,4+3,1816\cdot 41,94-(1917,584)]=$$

$$=15-3,306\cdot 10^{-3}\cdot(1866,493-1917,584)=15,17 \text{ ლარი/მგვტსთ.}$$

როგორც ვხედავთ, ეს-1 სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის შემცირების (64,71 მგვტ-დან 60 მგვტ-მდე) გამო მისი ოპტიმალური ტარიფი გაიზარდა 0,17 ლარი/მგვტსთ სიდიდით.

დავუშვათ, რომ ეს-2 სადგური თანახმაა თავისი ტარიფის შემცირების ხარჯზე იმუშავოს სრული დატვირთვით  $P_2=90$  მგვტ. ამ შემთხვევაში ზემოთ ნაჩვენებ განტოლებათა სისტემაში განიხილება მხოლოდ პირველი, მესამე და მეოთხე განტოლებები. მათში  $P_2=90$ -ის ჩასმის შემდეგ, გვაქვს

$$13,7268P_1+4,5451P_3+3,1816P_4=1304,00$$

$$4,5451P_1+10,9088P_3+7,6362P_4=1671,774$$

$$3,1818P_1+7,6364P_3+12,5455P_4=1472,238,$$

რომლის ამოხსნით ვღებულობთ  $P_1=51,34$ ,  $P_3=102,5$ ,  $P_4=41,94$  და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე  $P_0=97,2+\Delta P$  მგვტ.

ეს-2 სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის გაზრდის (53,13 მგვტ-დან 90 მგვტ-მდე) გამო შემცირდა ეს-2 და ეს-3 სადგურების ოპტიმალური დატვირთვა, შესაბამისად, 14,43% და 14,87%-ით. ეს-4 სადგურის დატვირთვა უცვლელი დარჩა.

სადგურებს შორის დატვირთვის გადანაწილების შემდეგ გამოვთვლით მათ ოპტიმალურ ტარიფებს (3) გამოსახულებით:

$$C_1 = 15 - \frac{2 \cdot (15 + 5)}{110^2} \cdot [13,7268 \cdot 51,34 + 6,8176 \cdot 90 + 4,5451 \cdot 102,5 + 3,1816 \cdot 41,94 - (1917,588)] =$$

$$= 15 - 3,306 \cdot 10^{-3} \cdot (1917,627 - 1917,588) = 15 \text{ ლარი/მგვტსთ};$$

$$C_2 = 15 - \frac{2 \cdot (15 + 5)}{110^2} \cdot [6,8176 \cdot 51,34 + 21,5451 \cdot 90 + 6,3632 \cdot 102,5 + 4,4542 \cdot 41,94 - (2506,644)] =$$

$$= 15 - 3,306 \cdot 10^{-3} \cdot (3128,112 - 2506,644) = 12,945 \text{ ლარი/მგვტსთ};$$

$$C_3 = 15 - \frac{2 \cdot (15 + 5)}{110^2} \cdot [4,5451 \cdot 51,34 + 6,3632 \cdot 90 + 10,9088 \cdot 102,5 + 7,6362 \cdot 41,94 - (2244,462)] =$$

$$= 15 - 3,306 \cdot 10^{-3} \cdot (2244,357 - 2244,462) = 15 \text{ ლარი/მგვტსთ};$$

$$C_4 = 15 - \frac{2 \cdot (15 + 5)}{110^2} \cdot [3,1816 \cdot 51,34 + 4,4542 \cdot 90 + 7,6362 \cdot 102,5 + 12,5454 \cdot 41,94 - (1873,116)] =$$

$$= 15 - 3,306 \cdot 10^{-3} \cdot (1873,086 - 1873,116) = 15 \text{ ლარი/მგვტსთ}.$$

ამრიგად, ეს-2 სადგურის ოპტიმალური ტარიფი გახდა 12,945 ლარი/მგვტსთ, ხოლო დანარჩენი სადგურების ტარიფი დარჩა უცვლელი.

მიუხედავად იმისა, რომ ეს-2 სადგურის ტარიფი შემცირდა, სადგურის შემოსავალი გაიზარდა სიდიდით  $12,945 \cdot 90 - 53,13 \cdot 15 = 368,1$  ლარი/სთ. ე.ი. ელექტრო-სადგურზე ენერჯის ტარიფის შემცირება ტრაგედია არ არის.

როგორც ანგარიშებმა გვიჩვენა, ეს-1 და ეს-2 სადგურების დატვირთვის ცვლილებისას არ იცვლება ეს-4 სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა. ეს განპირობებულია იმ გარემოებით, რომ ელექტრული კავშირი ეს-1 და ეს-2 სადგურებიდან ეს-4 სადგურამდე გადის ეს-0 და ეს-3 სადგურების გავლით. აღნიშნულის გამო ეს-0 და ეს-3 სადგურების მიერ “დაიბლოკა” ეს-4 სადგური.

ჩავთვალოთ, რომ ელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრე შეუზღუდავია და გავანალიზოთ კვანძური დატვირთვის ცვლილების გავლენა მათ ოპტიმალურ დატვირთვებზე. ამ მიზნით განვიხილოთ მე-9 კვანძის დატვირთვის ცვლილება  $0 \div 100$  მგვტ ფარგლებში. გამოთვლების შედეგები ნაჩვენებია ცხრ.2.8-ში.





ტ											
P <sub>3</sub> , მგვ ტ	101,5 8	104,5	107,4 1	110,3 3	113,2 5	116,1 6	119,0 8	122,0	124,9 1	127,8 3	130,7 5
P <sub>4</sub> , მგვ ტ	6,94	12,78	18,61	24,44	30,28	36,11	41,94	47,78	53,61	59,45	65,28
P <sub>0</sub> , მგვ ტ	114,7 4	115,9 8	117,2 4	118,4 9	119,7 3	120,9 9	122,2 4	123,4 8	124,7 4	125,9 8	127,2 3

მე-11 კვანძში დატვირთვის 10 მგვტ-ით გაზრდისას ეს-3 სადგურის ოპტიმალური გენერაციის ნაზრდი შეადგენს 2,92 მგვტ-ს, ხოლო ეს-4 სადგურის ოპტიმალური გენერაციის ნაზრდი 5,84 მგვტ-ს. ასეთი კანონზომიერება განპირობებულია იმით, რომ მე-11 კვანძი ელექტრულად უფრო ახლოსაა ეს-4 სადგურთან ( $R_{4,11}/R_{44}=9,5454/12,5454=0,76$ ), ვიდრე ეს-3 სადგურთან ( $R_{3,11}/R_{33}=7,6362/10,9088=0,70$ ).

როგორც ზემოთ ავღნიშნეთ (იგივე ჩანს ცხრ.2.8-დან), მე-9 კვანძში დატვირთვის ცვლილებისას ეს-4 სადგური, რომელიც მე-9 კვანძიდან გამოყოფილია ეს-0 და ეს-3 სადგურებით, “დაიბლოკა” და მისი ოპტიმალური გენერაცია უცვლელი დარჩა. ანალოგიურად, მე-11 კვანძი იმავე სადგურებით (ეს-0 და ეს-3) გამოყოფილია ეს-1 და ეს-2 სადგურებიდან და ამ უკანასკნელთა ოპტიმალური გენერაციები მე-11 კვანძის დატვირთვის შეცვლისას არ იცვლება (ცხრ.2.9), ანუ ეს-1 და ეს-2 სადგურები “დაიბლოკა” ეს-0 და ეს-3 სადგურებით.

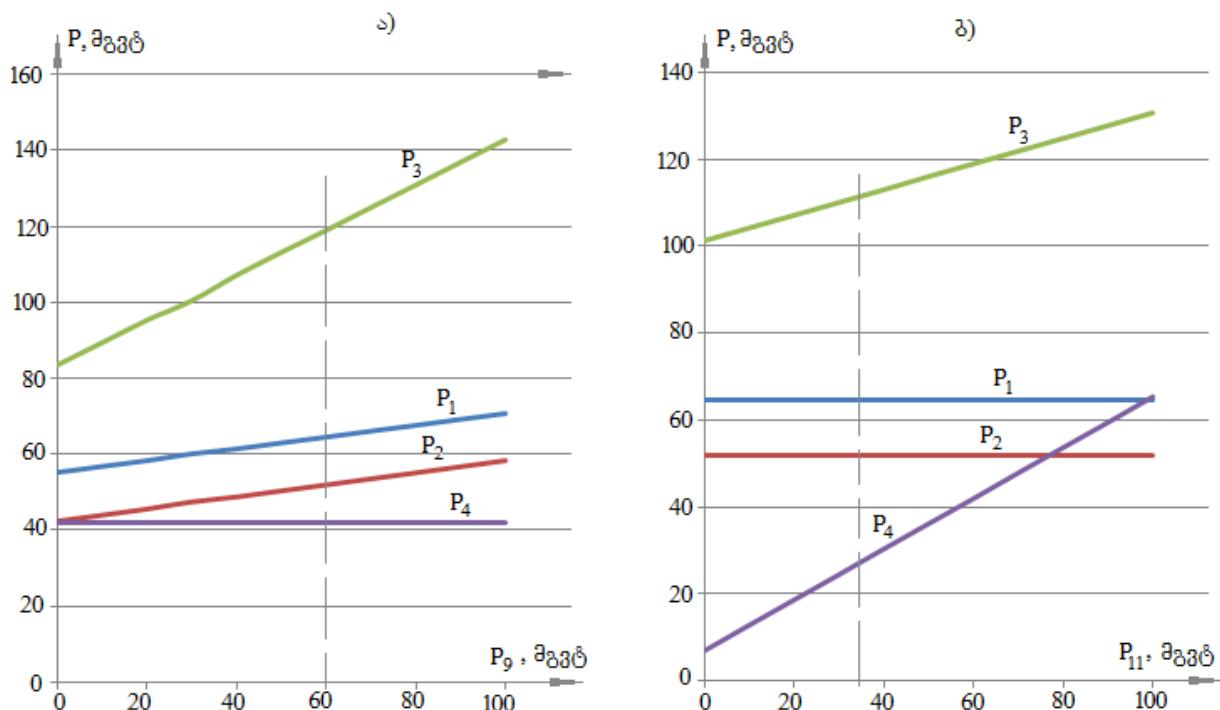
მაშასადამე, ნახ.2.7-ზე მოცემული ელექტრული ქსელი 0-3 დიაგონალით, რომლის ბოლოებში მიერთებულია გენერაციის წყაროები, გაიყო ორ დამოუკიდებელ ნაწილად. ამ გაყოფის გამო, ერთ ნაწილში გენერაციის (ან დატვირთვის) ცვლილება მეორე ნაწილის გენერაციის წყაროების ოპტიმალურ დატვირთვეზე გავლენას ვერ ახდენს. ეს შედეგი კიდევ ერთხელ ხაზს უსვამს იმ ცნობილ დასკვნას, რომლის თანახმადაც ელექტროქსელში ოპტიმიზაციის ამოცანის ამოხსნისას სიმძლავრის მახლანსირებელი სადგურის შერჩევაში თავისუფლებაა

(მაბალანსირებელ სადგურად შეგვიძლია შევირჩიოთ გენერაციის ნებისმიერი წყარო).

ნახ.2.8-ზე ნაჩვენებია მე-9 და მე-11 კვანძებში დატვირთვების ცვლილებისას ელექტროსადგურების ოპტიმალური გენერაციის ცვლილების გრაფიკები.

ჩატარებული გამოთვლების ანალიზი გვიჩვენებს, რომ როცა ელექტროსადგურების მიერ გამოიმუშავებული ელექტროენერგიის ტარიფები ერთნაირია, მაშინ მოცემული კვანძური დატვირთვის დაფარვას მაქსიმალურად თავისთავზე იღებს ელექტრულად უახლოესი ელექტროსადგური. ამ გზით მინიმუმამდე დაიყვანება ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები.

განხილულ კონკრეტულ შემთხვევაში აშკარად ჩანს, რომ ეს-3 სადგურის განთავსების რეგიონში მოითხოვება უფრო დიდი სიმძლავრის წყარო, ვიდრე ამ სადგურის დადგმული სიმძლავრეა. გამოთვლებმა გვიჩვენა, რომ თუ ეს-3 სადგურის ტარიფი დანარჩენი სადგურების ტარიფებზე უფრო მაღალი იქნება, მაშინ მისი ოპტიმალური დატვირთვის შემცირება და დანარჩენების გაიზრდება.



ნახ.2.8. ელექტროსადგურების ოპტიმალური გენერაცია მე-9 (ა) და მე-11 (ბ) კვანძებში დატვირთვების ცვლილებისას

ნახ.2.7-ზე წარმოდგენილი ელექტროსისტემისთვის ჩავატაროთ იგივე გამოთვლები იმ შემთხვევის დროს, როცა ეს-3 სადგურის ტარიფი უფრო მაღალია, ვიდრე დანარჩენებისა. კერძოდ, მივიღოთ:  $C_3=17$ ,  $C_1=C_2=C_4=15$  ლარი/მგვტსთ.

შევადგინოთ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა

$$\begin{aligned}
 &13,7268P_1+6,8176P_2+4,5451P_3+3,1816P_4=\frac{12100}{2} \cdot \frac{15-15}{15+5} +5,4087 \cdot 60+7,7268 \cdot 40+ \\
 &+6,8176 \cdot 35+6,8176 \cdot 50+5,9087 \cdot 60+4,0906 \cdot 40+3,1816 \cdot 35+1,3635 \cdot 15+1,3635 \cdot 40=1917,584 \\
 &6,8176P_1+21,5448P_2+6,3632P_3+4,4542P_4=\frac{12100}{2} \cdot \frac{15-16}{15+5} +4,7723 \cdot 60+6,8176 \cdot 40+ \\
 &+9,5448 \cdot 35+12,5448 \cdot 50+8,2721 \cdot 60+5,7269 \cdot 40+4,4542 \cdot 35+1,9090 \cdot 15+1,9090 \cdot 40=2506,644 \\
 &4,5451P_1+6,3632P_2+10,9088P_3+7,6362P_4=\frac{12100}{2} \cdot \frac{15-17}{15+5} +3,1816 \cdot 60+4,5451 \cdot 40+ \\
 &+6,3633 \cdot 35+6,3633 \cdot 50+8,1816 \cdot 60+9,8180 \cdot 40+7,6362 \cdot 35+3,2727 \cdot 15+3,2727 \cdot 40=1639,462 \\
 &3,1816P_1+4,4542P_2+7,6362P_3+12,5454P_4=\frac{12100}{2} \cdot \frac{15-16}{15+5} +2,2271 \cdot 60+3,1816 \cdot 40+ \\
 &+4,4542 \cdot 35+4,4542 \cdot 50+5,7271 \cdot 60+8,2727 \cdot 40+9,5453 \cdot 35+4,0909 \cdot 15+4,0909 \cdot 40=1873,116
 \end{aligned}$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ:  $P_1=80,324$ ,  $P_2=68,170$ ,  $P_3=6,521$ ,  $P_4=100,766$  და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე  $P_0=119,219+\Delta P$  მგვტ. როგორც ვხედავთ, ეს-3 სადგურის ტარიფის გაზრდამ მკვეთრად შეამცირა მისი ოპტიმალური დატვირთვის დონე, ხოლო დანარჩენი სადგურების ოპტიმალური დატვირთვები გაიზარდა.

განვიხილოთ შემთხვევა, როცა:  $C_3=17$ ,  $C_1=C_2=C_4=16$  ლარი/მგვტსთ.

შევადგინოთ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა

$$\begin{aligned}
 &13,7268P_1+6,8176P_2+4,5451P_3+3,1816P_4=\frac{12100}{2} \cdot \frac{15-16}{15+5} +5,4087 \cdot 60+7,7268 \cdot 40+ \\
 &+6,8176 \cdot 35+6,8176 \cdot 50+5,9087 \cdot 60+4,0906 \cdot 40+3,1816 \cdot 35+1,3635 \cdot 15+1,3635 \cdot 40=1615,084 \\
 &6,8176P_1+21,5448P_2+6,3632P_3+4,4542P_4=\frac{12100}{2} \cdot \frac{15-16}{15+5} +4,7723 \cdot 60+6,8176 \cdot 40+ \\
 &+9,5448 \cdot 35+12,5448 \cdot 50+8,2721 \cdot 60+5,7269 \cdot 40+4,4542 \cdot 35+1,9090 \cdot 15+1,9090 \cdot 40=2204,144 \\
 &4,5451P_1+6,3632P_2+10,9088P_3+7,6362P_4=\frac{12100}{2} \cdot \frac{15-17}{15+5} +3,1816 \cdot 60+4,5451 \cdot 40+ \\
 &+6,3633 \cdot 35+6,3633 \cdot 50+8,1816 \cdot 60+9,8180 \cdot 40+7,6362 \cdot 35+3,2727 \cdot 15+3,2727 \cdot 40=1639,462
 \end{aligned}$$

$$3,1816P_1+4,4542P_2+7,6362P_3+12,5454P_4=\frac{12100}{2} \cdot \frac{15-16}{15+5} +2,2271 \cdot 60+3,1816 \cdot 40+$$

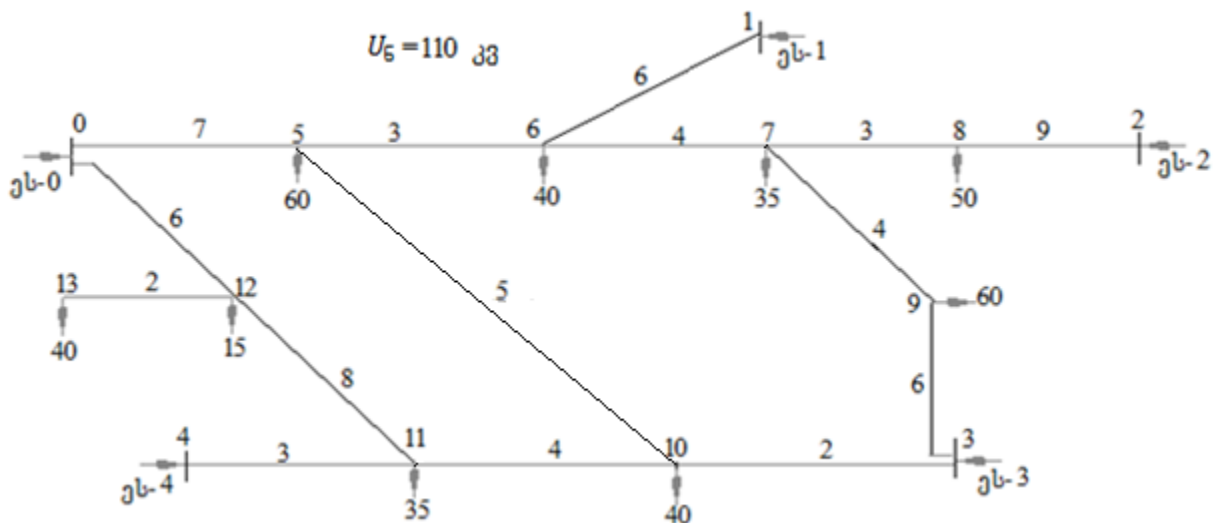
$$+4,4542 \cdot 35+4,4542 \cdot 50+5,7271 \cdot 60+8,2727 \cdot 40+9,5453 \cdot 35+4,0909 \cdot 15+4,0909 \cdot 40=1570,616$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ:  $P_1=58,98$ ,  $P_2=56,19$ ,  $P_3=51,81$ ,  $P_4=58,75$  და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე  $P_0=149,27+\Delta P$  მგვტ. მგვტ.

მაშასადამე, ერთ (ან რამდენიმე) სადგურზე ტარიფის გაზრდა იწვევს ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის შემცირებას და სხვა სადგურებზე მათი ოპტიმალური დატვირთვების გაზრდას.

ელექტროსადგურების ოპტიმალურ დატვირთვებზე კვანძური დატვირთვის ცვლილების გავლენის ანალიზმა აჩვენა რომ ეს გავლენა შინაარსობრივად იგივეა, მაგრამ იცვლება რაოდენობრივად. კერძოდ, მე-9 კვანძის დატვირთვის ცვლილებისას უცვლელი რჩება ისევ ეს-4 სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა და, რადგანაც ეს-3 სადგურის ტარიფი ეს-4 სადგურის ტარიფზე უფრო მაღალია, ეს-4 სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა “დაიბლოკა”  $P_4=58,75$  მგვტ დონეზე. მე-11 კვანძის დატვირთვის ცვლილებისას კი “დაიბლოკა” ეს-1 და ეს-2 სადგურები, შესაბამისად,  $P_1=58,98$  და  $P_2=56,19$  მგვტ დონეზე.

თუ ნახ.2.7-ზე ნაჩვენები ქსელის 0-3 დიაგონალის მიმართ ორად გაყოფილ ნაწილს ერთმანეთს დავაკავშირებთ, ვთქვათ 5-10 ელექტროგადაცემის ხაზით, რომლის წინაღობა  $R_{5,10}=5$  ომს (ნახ.2.9), მაშინ სადგურების მიერ სადგურების “დაბლოკვას” ადგილი არ ექნება.



**ნახ.2.9.**

ქსელის შეერთების სქემის სახეცვლილების გამო შეიცვლება კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები (ცხრ.2.10). ამ ცხრილში კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია მხოლოდ ელექტროსადგურების ქსელთან მიერთების კვანძების მიმართ.

**ცხრ.2.10.**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	13,616 8	6,8972	5,098 9	3,6860	5,1565	7,6168	6,8972	6,8972	6,1779	4,7392	3,6860	1,5797	1,5797
2	6,8972	21,4870	5,962 1	4,0888	4,9549	6,8972	9,4870	12,487	8,0771	5,2571	4,0888	1,7523	1,7523
3	5,0989	5,9621	8,120 5	5,096 1	4,4515	5,0989	5,9621	5,9621	6,8255	6,5522	5,0961	2,1840	2,1840
4	3,6860	4,0888	5,096 1	10,231 4	3,3839	3,6860	4,0888	4,0888	4,4917	5,2975	7,2314	3,0992	3,0992
P	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$P_4$	-60	-40	-35	-50	-60	-40	-35	-15	-40

მივიჩნით, რომ  $C_1=C_2=C_3=C_4=C_0=15$  ლარი/მგვტსთ, მაშინ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა ჩაიწერება შემდეგ სახეში

$$13,6168P_1+6,8972P_2+5,0989P_3+3,6860P_4=0+5,1565 \cdot 60+7,6168 \cdot 40+6,8972 \cdot 35+6,8972 \cdot 50+6,1779 \cdot 60+4,7392 \cdot 40+3,6860 \cdot 35+1,5797 \cdot 15+1,5797 \cdot 40=1976,460$$

$$6,8972P_1+21,4870P_2+5,9621P_3+4,0888P_4=0+4,9549 \cdot 60+6,8972 \cdot 40+9,4870 \cdot 35+12,4870 \cdot 50+8,0771 \cdot 60+5,2571 \cdot 40+4,0888 \cdot 35+1,7523 \cdot 15+1,7523 \cdot 40=2466,964$$

$$5,0989P_1+5,9621P_2+8,1205P_3+5,0961P_4=0+4,4515 \cdot 60+5,0989 \cdot 40+5,9621 \cdot 35+5,9621 \cdot 50+6,8255 \cdot 60+6,5522 \cdot 40+5,0961 \cdot 35+2,1840 \cdot 15+2,1840 \cdot 40=1947,926$$

$$3,6860P_1+4,0888P_2+5,0961P_3+10,2314P_4=0+3,3839 \cdot 60+3,6860 \cdot 40+4,0888 \cdot 35+4,0888 \cdot 50+4,4917 \cdot 60+5,2975 \cdot 40+7,2314 \cdot 35+3,0992 \cdot 15+3,0992 \cdot 40=1602,980$$

ამ სისტემის ამოხსნით ვღებულობთ:  $P_1=55,119$ ,  $P_2=49,466$ ,  $P_3=138,918$ ,  $P_4=47,855$  და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე  $P_0=83,642+\Delta P$ .

როგორც მოსალოდნელი იყო, გადაცემის ქსელში 5-10 უბნის დამატებამ ყველა სადგური სხვადასხვა ხარისხით უფრო მიუახლოვა მომხმარებელთა კვანძებს, მაგრამ მიახლოების ხარისხი ეს-3 სადგურისთვის უფრო მაღალია, ვიდრე დანარჩენი სადგურებისთვის. კერძოდ, ახალი უბნის მიერთების კვანძთან ეს-3 სადგური  $R_{3,10}=2$  ომის დაშორებითაა, ხოლო ეს-1 და ეს-2 სადგურები კი  $R_{5,6}=3$  ომის დაშორებითაა. რაც შეეხება ეს-4 სადგურს, იგი 5-10 უბნის მიხედვით მბალანსირებელი სადგურის მხარესაა.

როგორც ვხედავთ,  $P_3 > P_{3, \text{დადგმ.}}$ , ამიტომ ვიღებთ  $P_3=120$  მგვტ და გვაქვს მესამე რიგის განტოლებათა სისტემა  $P_1, P_2$ , და  $P_4$  ცვლადების მიმართ

$$13,6168P_1 + 6,8972P_2 + 3,6860P_4 = 1364,581$$

$$6,8972P_1 + 21,4870P_2 + 4,0888P_4 = 1751,512$$

$$3,6860P_1 + 4,0888P_2 + 10,2314P_4 = 991,458$$

რომლის ამოხსნით ვღებულობთ  $P_1=58,954$ ,  $P_2=52,16$ ,  $P_3=120$ ,  $P_4=54,819$  და სიმძლავრის ბალანსიდან გამომდინარე  $P_0=89,067 + \Delta P$  მგვტ.

როგორც ვხედავთ, ეს-3 სადგურის დატვირთვის შეცვლისას სადგურების მიერ სადგურების “დაბლოკვას” ადგილი არ აქვს.

რადგანაც ეს-3 სადგურის დატვირთვა, მისი ოპტიმალური დონიდან (139,918 მგვტ), შემცირდა 120 მგვტ-მდე, მაშინ ამ სადგურის ოპტიმალური ტარიფი იქნება

$$C_3 = 15 - \frac{2 \cdot (15 + 5)}{110^2} \cdot [5,0989 \cdot 58,954 + 5,9621 \cdot 52,16 + 8,1205 \cdot 120 + 5,0961 \cdot 54,819 - (1947,926)] =$$

$$= 15 - 3,306 \cdot 10^{-3} \cdot (1865,407 - 1947,926) = 15,273 \text{ ლარი/მგვტსთ;}$$

## დასკვნა თავი 2-ის მიმართ

მე-2 თავში გაანალიზებულია ოპტიმიზაციის ამოცანათა მათემატიკური მოდელის სტრუქტურა და ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ფორმირების პროცედურა ლაგრანჟის განუსაზღვრელი მამრავლის გამოყენების საფუძველზე. მიღებულია გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებამდე ელექტროენერჯის გადაცემასთან

დაკავშირებული ჯამური ხარჯების საამგარიშო გამოსახულება, როგორც მიზნის ფუნქცია და დასმულია ამ ხარჯების მინიმიზაციის ამოცანა.

მიღებულია ოპტიმიზაციის განტოლება-უტოლობათა სისტემა (2.13), რომლის საშუალებით შეგვიძლია დავადგინოთ ჰიდროელექტროსადგურების ის დატვირთვები, რომლის დროსაც ამ ელექტროსადგურებიდან ელექტროენერგიის შესყიდვისა და ტრანსპორტირების ჯამური ხარჯები იქნება მინიმალური.

ამ თავში განხილულია ჰიდროელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური გადანაწილება მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ცნობილი ტარიფების პირობებში და შეფასებულია ტარიფის ზედა ზღვრული მნიშვნელობა, როცა მოცემულია სადგურის დატვირთვა.

ჩატარებული კვლევის საფუძველზე შეგვიძლია გავაკეთოთ შემდეგი დასკვნა:

- მიღებულ განტოლებათა სისტემის საშუალებით (2.13 და 2.8) შეგვიძლია გამოვთვალოთ წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები  $P_i$ , როცა ცნობილია მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის  $C_i$  ტარიფები და სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგიის ზედა ზღვრული  $C_i$  ტარიფები, როცა ცნობილია მათი  $P_i$  დატვირთვები. სადგურების ამ პარამეტრებით მუშაობის პირობებში მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერგიის თვითღირებულება იქნება მინიმალური. ჩატარებულია  $P_i$  ოპტიმალური დატვირთვის ცვლილების ანალიზი ქსელის კვანძების ურთიერთ ელექტრული განლაგებისა და ამ კვანძების გენერაცია-დატვირთვების ცვლილებასთან დამოკიდებულებაში;
- $i$ -ური სადგურის ოპტიმალური  $P_i$  დატვირთვა ამ სადგურის ქსელთან მიერთების კვანძის საკუთარი  $R_{ii}$  წინაღობის უკუპროპორციულია. ეს მიუთითებს მას, რომ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა მით დაბალია, რაც უფრო ელექტრულად შორსაა იგი მომხმარებელთა კვანძებიდან;
- $i$ -ური სადგურის ოპტიმალური  $P_i$  დატვირთვის სიდიდე დამოკიდებულია  $P_j R_{ij}$  წევრზე. კერძოდ, როცა  $j$  დატვირთვის კვანძია, მაშინ  $P_i$  იზრდება  $P_j R_{ij}$  წევრის ზრდისას, ხოლო თუ  $j$  გენერაციის კვანძია, მაშინ  $P_i$  მცირდება  $P_j R_{ij}$  წევრის



ზრდისას. ეს მიუთითებს მას, რომ  $i$  სადგურთან ახლო მდებარე მომხმარებელი იწვევს ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის ზრდას, ხოლო ახლო მდებარე სადგური კი იწვევს იმავე ოპტიმალური დატვირთვის შემცირებას;

- $i$ -ური სადგურის ოპტიმალური  $P_i$  დატვირთვა მით დაბალია, რაც მაღალია მის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის  $C_i$  ტარიფი და ქსელში ელექტრო-ენერჯის გადაცემის  $C_{ად}$  ტარიფი.
- ელექტროსადგურებისა და მომხმარებელთა ნებისმიერი ურთიერთ განლაგებისას და ამ სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის სხვადასხვა ტარიფებისას, თუ ამ სადგურებს შორის დატვირთვა ოპტიმალურადაა განაწილებული, მაშინ ელექტროსისტემაში ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯები და მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერჯის ტარიფი მინიმალურია. სადგურებს შორის დატვირთვის სხვა ნებისმიერი არაოპტიმალური გადანაწილება იწვევს აღნიშნული დანახარჯებისა და სამომხმარებლო ტარიფის ზრდას.
- ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის ერთნაირი ტარიფის პირობებში მომხმარებელი უნდა იკვებებოდეს ელექტრულად უახლოესი ელექტროსადგურიდან. ამ შემთხვევაში ელექტროსისტემის მუშაობის ეფექტურო-ბაზე გავლენას ახდენს მხოლოდ ქსელში ენერჯის დანაკარგები და მისი მინიმიზაციის მიიღწევა სისტემის მუშაობის მაღალეფექტურობა;
- რაც მაღალია ელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის ტარიფი, მით დაბალია ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა;
- ქსელის რომელიმე კვანძში დატვირთვის ნაზრდი, ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის ერთნაირი ტარიფის პირობებში, დაფარული უნდა იქნეს ელექტრულად უახლოესი ელექტროსადგურიდან, ხოლო ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის სხვადასხვა ტარიფის პირობებში, დატვირთვის ეს

ნაზრდი გადანაწილდება სადგურების ტარიფებისა და დატვირთვის კვანძიდან ამ სადგურების ელექტრული დაშორების უკუპროპორციულად.

- რაც დაბალია სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი და მაღალია ალტერნატიული წყაროს (სიტემაში მომუშავე სხვა სადგურის) მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი, მით უფრო მეტად იტვირთება მოცემული სადგური;
- რაც მაღალია ელექტროგადაცემის ნომინალური ძაბვა და დაბალია ელექტროგადაცემის წინაღობა ანუ ეს სადგური ელექტრულად რაც უფრო ახლისაა მომხმარებლის კვანძთან, მით უფრო მეტად იტვირთება მოცემული სადგური.

### თავი 3. საქართველოს ელექტროსისტემის ტექნიკური მაჩვენებლები

#### 3.1. შესავალი

ენერგორესურსების მოხმარების ზრდის თანამედროვე მაღალი ტემპები განპირობებულია ტექნიკური პროგრესით, რომელსაც იაფი ენერჯის პირობებში მიყვავართ წარმოების ენერგოტევადობის ამაღლებამდე. ბუნებრივი ენერგეტიკული რესურსების რაციონალურად გამოყენებისადმი მეტი ყურადღება და ტექნიკური მოწყობილობების დონის შემდგომი ამაღლება შესაძლებელს გახდის გაიზარდოს ენერგორესურსების სასარგებლო გამოყენების კოეფიციენტი. განსაკურებით, დღევანდელ პირობებში ჰიდროენერგორესურსების რაციონალურად გამოყენება, ჩვენს პლანეტაზე ეკოლოგიური წონასწორობის შენარჩუნების პოზიციიდან გამომდინარე, სულ უფრო დიდ მნიშვნელობას იძენს.

ქვეყნის ეკონომიკური ძლიერების ერთ-ერთ უმთავრეს პირობას მისი ენერგეტიკული ბაზა წარმოადგენს. ენერგეტიკა განსაზღვრავს ქვეყნის მეურნეობის ყველა დარგისა და მოსახლეობის სოციალური პირობების მდგომარეობას და ამ მდგომარეობის განვითარებისათვის ხელსაყრელ პირობებს ქმნის.

ჰიდროენერგორესურსებით საქართველო საკმარისად მდიდარია [9]. მისი მთლიანი პოტენციალი შეფასებულია თითქმის 200 მლრდ კვტს-ის მოცულობით, ხოლო ტექნიკური პოტენციალი – 90 მლრდ კვტს-ს აღწევს. დღეისთვის გამოყენებულია ამ რესურსების 10%-მდე ნაწილი, მაშინ როდესაც მსოფლიოს განვითარებულ ქვეყნებში ჰიდროენერგორესურსები, პრაქტიკულად, მთლიანად არის ათვისებული. კერძოდ, საფრანგეთსა და შვეიცარიაში - 90%, შვეციაში – 82%, იაპონიაში – 75%, ნორვეგიაში – 72% და ა.შ.

ჰიდროენერგორესურსების ასეთი ფართო გამოყენება განპირობებულია იმით, რომ მდინარეთა წყლის რესურსები განეკუთვნება ეკოლოგიურად სუფთა და მუდმივგანახლებად წყაროებს. ამასთან, ჰიდროელექტროსადგურებზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება 6-7-ჯერ ნაკლებია, ვიდრე თბოელექტროსადგურებზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება. გარდა ამისა, ჰიდროელექტროსადგურები მანევრირებადი სადგურებია და შეუვლელია, როდესაც ენერგოსისტემაში საჭიროა დატვირთვების დღელამური და სეზონური დარეგულირება, ექსტრემალურ სიტუაციებში გენერაციის სწრაფი შემცირება ან გაზრდა. მართალია მანევრირების ფართო მასშტაბური გამოვლინება ახასიათებს წყალსაცავიან ჰიდროსადგურებს. ჰიდროსადგურებს, რომელთაც წყალსაცავი არ გააჩნიათ სეზონური სადგურებია, მათი გენერაცია დამოკიდებულია მდინარეში წყლის ხარჯზე წლის სხვადასხვა პერიოდში და, ამ თვალსაზრისით, არაწყალსაცავიანი ჰიდროსადგურები ბაზისურ სადგურებს წარმოადგენენ. თუმცა მცირე მასშტაბით გენერაციის სწრაფი შემცირება ან გაზრდა ამ სადგურებსაც შეუძლიათ განახორციელოს წყალმიმღებზე წყლის შეტბორვის დასამზებ ფარგლებში ცვლილების ხარჯზე.

დიდი მოცულობის წყალსაცავიანი ჰიდროსადგურები უკეთ აკმაყოფილებს ენერგოსისტემისადი წაყენებულ მოთხოვნებს, მაგრამ ასეთი ჰესების მშენებლობას ფრთხილად უნდა მიუდგეთ და მათ აგებასთან დაკავშირებული საკითხები კომპლექსურ ჭრილში გადავწყვიტოთ მოსალოდნელი შედეგების ღრმა გაანალიზების საფუძველზე. ასეთი ნაგებობათა მშენებლობის უარყოფით მხარეს წარმოადგეს სავარგულების დატბორვა, კლიმატური პირობების შეცვლა, მყარი ნატანის აკუმულირება და ა.შ. მშენებლობის ამ უარყოფით ფაქტორებს მთლიანად

ვერ ავიცილებთ თავიდან, მაგრამ წყალსაცავიანი ჰესები უნდა ვაშენოთ ისეთ ადგილებში, რომ მივიღოთ მინიმალური ეკოლოგიური ზიანი.

### 3.2. საქართველოს მოქმედი ჰიდროელექტროსადგურების ტექნიკური მაჩვენებლები

საქართველოში ელექტროენერგეტიკის ისტორია XIX საუკუნის 80-იანი წლებიდან იწყება. პირველი ელექტროსადგური (თბოსადგური) 1887 წლის ბოლოს იქნა გაშვებული ქ. თბილისში. პირველი ჰიდროსადგური გაშვებული იქნა 1898 წელს ბორჯომში ლიკანის სამეფო სასახლის ელექტროგანათების მოწყობის მიზნით. ეს სადგური გაშვების პირველ ეტაპზე 140 ცხ.ძ. სიმძლავრის იყო, შემდგომ გაფართოებული იქნა და 1903 წელს მისი სიმძლავრე გახდა 290 ცხ.ძ.

XX საუკუნის პირველ ათწლეულში კიდევ გაშვებული იქნა რამდენიმე მცირე სიმძლავრის ჰიდროსადგური და 1913 წლისთვის საქართველოში მოქმედი 7 ჰიდროსადგურის საერთო დადგმული სიმძლავრე დაახლოებით 1300 კვტ-ს შეადგენდა, რაც ყველა ელექტროსადგურის დადგმული სიმძლავრის დაახლოებით 16% იყო.

შედარებით მძლავრი ჰიდროსადგური გაშვებული იქნა 1927 წელს მდ. მტკვარზე ზაჰესი, რომლის სიმძლავრე ექსპლუატაციის პირველ წლებში შეადგენდა 12,8 მგვტ-ს და შემდგომი გაფართოებით გახდა 36,8 მგვტ. ამ დროიდან იწყება საქართველოს ჰიდროენერგეტიკის განვითარება. მალე მწყობრში ჩადგა რიონის ჰიდროსადგური ოთხი აგრეგატით თითოეული 12,5 მგვტ სიმძლავრის.

ქვემოთ ცხრილში ნაჩვენებია საქართველოს შედარებით მძლავრი ჰიდროსადგურების ექსპლუატაციაში გაშვების წლები, დადგმული სიმძლავრეები და წლიური საპროექტო გამომუშავება (ცხრ.3.1).

ცხრილი 3.1.

ჰესის დასახელება	გაშვების წელი	დადგმული სიმძლავრე, მგვტ	საპროექტო გამომუშავება, მლნ კვტსთ
ზაჰესი	1927	36,8	210
რიონიჰესი	1933-34	50	325
გუმათიჰესი 1	1958	44	256
გუმათიჰესი 2	1956	22,8	138
ჩითახევიჰესი	1949	21,6	120
შაორიჰესი	1955-59	38,4	148
ტყიბულიჰესი	1956	80	165
სიონიჰესი	1954	9,1	33
საცხენისიჰესი	1952	14	61
მარტყოფიჰესი	1952	3,87	15
თეთრიხევიჰესი	1952	13,6	49
ხრამიჰესი 1	1947	112,8	217
ხრამიჰესი 2	1963	110	370
სოხუმიჰესი	1948	18,9	102
აწჰესი	1941	16	97
ლაჯანურიჰესი	1960	112,5	438
ჟინვალიჰესი	1983-84	130	470
ენგურიჰესი	1978-80	1300	4340
ვარდნილიჰესი 1	1971-72	220	730
ორთაჭალაჰესი	1954	18	90
ვარციხეჰესი 1-4	1976-87	184	1000
ბჟუჟაჰესი	1956	12,2	68
ალაზანიჰესი	1942	4,8	20
ხადორიჰესი 1,2		26	
დარიალიჰესი	2014	108	521
ლარსიჰესი	2014	20	98
არაგვიჰესი	2014	8	50
ფარავანიჰესი	2014	86	425

გარდა 3.1 ცხრილში მითითებული ჰესებისა, საქართველოს ელექტროსისტემაში ჩართულია რამდენიმე ათეული მცირე სიმძლავრის ჰესი და გარდაბნის თბოელექტროსადგურების კომპლექსი - ბლოკები №3,4,9 საერთო სიმძლავრით 520 მგვტ და აირტურბინიანი სადგური 110 მგვტ სიმძლავრით.

საქართველოს ელექტროსადგურების ჯამური დადგმული სიმძლავრე დაახლოებით აღწევს 3500 მგვტ-ს. მათ შორის ჰიდროსადგურებისა - 2600 მგვტ-მდე (მცირე სიმძლავრის ჰესების ჩათვლით) ანუ 75%-ს და თბოსადგურებისა - 730

მგვტ-ს ანუ 25%-ს. ბოლო წლების მონაცემებით ელექტროენერჯის წლიური გამომუშავება 10 მლრდ კვტს-ს ჭარბობს. მათ შორის ჰიდროსადგურებისა – 8,3 მლრდ კვტს-მდე (მცირე სიმძლავრის ჰესების ჩათვლით) ანუ 82%-ს და თბოსადგურებისა – 1,8 მლრდ კვტს-მდე ანუ 18%-ს.

ზამთრის პიკზე საქართველოს დატვირთვა აღწევს 1800 მგვტ-ს, რომლის დაფარვაში სრული დატვირთვით მონაწილეობს თბოსადგურები. ზაფხულის პიკი არ აღემატება 1200-1300 მგვტ-ს, რომლის დაფარვა თავისუფლად შეუძლია ჰიდროსადგურებს და იმ შემთხვევაში როცა საქართველოდან ელექტროენერჯის ექსპორტი არ ხორციელდება, ადგილი აქვს წყლის უქმად დაღვრას. ამ ბოლო შემთხვევაში მიზანშეწონილია ჰიდროსადგურები დაიტვირთოს იმ ოპტიმალური სიმძლავრით, რომლის დროსაც ელექტროენერჯის გამომუშავებისა და ტრანსპორტირების ჯამური ხარჯები იქნება მინიმალური.

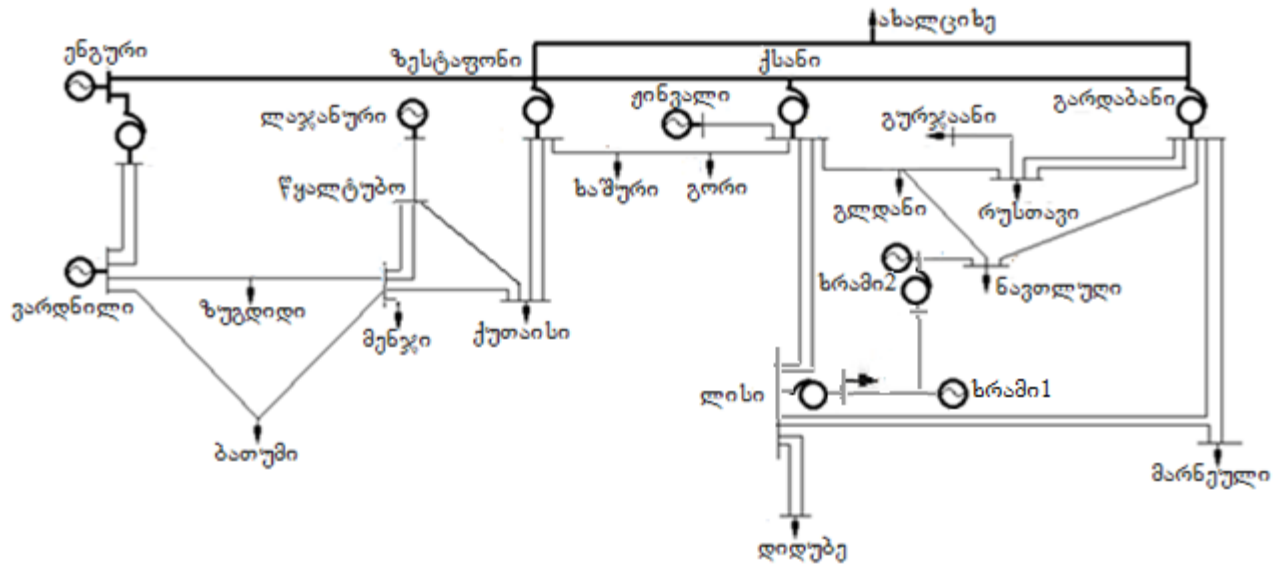
### **3.3. საქართველოს ელექტროსისტემის ელექტროგადაცემის ქსელი**

საქართველოს ელექტროსისტემის ელექტროგადაცემის ქსელი შეიცავს 0,38-500 კვ ძაბვის ელექტროგადაცემის საჰაერო ხაზებსა და სატრანსფორმატორო ქვესადგურებს. ამასთან, 0,38-110 კვ ძაბვის ქსელები მანაწილებელ ქსელებს წარმოადგენს, ხოლო 220-500 კვ ძაბვის ქსელები - სისტემაწარმომქნელ ქსელებს.

110 კვ და უფრო დაბალი ძაბვის მანაწილებელი ქსელები კვებას იღებს 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურებიდან ავტონომიური კვების პრინციპით და წარმოადგენენ ავტონომიურ ქსელებს, თუმცა მათ შორის არსებობს სარეზერვო კვების საშუალებები 110 კვ ძაბვაზე.

220-500 კვ ძაბვის სისტემაწარმომქნელი ქსელი ანუ ელექტროსისტემის ძირითადი ელექტროგადაცემის ქსელი წარმოადგენს შეკრულ ქსელს და შეიცავს 500 კვ ძაბვის 5 გადაცემის ხაზს, ამდენივე 550/220 კვ ძაბვის სატრანსფორმატორო ქვესადგურს, 30-ზე მეტს 220 კვ ძაბვის ხაზებს და 220/110 კვ ძაბვის 17 სატრანსფორმატორო ქვესადგურს (ნახ. 3.1). ამ შეკრული ქსელის შემადგენელ

ნაწილს შეადგენს 110 კვ ძაბვის მაგისტრალი “ხრამი2-ხრამი1-ლისი”, რომელიც შეიცავს 110 კვ ძაბვის ხაზებს “გომარეთი”, “თონეთი 1,2” და ხრამი2-ისა და ლისის ქვესადგურების 220/110 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორებს.



ნახ. 3.1

ქვეყნის ელექტროსადგურები მიერთებულია თითქმის ყველა ნომინალური ძაბვის ქსელის კვანძებში. კერძოდ, დიდი სიმძლავრის სადგურები 500 და 220 კვ ძაბვის კვანძში (ენგურიჰესი, გარდაბანის №9 ბლოკი, ვარდნილიჰესი 1, ლაჯანურიჰესი, ჟინვალისჰესი, ხრამიჰესი 2 და გარდაბანის №3,4 ბლოკები), ხოლო უფრო დაბალი სიმძლავრის ჰესები კი მიერთებულია 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელების კვანძებში.

500/220 კვ ძაბვის ქსელები წარმოადგენს შეკრულ ქსელებს და, როგორც ნახაზიდან ჩანს, უფრო განვითარებულია და კვების უფრო მაღალი საიმედოობისაა ქსელის აღმოსავლეთი (ზესტაფონი-ახალციხე და მათგან აღმოსავლეთი) ნაწილი. ქსელის დასავლეთ ნაწილში, სადაც განთავსებულია ელექტროენერჯის მძლავრი წყაროები (ენგურიჰესი, ვარდნილიჰესი და ქუთაისი რეგიონის ჰესების კომპლექსი), გვაქვს 500 კვ ძაბვის ერთი გადაცემის ხაზი (:"იმერეთი") და მისი პარალელური 220 კვ ძაბვის მაგისტრალი “ენგურიჰესი-მენჯი-ქუთაისი-ზესტაფონი”.

ქსელის ეს ნაწილი კვების დაბალი საიმედოობით ხასიათდება, რადგანაც ეგზ “იმერეთის” ავარიულად გამორთვისას ენგური-ვარდნილი ჰესების სიმძლავრის გამოტანა ვერ ხერხდება და სისტემა იძულებულია ავარიულად გამორთოს მომხმარებელთა ნაწილი ზესტაფონისა და აღმოსავლეთ საქართველოს კვანძებში.

500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის ელემენტების ტექნიკური და ელექტრული პარამეტრები მოცემულია 3.2 ცხრილში.

ცხრ. 3.2. ქსელის ელემენტების მონაცემები

№	დასახელება	სადენი	სიგრძე, კმ	R,ომი	X,ომი	B.10 <sup>-6</sup> , სიმენსი
ელექტროგადაცემის ხაზები 500 კვ						
1	ენგური-ზესტაფონი	3x400	127,8	3,19	39,1	462,5
2	ზესტაფონი-ქსანი	3x400	165	4,13	50,49	597,3
3	ზესტაფონი-ახალციხე	3x300	67,3	2,27	20,86	265,8
4	ქსანი-გარდაბანი	3x400	91,91	2,3	28,12	332,7
5	გარდაბანი-ახალციხე	3x400	190	5,55	58,56	706,45
ელექტროგადაცემის ხაზები 220 კვ						
1	ენგური-ვარდნილი	500	11,5	0,69	4,75	31,51
		500	11,5	0,69	4,75	31,51
2	ვარდნილი-ბათუმი	400	148,9	11,14	62,54	402,03
3	ვარდნილი-ზუგდიდი	300	20	1,8	8,52	53,22
4	ზუგდიდი-მენჯი	400	43,6	3,27	18,31	117,8
5	მენჯი-ბათუმი	400	97,6	7,35	41,0	252,1
6	მენჯი-ქუთაისი	300	65,68	6,38	28,15	173,53
	მენჯი-წყალტუბო	2x300	58,8	3,087	11,76	317,5
7	ქუთაისი-წყალტუბო	400	26,28	1,97	11,04	70,96
8	წყალტუბო-ლაჯანურიჰესი	400	47,02	3,53	19,75	126,96
9	ქუთაისი-ზესტაფონი	400	23,43	1,76	9,84	63,26
		400	20,92	1,57	8,79	56,48
10	ზესტაფონი-ხაშური	400, 480	67,24	4,51	27,93	181,55
11	ხაშური-გორი	480	47,89	3,06	19,8	129,29
12	გორი-ქსანი	400	55,63	4,19	23,45	150,74
13	ქსანი-ჟინვალისჰესი	300	41,1	4,33	17,63	108,55
14	ქსანი-ლისი	300	18	1,76	7,72	47,52
		300	18	1,76	7,72	47,52
15	ლისი-დიდუბე	300	8,2	0,87	3,52	21,65
		300	8,2	0,87	3,52	21,65
16	ქსანი-გლდანი	400	33,12	2,48	13,91	89,42
17	გლდანი-ნავთლული	500	17,42	1,31	7,32	47,02
18	ნავთლული-გარდაბანი	500	36,33	2,29	15,0	99,55
19	გლდანი-რუსთავი	500	46,7	2,83	19,3	127,89
20	რუსთავი-გურჯაანი	400	75	5,63	31,5	202,5



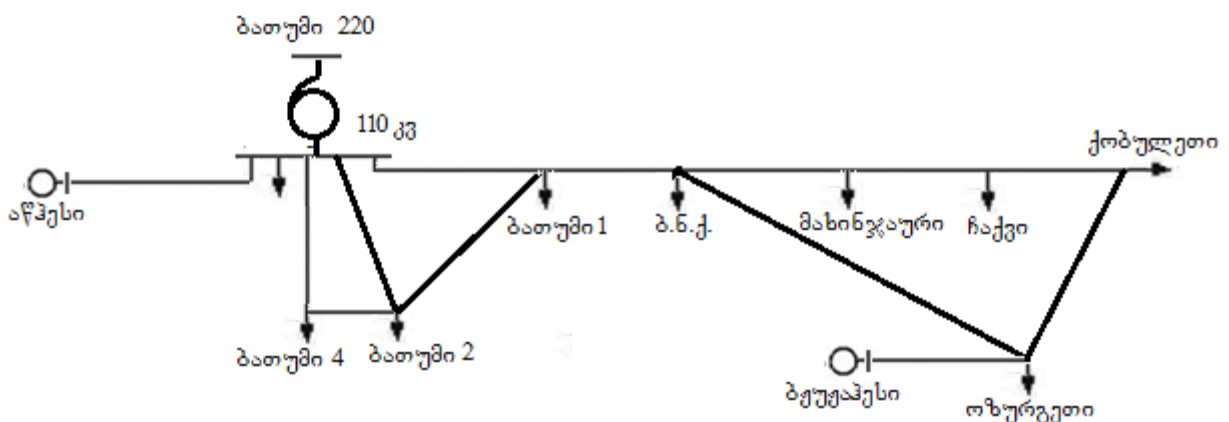
21	რუსთავი-გარდაბანი	400	21,5	1,59	9,02	56,11
		400	21,5	1,59	9,02	56,11
22	ლისი-გარდაბანი	400	56,5	4,24	23,73	152,55
23	ლისი-მარნეული	400	35,5	2,66	14,91	95,85
24	გარდაბანი-მარნეული	400	20,25	1,52	8,51	54,68
25	ნავთლული-ხრამი 2	400	55	4,33	22,0	148,5
26	ახალციხე-ფარავანი	300	60	6,3	24	162
27	თონეთი 1,2 (110 კვ)	185	58	4,94	11,6	313,2
28	გომარეთი (110 კვ)	150	15	3,15	6,0	40,5
ავტოტრანსფორმატორები 500/220 კვ						
№	ქვესადგური	დასახელება	სიმძლავრე, მგვა	R,ომი	X,ომი	
1	ენგურიჰესი	AT1	501	0,97	61,1	
2	ზესტაფონი	AT3	501	0,97	61,1	
3	ქსანი	AT3	501	0,97	61,1	
4	გარდაბანი	AT4	801	0,56	39,8	
ავტოტრანსფორმატორები 220/110 კვ						
1	ბათუმი	AT1	125	1,0	48,6	
		AT2	125	1,0	48,6	
2	ქუთაისი	AT1	125	1,0	48,6	
		AT2	125	1,0	48,6	
3	ზესტაფონი	AT1	200	0,3	30,4	
		AT2	200	0,3	30,4	
4	ხაშური	AT1	125	1,0	48,6	
		AT2	125	1,0	48,6	
5	ქსანი	AT1	125	1,0	48,6	
		AT2	125	1,0	48,6	
6	გლდანი	AT1	125	1,0	48,6	
		AT2	125	1,0	48,6	
7	ნავთლული	AT1	125	1,0	48,6	
		AT2	125	1,0	48,6	
8	გურჯაანი	AT1	125	1,0	48,6	
9	გარდაბანი	AT1	125	1,0	48,6	
		AT2	125	1,0	48,6	
10	ხრამი 2	AT1	125	1,0	48,6	
11	ლისი	AT1	125	1,0	48,6	
		AT2	125	1,0	48,6	
12	ზუგდიდი	AT1	63	2,8	104	
		AT2	63	2,8	104	
13	გორი	AT1	125	1,0	48,6	
14	მენჯი	AT1	63	2,8	104	
		AT2	63	2,8	104	
15	წყალტუბო	AT1	125	1,0	48,6	
16	დიდუბე	AT1	125	1,0	48,6	
		AT2	125	1,0	48,6	
17	რუსთავი	AT1	200	0,3	30,4	
		AT2	200	0,3	30,4	
18	მარნეული	AT1	125	1,0	48,6	
19	ხრამი 2	AT1	125	1,0	48,6	

		AT2	125	1,0	48,6	
--	--	-----	-----	-----	------	--

როგორც ზემოთ ავღნიშნეთ 220/110 კვ ძაბვის სადგურებისა და ქვესადგურების 110 კვ ძაბვის სალტეებზე მიერთებულ 110 კვ ძაბვის ზოგიერთ მანაწილებელ ქსელში ჩართულია კვების წყაროები (ჰესები), რომელთა ოპტიმალური დატვირთვები წყალუხვობის პერიოდში ექვემდებარება განსაზღვრას. ამ მანაწილებელი ქსელების შეერთების სქემები, რომლებიც მოიცავს მხოლოდ კვების წყაროებთან დამაკავშირებელ უბნებს, მოცემულია ქვემოთ 3.3.1-3.3.21 პარაგრაფებში.

### 3.3.1. 220/110 კვ ძაბვის “დ.ბათუმის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

“დ. ბათუმის” ქვესადგურის 110 კვ ძაბვის სალტეებიდან იკვებება აჭარა-გურიის 110/35 კვ ძაბვის ქსელი, სადაც ჩართულია აწჰესი და ბჟუჟაჰესი. ქსელი საერთოდ მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 12 და 35/10 კვ ძაბვის 19 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 55-60 მგვტ-ს, რომელიც განაწილებულია სხვადასხვა კვანძებში და ნაჩვენებია 3.2.1 ნახზოზე.



ნახ. 3.2.1. 220/110 კვ ძაბვის “დ.ბათუმის” ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი

ქსელის კვანძების აქტიური დატვირთვები და უბნების აქტიური წინააღმდეგობები მოცემულია 3.3,ა და 3.3,ბ ცხრილებში.

ცხრ.3.3,ა.

კვანძი	დ.ბათუმი	ბათუმი 4	ბათუმი 2	ბათუმი 1	ბ.ნ.ქ.	აწვესი	მახინჯაური	ჩაქვი	ქობულეთი	ოზურგეთი	ბჟუჟაჰესი	სულ
დატვირთვა, მგვტ	9,8	2,0	10,0	15,0	2,2	3,2	1,5	1,8	5,2	12,5	2,5	65,7

ცხრ.3.3,ბ.

უბანი	სიგრძე, კმ	სადენის მარკა	აქტიური წინააღმდეგობა, ომი	
			დაყვანილი 110 კვ-ზე	დაყვანილი 220 კვ-ზე
დ.ბათუმი-აწვესი	21	AC-120	5,51	22,05
დ.ბათუმი-ბათუმი 4	8,5	AC-120	2,23	8,93
დ.ბათუმი-ბათუმი 2	6,7	AC-120	1,76	7,04
დ.ბათუმი-ბათუმი 1	13	AC-120	3,41	13,64
ბათუმი 2 - ბათუმი 4	2,5	AC-120	0,66	2,64
ბათუმი 2 - ბათუმი 1	2,5	AC-120	0,66	2,64
ბათუმი 1 - ბ.ნ.ქ.	2,2	AC-120	0,58	2,32
ბ.ნ.ქ.-მახინჯაური	4,6	AC-120	1,21	4,84
ბ.ნ.ქ.-ოზურგეთი	58	AC-120	15,23	60,92
მახინჯაური-ჩაქვი	5,3	AC-70	2,39	9,56
ჩაქვი-ქობულეთი	11,3	AC-120	2,97	11,88
ქობულეთი-ოზურგეთი	23,5	AC-120	6,24	24,96
ოზურგეთი-ბჟუჟაჰესი	13	AC-185	2,21(35 კვ-ზე)	21,83

### 3.3.2. ენგურჰესის 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის

#### ავტონომიური ქსელი

ენგურჰესის 110 კვ ძაბვის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს წალენჯიხის, ჩხოროწყუსა და მესტიის რაიონები.

ენგურჰესის 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 4 და 35/10 კვ ძაბვის 12 ქვესადგურს. ამ ქსელში კვების წყარო ჰესის სახით ჩართული არ არის და ამიტომ ქსელის ჯამური დატვირთვა მოდებულია უშუალოდ ენგურჰესის 220 კვ ძაბვის სალტეზე. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 8-10 მგვტ-ს.

### **3.3.3. 220/110 კვ ძაბვის “ვარდნილიჰესი 1” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი**

“ვარდნილიჰესი 1” ქვესადგურიდან ელექტროენერგიას იღებს აფხაზეთი. “ვარდნილიჰესი 1” ქვესადგურის 110 კვ ძაბვის სალტეებიდან იკვებება გალის რაიონი, ხოლო 220 კვ ძაბვის სალტეებიდან კი აფხაზეთის დანარჩენი მომხმარებლები. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკზე წყალუხვობის სეზონზე აღწევს 210 მგვტ-ს. ამ ქსელში კვების წყარო ჰესის სახით ჩართული არ არის და ამიტომ ქსელის ჯამური დატვირთვა მიერთებულია უშუალოდ “ვარდნილიჰესი 1” ქვესადგურის 220 კვ ძაბვის სალტეზე.

### **3.3.4. 220/110 კვ ძაბვის “ზუგდიდის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი**

220/110 კვ ძაბვის “ზუგდიდის” ქვესადგურის 110 კვ ძაბვის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს ზუგდიდის და ხობის რაიონები.

ქვესადგური “ზუგდიდის” 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 3 და 35/10 კვ ძაბვის 9 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 15-20 მგვტ-ს. ამ ქსელში კვების წყარო ჰესის სახით ჩართული არ არის და ამიტომ ქსელის ჯამური დატვირთვა მივაეთოთ უშუალოდ ზუგდიდის ქვესადგურის 220 კვ ძაბვის სალტეზე.

### **3.3.5. 220/110 კვ ძაბვის “მენჯის” ქვესადგურის**

#### **ავტონომიური ქსელი**

220/110 კვ ძაბვის “მენჯის” ქვესადგურის 110 კვ ძაბვის სალტებიდან ელექტროენერგიას იღებს სენაკის, ფოთის, მარტვილის, აბაშის რაიონები.

ქვესადგური “მენჯის” 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 5 და 35/10 კვ ძაბვის 23 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 25-30 მგვტ-ს. ამ ქსელში კვების წყარო ჰესის სახით ჩართული არ არის და ამიტომ ქსელის ჯამური დატვირთვა მივაეთოთ უშუალოდ მენჯის ქვესადგურის 220 კვ ძაბვის სალტეზე.

### **3.3.6. 220/110 კვ ძაბვის “ხორგას” ქვესადგურის**

#### **ავტონომიური ქსელი**

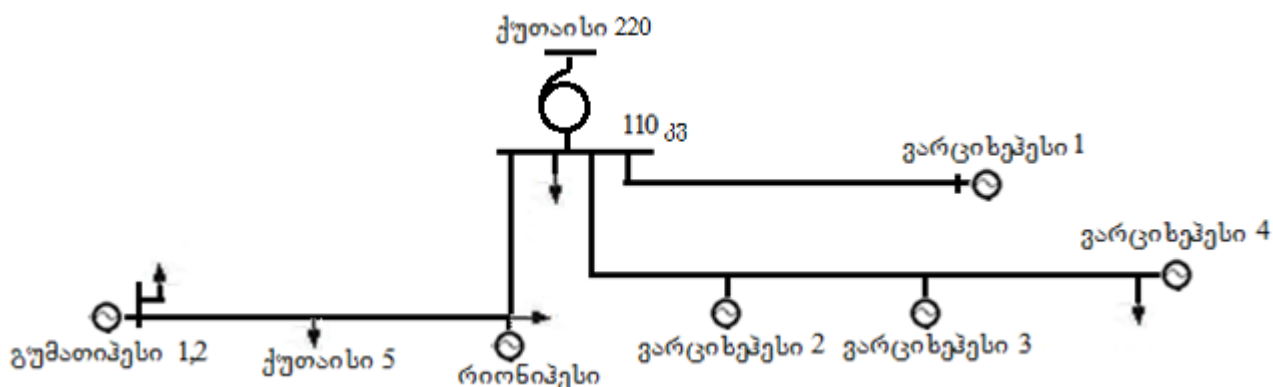
“ხორგას” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელიდან ელექტროენერგიას იღებს ქალაქ ფოთის თავისუფალი ინდუსტრიული ზონა (თიზი). ამ ქვესადგურის ავტონომიურ ქსელზე მიერთებულია მისი საკუთარი მოხმარება 10 კვ-ზე და 110/35 კვ ძაბვის ახალი ქვესადგურის “ფოთი ახალი”, საიდანაც კვებას მიიღებს ფოთის თავისუფალი ინდუსტრიული ზონის ყველა მომხმარებელი (ძირითადად სამრეწველო მომხმარებლები). ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში ჯერჯერობით არ აღემატება 15-17 მგვტ-ს. ამ ქსელში კვების წყარო ჰესის სახით ჩართული არ არის და ამიტომ ქსელის ჯამური დატვირთვა მივაეთოთ უშუალოდ ხორგას ქვესადგურის 220 კვ ძაბვის სალტეზე.

### 3.3.7. 220/110 კვ ძაბვის “დ.ქუთაისის” ქვესადგურის

#### ავტონომიური ქსელი

“დ.ქუთაისის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელიდან ელექტროენერგიას იღებს ქალაქ ქუთაისი, ვანის, სამტრედიისა და ხონის რაიონები.

ქვესადგური “დ.ქუთაისის” 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 16 და 35/10 კვ ძაბვის 14 ქვესადგურს. ამ ქსელში ჩართულია რიონის, გუმათის და ვარციხე ჰესები. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 45-50 მგვტ-ს, რომელც განაწილებულია სხვადასხვა კვანძებში (ნახ.3.2.2).



ნახ. 3.2.2. “დ.ქუთაისის” ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი

ქსელის კვანძების აქტიური დატვირთვები და უბნების აქტიური წინააღობები მოცემულია 3.4,ა და 3.4,ბ ცხრილებში.

ცხრ.3.4,ა.

კვანძი	ქუთაისი 110	ქუთაისი 5	რიონიშესი	გუმათიშესი 1,2	ვარციხეშესი 4	სულ
დატვირთვა, მგვტ	25,0	6,2	4,5	3,0	21,4	60,1

ცხრ.3.4,ბ.

უბანი	სიგრძე, კმ	სადენის მარკა	აქტიური წინაღობა, ომი	
			დაყვანილი 110 კვ-ზე	დაყვანილი 220 კვ-ზე
ქუთაისი110-რიონიჰესი	2,5	AC-300	0,26	1,05
რიონიჰესი-ქუთაისი 5	5,0	AC-120	1,31	5,24
ქუთაისი 5-გუმათიჰესი	16,8	AC-185	2,86	11,44
ქუთაისი110-ვარციხე 1	5	AC-240	0,66	2,64
ქუთაისი110-ვარციხე 2	4,5	AC-240	0,59	2,36
ვარციხე 2- ვარციხე 3	5	AC-240	0,66	2,64
ვარციხე 3- ვარციხე 4	18	AC-240	2,36	9,44

**3.3.8. 220/110 კვ ძაბვის “წყალტუბოს” ქვესადგურის**

**ავტონომიური ქსელი**

220/110 კვ ძაბვის “წყალტუბოს” ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს წყალტუბოს რაიონი და ქალაქ ქუთაისის მომხმარებელთა ნაწილი.

ქვესადგური “წყალტუბოს” 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 5 და 35/10 კვ ძაბვის 3 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 15-18 მგვტ-ს. ამ ქსელში კვების წყარო ჰესის სახით ჩართული არ არის და ამიტომ ქსელის ჯამური დატვირთვა მივაეთოთ უშუალოდ წყალტუბოს ქვესადგურის 220 კვ ძაბვის სალტეზე.

“წყალტუბოს” ქვესადგურის 220 კვ სალტეზე ეგზ “დერჩის” ხაზით მიერთებულია ლაჯანურიჰესი.

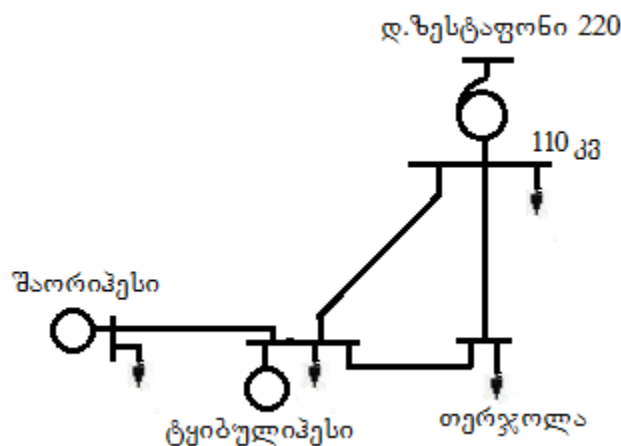
ლაჯანურის 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს ლენტეხისა და ცაგერის რაიონები.

ქვესადური “ლაჯანურის” 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 3 და 35/10 კვ ძაბვის 9 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 6-8 მგვტ-ს. ამ ქსელში კვების წყარო ჰესის სახით ჩართული არ არის და ამიტომ ქსელის ჯამური დატვირთვა მივაეთოთ უშუალოდ ლაჯანურის ქვესადგურის 220 კვ ძაბვის სალტეზე.

### 3.3.9. 220/110 კვ ძაბვის “დ.ზესტაფონის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

“დ.ზესტაფონის” ქვესადგურის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს ზესტაფონის, ბაღდადის, თერჯოლის, ჭიათურის, საჩხერის, ტყიბულის, ამბროლაურის, ონისა და ხარაგოულის რაიონები.

ქვესადური “დ.ზესტაფონის” 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 17 და 35/10 კვ ძაბვის 32 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა, რომელიც მნიშვნელოვნადაა დამოკიდებული ზესტაფონის ფეროშენადნობი ქარხნის მუშაობის რეჟიმზე, ზაფხულის პიკში აღწევს 140-170 მგვტ-ს. ამავე ქსელზე მიერთებულია შაორის და ტყიბულის ჰესები (ნახ.3.2.3).



ნახ.3.2.3. “დ.ზესტაფონის” ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი



ქსელის კვანძების აქტიური დატვირთვები და უბნების აქტიური წინაღობები და მოცემულია 3.5,ა და 3.5,ბ ცხრილებში.

ცხრ.3.5,ა.

კვანძი	ზესტაფონი	თერჯოლა	ტყიბული-პესი	შაორი-პესი	სულ
დატვირთვა, მგვტ	145	5,2	8,5	10,3	169

ცხრ.3.5,ბ.

უბანი	სიგრძე, კმ	სადენის მარკა	აქტიური წინაღობა, ომი	
			დაყვანილი 110 კვ-ზე	დაყვანილი 220 კვ-ზე
ზესტაფონი-თერჯოლა	4,4	AC-185	0,75	3,0
ზესტაფონი-ტყიბული	13,5	AC-185	2,30	9,2
ტყიბული-შაორი	11,6	AC-185	1,98	7,9
ტყიბული-თერჯოლა	9,5	AC-185	1,62	6,48

### 3.3.10. 220/110 კვ ძაბვის “ხაშურის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

“ხაშურის” ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს ხაშურის, ბორჯომის, ახალციხის, ადიგენის, ასპინძის, ახალქალაქის და ნინოწმინდის რაიონები.

ქვესადგური “ხაშურის” 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 17 და 35/10 კვ ძაბვის 25 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 20-25 მგვტ-ს. ამავე ქსელზეა მიერთებული ჩითახევის ჰესი (ნახ.3.2.4).

ქსელის კვანძების აქტიური დატვირთვები და უბნების აქტიური წინაღობები და მოცემულია 3.6,ა და 3.6,ბ ცხრილებში.



ნახ. 3.2.4. 220/110 კვ ძაბვის “ხაშურის” ქვესადგურის  
110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი

ცხრ.3.6,ა.

კვანძი	ხაშური	ხაშური წევა	ბორჯომი 1	ბორჯომი 2	ჩითახევიჰესი	სულ
დატვირთვა, მგვტ	14,4	3,2	3,5	2,0	12,0	35,1

ცხრ.3.6,ბ.

უბანი	სიგრძე, კმ	სადენის მარკა	აქტიური წინაღობა, ომი	
			დაყვანილი 110 კვ-ზე	დაყვანილი 220 კვ-ზე
ხაშური-ხაშური წევა	1,0	2XAC-150	0,11	0,44
ხაშური წევა-ბორჯომი 1	29,3	AC-150	6,15	24,6
ბორჯომი 1-ბორჯომი 2	5,1	AC-185	0,87	3,48
ბორჯომი 2-ჩითახევი	8,4	AC-120	2,21	8,84

### **3.3.11. 220/110 კვ ძაბვის “გორის” ქვესადგურის**

#### **ავტონომიური ქსელი**

“გორის” ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტებიდან ელექტროენერგიას იღებს გორის, კასპის (ნაწილობრივ) და ქარელის რაიონები.

ქვესადგური “გორის” 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 8 და 35/10 კვ ძაბვის 10 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 18-20 მგვტ-ს. ამავე ქსელზეა მიერთებული ტრიფონის მცირე სიმძლავრის ჰესი.

### **3.3.12. 220/110 კვ ძაბვის “ქსანის” ქვესადგურის**

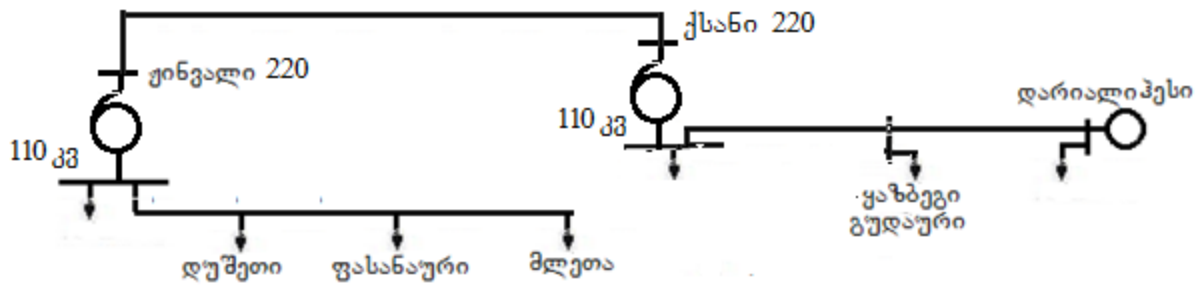
#### **ავტონომიური ქსელი**

“ქსანის” ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტებიდან ელექტროენერგიას იღებს კასპის (ნაწილობრივ) და ახალგორის რაიონები. ქვესადგური “ქსანის” 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 8 და 35/10 კვ ძაბვის 11 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 25-30 მგვტ-ს.

“ქსანის” ქვესადგურის 220 კვ სალტეზე ეგზ “ლომისის” ხაზით მიერთებულია ჟინვალის ჰესი.

ჟინვალის 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტებიდან ელექტროენერგიას იღებს დუშეთის, თიანეთის და ყაზბეგის რაიონები. ქვესადგური “ჟინვალის” 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 12 და 35/10 კვ ძაბვის 4 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 13-15 მგვტ-ს.

ყაზბეგის ქვესადგურში დაიდგმება 500/110 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორი და აიგება 500 კვ ძაბვის ხაზი „ქსანი-ყაზბეგი“, რომელიც დროებითი სქემით იმუშავებს 110 კვ ძაბვაზე. ყაზბეგის 110 კვ სალტეზე მართდება დარიალის ჰესი და ლარსის ჰესი (ნახ.3.2.5).



ნახ. 3.2.5. ჟინვალი 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

ქსელის კვანძების აქტიური დატვირთვები და უბნების აქტიური წინაღობები და მოცემულია 3.7,ა და 3.7,ბ ცხრილებში.

ცხრ.3.7,ა.

კვანძი	ჟინვალი	დუშეთი	ფასანა- ური	მლეთა	ქსანი 110	გუდაური	ყაზბეგი	დარიალი	სულ
დატვირთვა, მგვტ	6,8	2,6	0,4	0,7	30	6,0	1,5	0,5	48,5

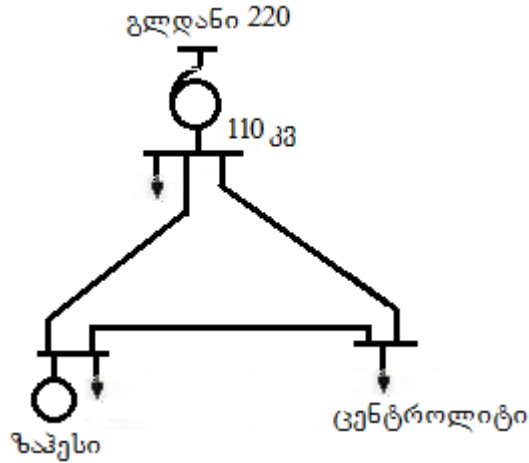
ცხრ.3.7,ბ.

უბანი	სიგრძე, კმ	სადენის მარკა	აქტიური წინაღობა, ომი	
			დაყვანილი 110 კვ-ზე	დაყვანილი 220 კვ-ზე
ჟინვალი-დუშეთი	13	AC-150	2,73	10,92
დუშეთი-ფასანაური	30	AC-120	7,88	31,52
ფასანაური-მლეთა	24	AC-150	5,04	20,16
ყაზბეგი-ქსანი	100	3X AC-300	3,5	14
გუდაური-ყაზბეგი	36,5	AC-300	3,83	15,32
ყაზბეგი-დარიალი	10	AC-150	2,1	8,4
ქსანი-ჟინვალი	41,1	AC-300	4,33(220 კვ-ზე)	4,33

### 3.3.13. 220/110 კვ ძაბვის “გლდანის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

“გლდანის” 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს ქ. თბილისის გლდანის რაიონი და მცხეთის რაიონი.

ქვესადური “გლდანის” 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 9 და 35/10 კვ ძაბვის 4 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 65-75 მგვტ-ს. ამავე ქსელზეა მიერთებული 36 მგვტ სიმძლავრის ზაჰესი (ნახ.3.2.6).



ნახ. 3.2.6. 220/110 კვ ძაბვის “გლდანის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

ქსელის კვანძების აქტიური დატვირთვები და უბნების აქტიური წინაღობები და მოცემულია 3.8,ა და 3.8,ბ ცხრილებში.

ცხრ.3.8,ა.

კვანძი	გლდანი	ზაჰესი	ცენტროლიტი	სულ
დატვირთვა, მგვტ	54,2	12,4	4,5	71,1

ცხრ.3.8,ბ.

უბანი	სიგრძე, კმ	სადენის მარკა	აქტიური წინაღობა, ომი	
			დაყვანილი 110 კვ-ზე	დაყვანილი 220 კვ-ზე

გლდანი-ზაჰესი	13,5	AC-150	2,84	11,36
გლდანი-ცენტროლიტი	7,5	AC-150	1,58	6,32
ზაჰესი-ცენტროლიტი	7,7	AC-150	1,62	6,48

### 3.3.14. 220/110 კვ ძაბვის “ლისის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

“ლისის” 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110 კვ ძაბვის სალტებიდან ელექტროენერგიას იღებს ქ. თბილისის მთაწმინდის, ვაკისა და საბურთალოს (დიღმის რეგიონის გარდა) რაიონები.

ქვესადგური “ლისის” 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 6 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 70-75 მგვტ-ს.

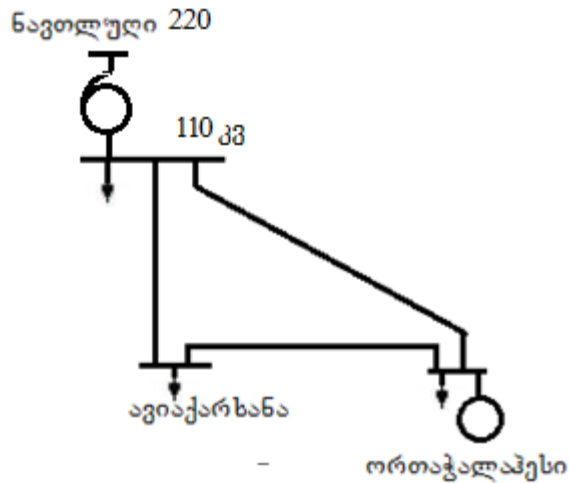
### 3.3.15. 220/110 კვ ძაბვის “დიღუბის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

“დიღუბის” 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტებიდან ელექტროენერგიას იღებს ქ. თბილისის დიღუბის, საბურთალოს (დიღმის რეგიონი), ნაძალადევისა და ჩუღურეთის რაიონები. ქვესადგური “დიღუბის” 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი მოიცავს 110/35/10 5 და 35/10 კვ ძაბვის 4 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 65-70 მგვტ-ს.

### 3.3.16. 220/110 კვ ძაბვის “ნავთლულის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

“ნავთლულის” 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტებიდან ელექტროენერგიას იღებს ქ. თბილისის სამგორის, ისნის, კრწანისის რაიონების ელექტრომომხმარებლები.

ქვესადგური “ნავთლული” 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი მოიცავს 110/35/10 7 და 35/10 კვ ძაბვის 16 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 80-90 მგვტ-ს. ამავე ქსელში ჩართულია ორთაჭალისა და სამგორის ჰესების კასკადი (ნახ.3.2.7).



ნახ. 3.2.7. 220/110 კვ ძაბვის “ნავთლულის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

ქსელის კვანძების აქტიური დატვირთვები და უბნების აქტიური წინაღობები და მოცემულია 3.9,ა და 3.9,ბ ცხრილებში.

ცხრ.3.9,ა.

კვანძი	ნავთლული	ორთაჭალა	ავიაქარხანა	სულ
დატვირთვა, მგვტ	71,8	7,2	6.5	85,5

ცხრ.3.9,ბ.

უბანი	სიგრძე, კმ	სადენის მარკა	აქტიური წინაღობა, ომი	
			დაყვანილი 110 კვ-ზე	დაყვანილი 220 კვ-ზე
ნავთლული-ორთაჭალა	8,3	AC-150	1,74	6,96
ნავთლული-ავიაქარხანა	3,3	AC-150	0,69	2,76
ავიაქარხანა-ორთაჭალა	5	AC-150	1,05	4,2

### 3.3.17. 220/110 კვ ძაბვის “ზრამიჭესი 2-ის”

#### ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

“ზრამიჭესი 2-ის” 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს წალკისა და დმანისის რაიონები. ქვესადგური “ზრამიჭესი 2”-ის 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 8 და 35/10 კვ ძაბვის 1 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 10-15 მგვტ-ს.

### 3.3.18. 220/110 კვ ძაბვის “რუსთავის” ქვესადგურის

#### ავტონომიური ქსელი



“რუსთავის” 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს ქ. რუსთავი და გარდაბნის რაიონი.

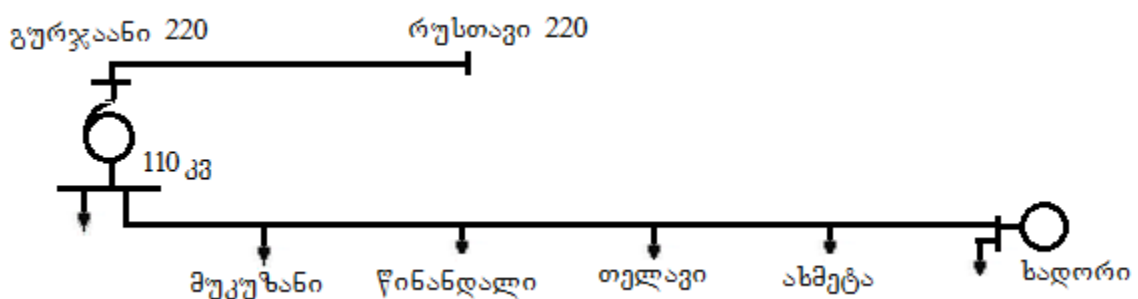
ქალაქ რუსთავის სამრეწველო საწარმოთა ნაწილი ელექტროენერგიას იღებს თბილსრესის 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელიდან.

ქვესადგური “რუსთავის” 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 20 და 35/10 კვ ძაბვის 9 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 80-85 მგვტ-ს.

“რუსთავის” ქვესადგურის 220 კვ სალტეზე ეგზ “მანავის” ხაზით მიერთებულია “გურჯაანი 220”.

“გურჯაანის” 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს ახმეტის, გურჯაანის, დედოფლის წყაროს, თელავის, ლაგოდეხის, სიღნაღის და ყვარლის რაიონები.

ქვესადგური “გურჯაანის” 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 13 და 35/10 კვ ძაბვის 31 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 35-40 მგვტ-ს. “გურჯაანი 220”-ის 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიურ ქსელზე მიერთებულია ხადორიჰესი 24 მგვტ დადგმული სიმძლავრით (ნახ.3.2.8).



ნახ. 3.2.8. 220/110 კვ ძაბვის “გურჯაანის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი

ქსელის კვანძების აქტიური დატვირთვები და უბნების აქტიური წინაღობები და მოცემულია 3.10,ა და 3.10,ბ ცხრილებში.

ცხრ.3.10,ა.

კვანძი	გურჯაანი	მუკუზანი	წინანდალი	თელავი	ახმეტა	ხადორი	სულ
დატვირთვა, მგვტ	19,2	1,8	2,2	10,4	3,2	2,5	39,3

ცხრ.3.10,ბ.

უბანი	სიგრძე, კმ	სადენის მარკა	აქტიური წინაღობა, ომი	
			დაყვანილი 110 კვ-ზე	დაყვანილი 220 კვ-ზე
გურჯაანი-მუკუზანი	12	AC-150	2,52	10,08
მუკუზანი-წინანდალი	23,7	AC-95	7,86	31,44
წინანდალი-თელავი	11,3	AC-95	3,75	15,0
თელავი-ახმეტა	32,2	AC-95	10,68	42,72
ახმეტა-ხადორი	20	AC-120	5,25	21,0

**3.3.19. 220/110 კვ ძაბვის “მარნეულის” ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი**

“მარნეულის” 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს ბოლნისის, თეთრი წყაროს და მარნეულის რაიონები. ქვესადგური “მარნეულის” 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 8 და 35/10 კვ ძაბვის 12 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 18-23 მგვტ-ს

**3.3.20. თბილსრესის 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის ავტონომიური ქსელი**

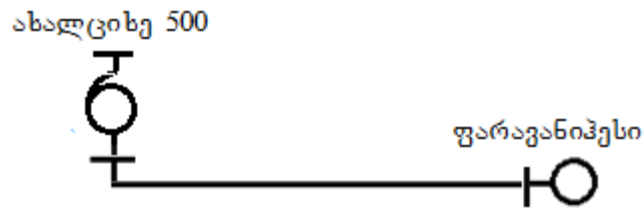
თბილსრესის 220/110 კვ ძაბვის ქვესადგურის 110/35 კვ ძაბვის სალტეებიდან ელექტროენერგიას იღებს ქალაქ რუსთავის სამრეწველო საწარმოთა ნაწილი

(მეტალურგიული კომბინატი, აზოტის, ქიმბოჭკოს, ცემენტის ქარხნები) და საგარეჯოს რაიონი.

ქვესადური თბილსრესის 110/35 კვ ძაბვის ქსელი მოიცავს 110/35/10 კვ ძაბვის 12 და 35/10 კვ ძაბვის 15 ქვესადგურს. ამ ქსელის ჯამური დატვირთვა ზაფხულის პიკში აღწევს 35-40 მგვტ-ს.

### 3.3.21. ახალციხე 500-ის ავტონომიური ქსელი

ახალციხე 500-ის კვანძში 500/220 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორისა და 220 კვ ძაბვის ეგზ :ფარავანიშ” სამუალებით მიერთებულია ფარავანიჰესი (ნახ.3.2.9).



ნახ.3.2.9.

### 3.4. საქართველოს ელექტროსისტემის 500/220 კვ ძაბვის გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები

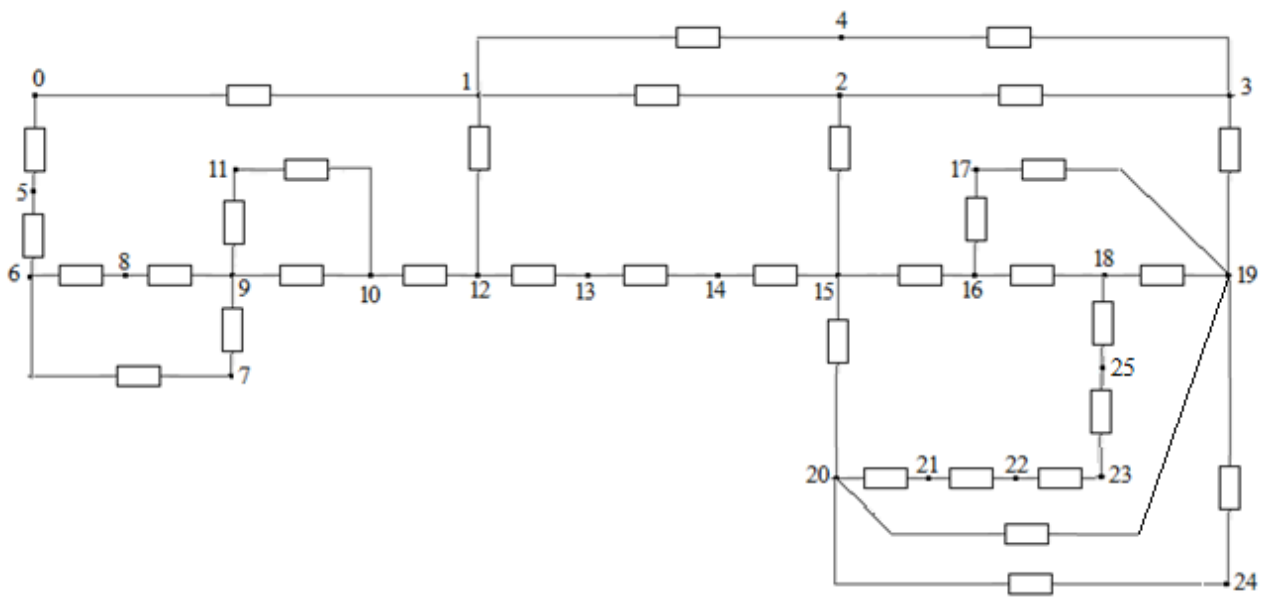
ქსელის კვანძების დიდი რაოდენობიდან გამომდინარე, კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები დავადგინოთ ორ ეტაპად. პირველ ეტაპზე განვიხილოთ მხოლოდ შეკრული ქსელი და დავადგინოთ ამ შეკრული ქსელის კვანძების

საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები მახალანსებელი კვანძის მიმართ, რომელიც ჩვენს შემთხვევაში აღებულია ენგურიჰესის 500 კვ ძაბვის კვანძი. მეორე ეტაპზე ჯერ დავადგინოთ ცალკეული ავტონომიური მანაწილებელი ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ამ ავტონომიური ქსელის შვერულ ქსელთან მიერთების კვანძის მიმართ და თითოეულ მათგანს დავუმატოთ შვერულ ქსელთან მიერთების კვანძის საკუთარი წინაღობის სიდიდე. ავტონომიური ქსელისა და შვერული ქსელის კვანძების ურთიერთ წინაღობები იგივეა, რაც ავტონომიური ქსელის შვერულ ქსელთან მიერთების კვანძის ურთიერთ წინაღობები შვერული ქსელის კვანძების მიმართ.

ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები გამოვთვალოთ ამავე კვანძების საკუთარი და ურთიერთ გამტარობათა შებრუნების გზით (პარ. 1.2).

შევადგინოთ ნახ.3.1-ზე წარმოდგენილი შვერული ქსელის ჩანაცვლების სქემა და გადავნიშნოთ კვანძები (ნახ.3.3). ნახაზის გამარტივების მიზნით უბნებზე წინაღობის აღმნიშვნელი მართკუთხედი ნაჩვენებია არ არის.

ანგარიშების გამარტივების მიზნით სხვადასხვა ნომინალური ძაბვის ელემენტთა წინაღობები დავიყვანოთ ერთ ბაზისურ ძაბვაზე. ბაზისურ ძაბვად ავიღოთ 220 კვ.



ნახ.3.3. ჩანაცვლების საანგარიშო სქემა



14													
15		-5,3247											
16													
17													
18													
19			-9,2232										
20													
21													
22													
23													
24													
25													

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1													
2			-5,3247										
3								-9,2232					
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12	-0,2217												
13	0,5485	-0,3268											
14	-0,3268	0,5655	-0,2387										
15		-0,2387	1,7783	-0,4032				-1,1364					
16			-0,4032	1,52	-0,3534	-0,7634							
17				-0,3534	1,6113		-1,2579						
18				-0,7634		1,431	-0,4367						-0,2309
19					-1,2579	-0,4367	11,8115	-0,2358				-0,6579	
20			-1,1364				-0,2358	3,7481	-2,0			-0,3759	
21								-2,0	2,0506	-0,0506			
22									-0,0506	0,13	-0,0794		
23										-0,0794	2,0794		-2,0
24							-0,6579	-0,3759				1,0338	
25						-0,2309					-2,0		2,2309

ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ გამტარობების მატრიცის შებრუნებით მივიღებთ ამავე კვანძების საკუთარ და ურთიერთ წინაღობებს (ცხრ.3.13).

ცხრ.3.13. საქართველოს ელექტროსისტემის 500/220 კვ ძაბვის  
გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინააღმდეგობები,  
დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ომი

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,5747	0,5739	0,5739	0,5745	0,0129	0,0367	0,2017	0,1339	0,3106	0,5048	0,4292	0,5620
2	0,5739	1,1098	1,0042	0,6988	0,0131	0,0372	0,2043	0,1356	0,3146	0,5113	0,4346	0,5691
3	0,5739	1,0042	1,2136	0,7596	0,0131	0,0371	0,2039	0,1354	0,3139	0,5102	0,4338	0,5680
4	0,5745	0,6988	0,7596	0,9401	0,0130	0,0368	0,2023	0,1343	0,3116	0,5064	0,4305	0,5637
5	0,0129	0,0131	0,0131	0,0130	0,1839	0,1766	0,1264	0,1471	0,0933	0,0342	0,0572	0,0168
6	0,0367	0,0372	0,0371	0,0368	0,1766	0,5011	0,3587	0,4172	0,2647	0,0970	0,1623	0,0477
7	0,2017	0,2043	0,2039	0,2023	0,1264	0,3587	5,4462	0,7480	1,4555	0,5334	0,8926	0,2622
8	0,1339	0,1356	0,1354	0,1343	0,1471	0,4172	0,7480	1,7730	0,9663	0,3541	0,5926	0,1741
9	0,3106	0,3146	0,3139	0,3116	0,0933	0,2647	1,4555	0,9663	2,2411	0,8213	1,3744	0,4037
10	0,5048	0,5113	0,5102	0,5064	0,0342	0,0970	0,5334	0,3541	0,8213	1,3349	1,1348	0,6562
11	0,4292	0,4346	0,4338	0,4305	0,0572	0,1623	0,8926	0,5926	1,3744	1,1348	2,4308	0,5578
12	0,5620	0,5691	0,5680	0,5637	0,0168	0,0477	0,2622	0,1741	0,4037	0,6562	0,5578	0,7304
13	0,5665	0,7699	0,7401	0,6169	0,0154	0,0437	0,2403	0,1595	0,3700	0,6013	0,5112	0,6694
14	0,5695	0,9060	0,8569	0,6529	0,0145	0,0410	0,2254	0,1497	0,3471	0,5641	0,4796	0,6280
15	0,5737	1,0925	1,0169	0,7023	0,0131	0,0373	0,2051	0,1361	0,3158	0,5132	0,4363	0,5713
16	0,5733	1,0441	1,1218	0,7325	0,0131	0,0371	0,2043	0,1356	0,3145	0,5112	0,4346	0,5691
17	0,5737	1,0169	1,1844	0,7510	0,0131	0,0371	0,2040	0,1354	0,3141	0,5106	0,4340	0,5683
18	0,5730	1,0314	1,1484	0,7401	0,0131	0,0371	0,2040	0,1354	0,3141	0,5105	0,4340	0,5683
19	0,5738	1,0092	1,2020	0,7562	0,0131	0,0371	0,2039	0,1354	0,3140	0,5104	0,4339	0,5682
20	0,5737	1,0673	1,0727	0,7186	0,0131	0,0372	0,2047	0,1359	0,3152	0,5124	0,4356	0,5703
21	0,5737	1,0669	1,0737	0,7188	0,0131	0,0372	0,2047	0,1359	0,3152	0,5123	0,4355	0,5703
22	0,5733	1,0480	1,1134	0,7301	0,0131	0,0372	0,2043	0,1357	0,3146	0,5114	0,4347	0,5692
23	0,5731	1,0360	1,1386	0,7373	0,0131	0,0371	0,2041	0,1355	0,3142	0,5108	0,4342	0,5686
24	0,5738	1,0304	1,1550	0,7425	0,0131	0,0371	0,2042	0,1356	0,3144	0,5111	0,4345	0,5689
25	0,5731	1,0355	1,1397	0,7376	0,0131	0,0371	0,2041	0,1355	0,3142	0,5107	0,4342	0,5685

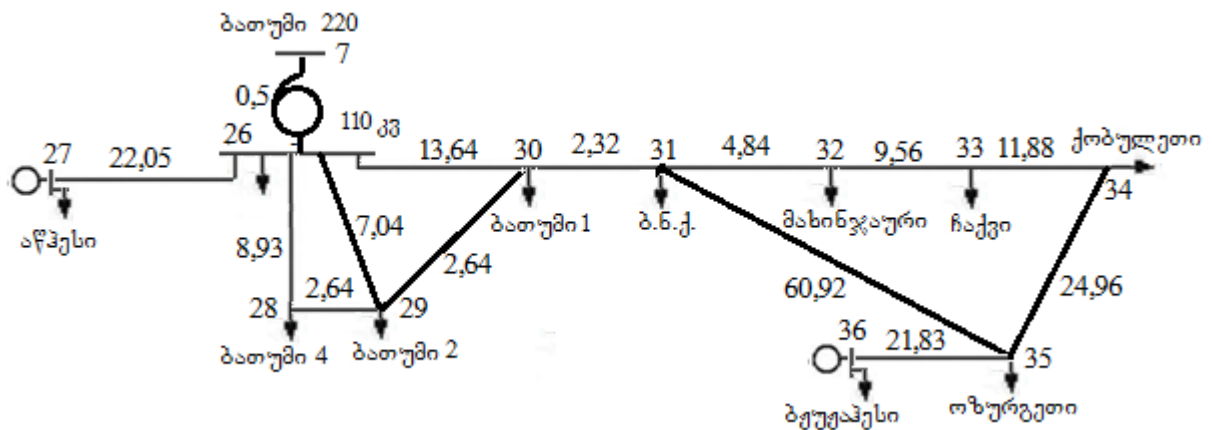
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	0,5665	0,5695	0,5737	0,5733	0,5737	0,5730	0,5738	0,5737	0,5737	0,5733	0,5731	0,5738	0,5731
2	0,7699	0,9060	1,0925	1,0441	1,0169	1,0314	1,0092	1,0673	1,0669	1,0480	1,0360	1,0304	1,0355
3	0,7401	0,8569	1,0169	1,1218	1,1844	1,1484	1,2020	1,0727	1,0737	1,1134	1,1386	1,1550	1,1397
4	0,6169	0,6529	0,7023	0,7325	0,7510	0,7401	0,7562	0,7186	0,7188	0,7301	0,7373	0,7425	0,7376
5	0,0154	0,0145	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131
6	0,0437	0,0410	0,0373	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	0,0372	0,0372	0,0372	0,0371	0,0371	0,0371
7	0,2403	0,2254	0,2051	0,2043	0,2040	0,2040	0,2039	0,2047	0,2047	0,2043	0,2041	0,2042	0,2041
8	0,1595	0,1497	0,1361	0,1356	0,1354	0,1354	0,1354	0,1359	0,1359	0,1357	0,1355	0,1356	0,1355
9	0,3700	0,3471	0,3158	0,3145	0,3141	0,3141	0,3140	0,3152	0,3152	0,3146	0,3142	0,3144	0,3142
10	0,6013	0,5641	0,5132	0,5112	0,5106	0,5105	0,5104	0,5124	0,5123	0,5114	0,5108	0,5111	0,5107
11	0,5112	0,4796	0,4363	0,4346	0,4340	0,4340	0,4339	0,4356	0,4355	0,4347	0,4342	0,4345	0,4342
12	0,6694	0,6280	0,5713	0,5691	0,5683	0,5683	0,5682	0,5703	0,5703	0,5692	0,5686	0,5689	0,5685
13	3,5116	2,3797	0,8301	0,7811	0,7532	0,7683	0,7454	0,8046	0,8041	0,7850	0,7729	0,7769	0,7724
14	2,3797	3,5681	1,0058	0,9250	0,8786	0,9039	0,8656	0,9635	0,9627	0,9315	0,9116	0,9012	0,9108
15	0,8301	1,0058	1,2462	1,1220	1,0503	1,0897	1,0302	1,1810	1,1798	1,1319	1,1014	1,0850	1,1002

16	1,1220	0,9250	1,1220	2,1876	1,4010	1,8050	1,1800	1,1499	1,1585	1,521	1,7210	1,1690	1,7297
17	0,7532	0,8786	1,0503	1,4010	1,9185	1,3468	1,2690	1,1185	1,1216	1,2412	1,3175	1,2143	1,3205
18	0,7683	0,9039	1,0897	1,8050	1,9185	2,3951	1,2180	1,1481	1,1646	1,8185	2,2352	1,1959	2,2518
19	0,7454	0,8656	1,0302	1,1800	1,2690	1,2180	1,2940	1,1097	1,1112	1,1680	1,2042	1,2270	1,2056
20	0,8046	0,9635	1,1810	1,1499	1,1185	1,1481	1,1097	1,7703	1,7621	1,4358	1,2278	1,3499	1,2196
21	0,8041	0,9627	1,1798	1,1585	1,1216	1,1646	1,1112	1,7621	2,2475	1,6720	1,3053	1,3478	1,2907
22	0,7850	0,9315	1,1319	1,521	1,2412	1,8185	1,1680	1,4358	1,6720	11,0102	4,3667	1,2653	4,1030
23	0,7729	0,9116	1,1014	1,7210	1,3175	2,2352	1,2042	1,2278	1,3053	4,3667	6,3178	1,2128	5,8952
24	0,7769	0,9012	1,0850	1,1690	1,2143	1,1959	1,2270	1,3499	1,3478	1,2653	1,2128	2,2390	1,2107
25	0,7724	0,9108	1,1002	1,7297	1,3205	2,2518	1,2056	1,2196	1,2907	4,1030	5,8952	1,2107	5,9664

### 3.5. ავტონომიური ქსელების კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები.

#### 3.5.1. “დ.ბათუმი” – კვანძი 7.

ამ ქსელის შეერთების სქემის (ნახ.3.2.1) მიხედვით შევადგინოთ ჩანაცვლების სქემა და გადავზომოთ კვანძები (ნახ.3.4.1). უბანთა აქტიური წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ნაჩვენებია თვით უბნებზე.



ნახ.3.4.1.

კვანძი “7”-ის საკუთარი წინაღობა შეადგენს  $R_{7,7}=5,4462$  ომს (ცხრ.3.13). ქვესადგურზე დაყენებული 220/110 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორების ეკვივალენტური აქტიური წინაღობის გათვალისწინებით ბათუმი 110კვ ძაბვის



კვანძის (კვანძი “26”) საკუთარი წინაღობა მახალანსებელი კვანძის (ენგურიჰესი) მიმართ შეადგენს 5,9462 ომს. ამ წინაღობის გათვალისწინებით მოცემული ავტონომიური ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების მნიშვნელობები ნაჩვენებია 3.14 ცხრილში.

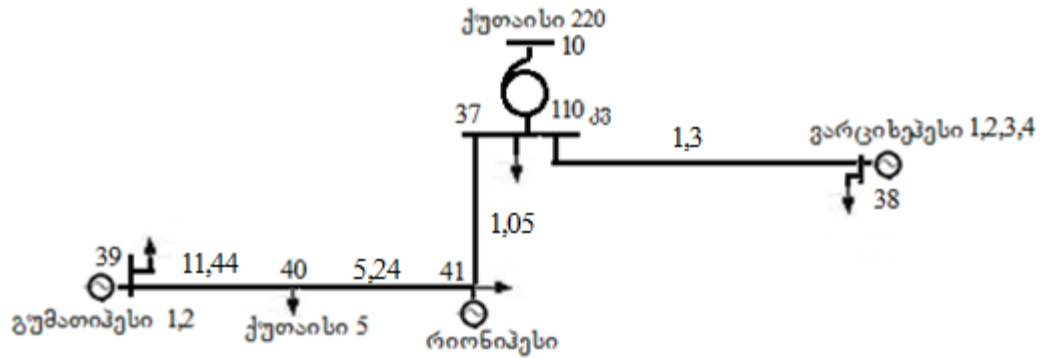
ცხრ.3.14.

	1	2	. . .	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36		
1	R <sub>1,1</sub> – R <sub>25,25</sub> ცხრ. 3.13				R <sub>25,7</sub> - R <sub>1,7</sub>										R <sub>25,7</sub> - R <sub>1,7</sub>		
25																	
26	R <sub>7,1</sub> – R <sub>7,25</sub>					5,9462	5,9462	5,9462	5,9462	5,9462	5,9462	5,9462	5,9462	5,9462		5,9462	5,9462
27						5,9462	27,9962	5,9462	5,9462	5,9462	5,9462	5,9462	5,9462	5,9462		5,9462	5,9462
28					5,9462	5,9462	10,038 7	8,6086	8,1782	8,1782	8,1782	8,1782	8,1782	8,1782	8,1782		
29					5,9462	5,9462	8,6086	12,7096	11,612 8	11,612 8	11,612 8	11,612 8	11,612 8	11,612 8	11,612 8		
30					5,9462	5,9462	8,1782	11,612 8	12,9058	12,9058	12,9058	12,905 8	12,9058	12,9058	12,9058		
31					5,9462	5,9462	8,1782	11,612 8	12,9058	15,2258	15,2258	15,2258	15,2258	15,2258	15,2258		
32					5,9462	5,9462	8,1782	11,612 8	12,9058	15,2258	19,8568	19,444 4	18,931 8	17,8538	17,8538		
33					5,9462	5,9462	8,1782	11,612 8	12,9058	15,2258	19,4444	27,772 5	26,0369	23,0468	23,0468		
34					5,9462	5,9462	8,1782	11,612 8	12,9058	15,2258	18,9318	26,0369	35,3482	29,4998	29,4998		
35					5,9462	5,9462	8,1782	11,612 8	12,9058	15,2258	17,8538	23,046 8	23,0468	43,0569	43,0569		
36	R <sub>7,1</sub> – R <sub>7,25</sub>				5,9462	5,9462	8,1782	11,612 8	12,9058	15,2258	17,8538	23,046 8	29,4998	43,0569	64,8869		

### 3.5.2 ქუთაისი 220 – კვანძი “10”

ამ ქსელის შეერთების სქემის (ნახ.3.2.2) მიხედვით შევადგინოთ ჩანაცვლების სქემა და გადავნიშნოთ კვანძები. ამასთან, გავითვალისწინოთ ის, რომ ვარციხეჰესები კასკადური ჰესებია და წყლის ხარჯი ყველაზე ერთი და იგივეა.

აქედან გამომდინარე, ოთხივე ეს ჰესი წარმოვადგინოთ გაოთხმაგებული სიმძლავრის ერთ ჰესად, რომელიც მიერებული იქნება “ვარციხეჰესი 1”-ის კვანძში. (ნახ.3.4.2). უბანთა აქტიური წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ნაჩვენებია თვით უბნებზე.



ნახ.3.4.2

კვანძი “10”-ის საკუთარი წინაღობა შეადგენს  $R_{10,10}=1,3349$  ომს (ცხრ.3.13). ქვესადგურზე დაყენებული 220/110 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორების ეკვივალენტური აქტიური წინაღობის გათვალისწინებით ქუთაისის 110კვ ძაბვის კვანძის (კვანძი “37”) საკუთარი წინაღობა მბალანსებელი კვანძის (ენგურიჰესი) მიმართ შეადგენს 1,8349 ომს. ამ წინაღობის გათვალისწინებით მოცემული ავტონომიური ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია 3.15 ცხრილში.

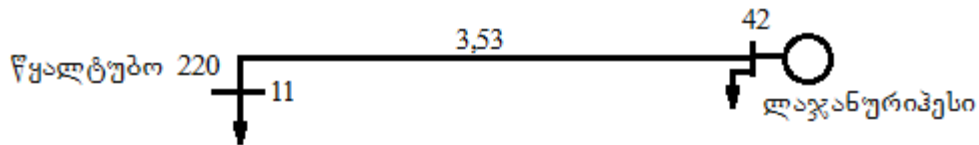
ცხრ.3.15.

	1	2	. . .	36	37	38	39	40	41
1	$R_{1,1} - R_{36,36}$ ცხრ. 3.14				$R_{36,10} - R_{1,10}$				$R_{36,10} - R_{1,10}$
36									
37	$R_{10,1} - R_{10,36}$				1,8349	1,8349	1,8349	1,8349	1,8349
38					1,8349	3,1349	1,8349	1,8349	1,8349
39					1,8349	1,8349	19,5649	8,1249	2,8849
40					1,8349	1,8349	8,1249	8,1249	2,8849

41	$R_{10,1} - R_{10,36}$	1,8349	1,8349	2,8849	2,8849	2,8849
----	------------------------	--------	--------	--------	--------	--------

### 3.5.3. წყალტუბო 220 – კვანძი „11”

„წყალტუბოსთან” 220 კვ ძაბვის ხაზით „დერჩით” დაკავშირებულია ლაჯანურიჰესი, რომელსაც მივანიჭოთ ნომერი „42”. ამ ხაზის აქტიური წინაღობა ნაჩვენებია 3.4.3 ნახაზზე.



ნახ.3.4.3.

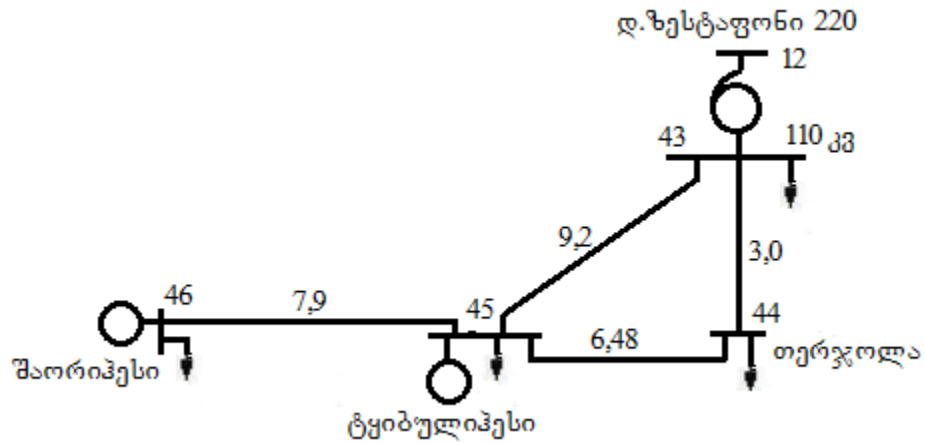
კვანძი “11”-ის საკუთარი წინაღობა შეადგენს  $R_{11,11}=2,4308$  ომს (ცხრ.3.13). ამ წინაღობის გათვალისწინებით ლაჯანურიჰესის კვანძის (კვანძი „42”) საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია 3.16 ცხრილში.

ცხრ.3.16.

	1	2	.	.	41	42
1	$R_{1,1} - R_{41,41}$					$R_{41,11} - R_{1,11}$
	ცხრ. 3.15					
41						
42	$R_{11,1} - R_{11,41}$					5,9608

### 3.5.4. ზესტაფონი 220 – კვანძი „12”

ამ ქსელის შეერთების სქემის (ნახ.3.2.3) მიხედვით შევადგინოთ ჩანაცვლების სქემა და გადავწოდოთ კვანძები (ნახ.3.4.4). უბანთა აქტიური წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ნაჩვენებია თვით უბნებზე.



ნახ. 3.4.4.

კვანძი “12”-ის საკუთარი წინაღობა შეადგენს  $R_{12,12}=0,7304$  ომს (ცხრ.3.13). ქვესადგურზე დაყენებული 220/110 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორების ეკვივალენტური აქტიური წინაღობის გათვალისწინებით ზესტაფონის 110კვ ძაბვის კვანძის (კვანძი “43”) საკუთარი წინაღობა მახალანსებელი კვანძის (ენგურიძესი) მიმართ შეადგენს 1,2304 ომს. ამ წინაღობის გათვალისწინებით მოცემული ავტონომიური ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია 3.17 ცხრილში.

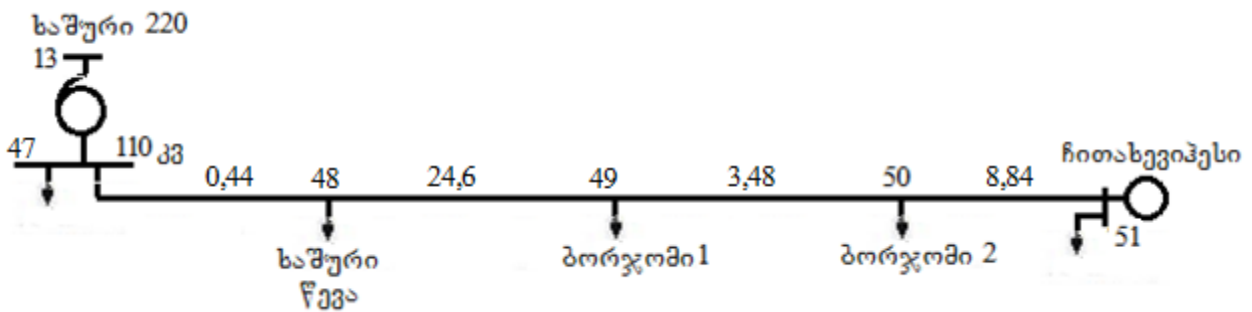
ცხრ.3.17.

	1	2	. . .	42	43	44	45	46
1	$R_{1,1} - R_{42,42}$				$R_{42,12} - R_{1,12}$			
	ცხრ. 3.16							
42								
43	$R_{12,1} - R_{12,42}$				1,2304	1,2304	1,2304	1,2304

44		1,2304	3,7486	2,7079	2,7079
45		1,2304	2,7079	5,8994	5,8994
46	$R_{12,1} - R_{12,42}$	1,2304	2,7079	5,8994	13,7994

### 3.5.5. ხაშური 220 – კი „13”

ამ ქსელის შეერთების სქემის (ნახ.3.2.4) მიხედვით შევადგინოთ ჩანაცვლების სქემა და გადავწომოთ კვანძები (ნახ.3.4.5). უბანთა აქტიური წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ნაჩვენებია თვით უბნებზე.



ნახ.3.4.5.

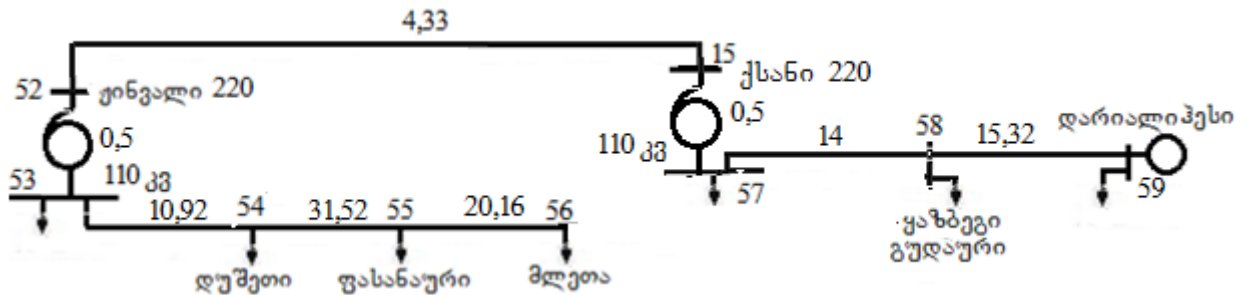
კვანძი “13”-ის საკუთარი წინაღობა შეადგენს  $R_{13,13}=3,5116$  ომს (ცხრ.3.13). ქვესადგურზე დაყენებული 220/110 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორების ეკვივალენტური აქტიური წინაღობის გათვალისწინებით ხაშურის 110კვ ძაბვის კვანძის (კვანძი “47”) საკუთარი წინაღობა მბალანსებელი კვანძის (ენგურიძესი) მიმართ შეადგენს 4,0116 ომს. ამ წინაღობის გათვალისწინებით მოცემული ავტონომიური ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია 3.18 ცხრილში.

ცხრ.3.18.

	1	2	.	.	.	46	47	48	49	50	51	
1	$R_{1,1} - R_{46,46}$ ცხრ. 3.17						$R_{46,13} - R_{1,13}$					$R_{46,13} - R_{1,13}$
46												
47	$R_{13,1} - R_{13,46}$						4,0116	4,0116	4,0116	4,0116	4,0116	4,0116
48							4,0116	4,0160	4,0160	4,0160	4,0160	4,0160
49							4,0116	4,0160	28,616	28,616	28,616	28,616
50							4,0116	4,0160	28,616	32,096	32,096	32,096
51	$R_{13,1} - R_{13,46}$						4,0116	4,0160	28,616	32,096	32,096	40,936

### 3.5.6. ქსანი 220 – „15”

“ქსანის” ქვესადგურის 220 კვ სალტზე ეგზ “ლომისის” ხაზით მიერთებულია ჟინვალიძესი, საიდანაც იკვებება მთიანეთის 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი (ნახ.3.2.5). ამ სქემის მიხედვით შევადგინოთ ჩანაცვლების სქემა და გადავწოდოთ კვანძები (ნახ.3.4.6). უბანთა აქტიური წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ნაჩვენებია თვით უბნებზე.



ნახ.3.4.6.

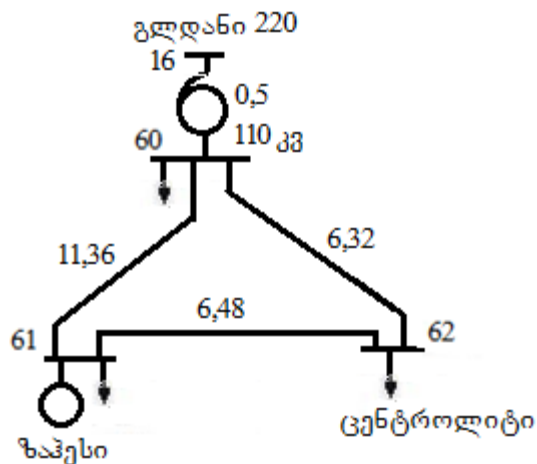
კვანძი “15”-ის საკუთარი წინაღობა შეადგენს  $R_{15,15}=1,2462$  ომს (ცხრ.3.13). ამ წინაღობისა და ქვესადგურზე დაყენებული 220/110 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორების ეკვივალენტური აქტიური წინაღობის გათვალისწინებით გათვალისწინებით მოცემული ავტონომიური ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია 3.19 ცხრილში.

ცხრ.3.19.

	1	2	.	.	.	51	52	53	54	55	56	57	58	59
1	$R_{1,1} - R_{51,51}$													
	ცხრ. 3.18													
							$R_{51,15} - R_{1,15}$							$R_{51,15} - R_{1,15}$
51														
52	$R_{15,1} - R_{15,51}$						5,576 2	5,576 2	5,576 2	5,576 2	5,576 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2
53							5,576 2	6,076 2	6,076 2	6,076 2	6,076 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2
54							5,576 2	6,076 2	16,99 2	16,99 2	16,99 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2
55							5,576 2	6,076 2	16,99 2	48,51 2	48,51 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2
56							5,576 2	6,076 2	16,99 2	48,51 2	68,67 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2
57							1,246 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2	1,746 2	1,746 2	1,746 2
58							1,246 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2	1,746 2	15,7462	15,7462
59	$R_{15,1} - R_{15,51}$						1,246 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2	1,246 2	1,746 2	15,7462	31,0662

3.5.7. გლდანი 220 – „16”

ამ ქსელის შეერთების სქემის (ნახ.3.2.6) მიხედვით შევადგინოთ ჩანაცვლების სქემა და გადავზომოთ კვანძები (ნახ.3.4.7). უბანთა აქტიური წინააღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ნაჩვენებია თვით უბნებზე.



ნახ.3.4.7.

კვანძი “16”-ის საკუთარი წინაღობა შეადგენს  $R_{16,16}=2,1876$  ომს (ცხრ.3.13). ქვესადგურზე დაყენებული 220/110 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორების ეკვივალენტური აქტიური წინაღობის გათვალისწინებით გლდანის 110კვ ძაბვის კვანძის (კვანძი “60”) საკუთარი წინაღობა მახალანსებელი კვანძის (ენგურიჰესი) მიმართ შეადგენს 2,6876 ომს. ამ წინაღობის გათვალისწინებით მოცემული ავტონომიური ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია 3.20 ცხრილში.

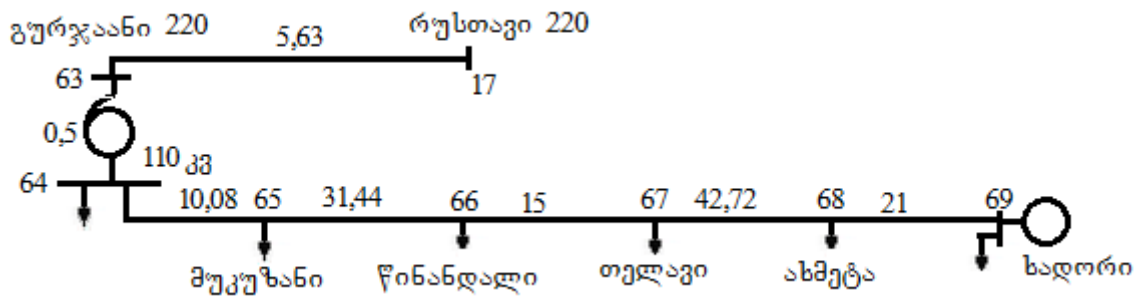
ცხრ.3.20.

	1	2	. . .	59	60	61	62
1	$R_{1,1} - R_{59,59}$ ცხრ. 3.19				$R_{59,16} - R_{1,16}$		$R_{59,16} - R_{1,16}$
59							
60	$R_{16,1} - R_{16,59}$				2,6876	2,6876	2,6876
61					2,6876	8,7061	5,6592
62	$R_{16,1} - R_{16,59}$				2,6876	5,6592	7,3544

### 3.5.8. რუსთავი 220 – „17”

“რუსთავის” ქვესადგურის 220 კვ სალტეზე ეგზ “მანავის” ხაზით მიერთებულია “გურჯაანი 220”, რომლის 110 კვ ძაბვის სალტეებიდან იკვებება კახეთის 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური ქსელი (ნახ.3.2.8). შევადგინოთ ამ ქსელის ჩანაცვლების სქემა და გადავნიშნოთ კვანძები (ნახ.3.4.8). უბანთა აქტიური წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ნაჩვენებია თვით უბნებზე.





ნახ.3.4.8.

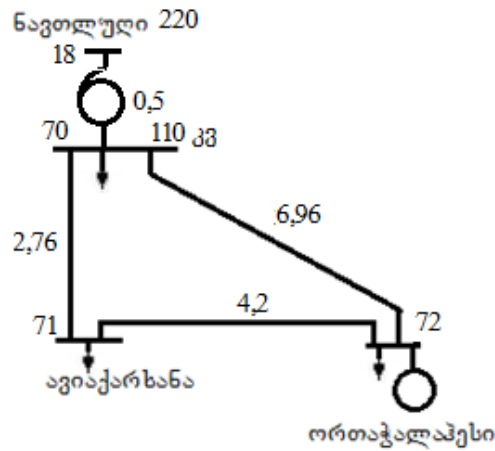
კვანძი “17”-ის საკუთარი წინაღობა შეადგენს  $R_{17,17}=1,9185$  ომს (ცხრ.3.13). ამ წინაღობის გათვალისწინებით მოცემული ავტონომიური ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია 3.21 ცხრილში.

ცხრ.3.21.

	1	2	.	.	62	63	64	65	66	67	68	69
1	$R_{1,1} - R_{62,62}$ ცხრ. 3.20					$R_{62,17} - R_{1,17}$						$R_{62,17} - R_{1,17}$
62												
63	$R_{17,1} - R_{17,62}$					7,5485	7,5485	7,5485	7,5485	7,5485	7,5485	7,5485
64						7,5485	8,0485	8,0485	8,0485	8,0485	8,0485	8,0485
65						7,5485	8,0485	18,1285	18,1285	18,1285	18,1285	18,1285
66						7,5485	8,0485	18,1285	49,5685	49,5685	49,5685	49,5685
67						7,5485	8,0485	18,1285	49,5685	64,5685	64,5685	64,5685
68						7,5485	8,0485	18,1285	49,5685	64,5685	107,2885	107,2885
69	$R_{17,1} - R_{17,62}$					7,5485	8,0485	18,1285	49,5685	64,5685	107,2885	128,2885

3.5.9. ნავთლული 220 – „18”

ამ ქსელის შეერთების სქემის (ნახ.3.2.7) მიხედვით შევადგინოთ ჩანაცვლების სქემა. ამასთან, გავითვალისწინოთ ის, რომ სამგორის ჰესების კასკადი ემსახურება მორწყვის სისტემას და, აქედან გამომდინარე, მათი დატვირთვა ოპტიმიზაციის ამოცანაში ვერ იქნება შეყვანილი. გადავზომოთ ჩანაცვლების სქემის კვანძები (ნახ.3.4.9). უბანთა აქტიური წინაღობები, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ნაჩვენებია თვით უბნებზე.



ნახ.3.4.9.

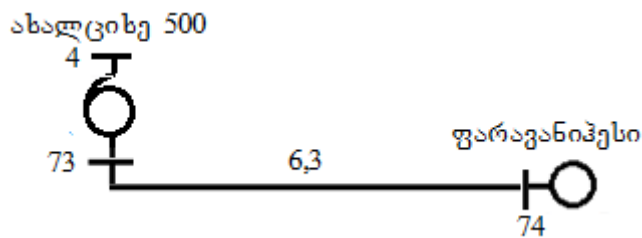
კვანძი “18”-ის საკუთარი წინაღობა შეადგენს  $R_{18,18}=2,3951$  ომს (ცხრ.3.13). ქვესადგურზე დაყენებული 220/110 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორების ეკვივალენტური აქტიური წინაღობის გათვალისწინებით ნავთლულის 110კვ ძაბვის კვანძის (კვანძი “70”) საკუთარი წინაღობა მახალანსებელი კვანძის (ენგურიპესი) მიმართ შეადგენს 2,8951 ომს. ამ წინაღობის გათვალისწინებით მოცემული ავტონომიური ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია 3.22 ცხრილში.

ცხრ.3.22.

	1	2	. . .	69	70	71	72			
1	$R_{1,1} - R_{69,69}$ ცხრ. 3.21				$R_{69,18} - R_{1,18}$		$R_{69,18} - R_{1,18}$			
69										
70	$R_{18,1} - R_{18,69}$							2,8951	2,8951	2,8951
71								2,8951	5,1079	4,2751
72	$R_{18,1} - R_{18,69}$				2,8951	4,2751	6,3751			

3.5.10. ახალციხე 500 – კვანძი „4”

3.2.9 ნახაზის მიხედვით შევადგინოთ ჩანაცვლების სქემა და გადავწომოთ კვანძები (ნახ.3.4.10). ახალციხე 220-ფარავანი ხაზის აქტიური წინაღობა, დაყვანილი 220 კვ ძაბვაზე, ნაჩვენებია თვით უბანზე.



ნახ.3.4.10

კვანძი “4”-ის საკუთარი წინაღობა შეადგენს  $R_{4,4}=0,9401$  ომს (ცხრ.3.13). ქვესადგურზე დაყენებული 220/110 კვ ძაბვის ავტოტრანსფორმატორის აქტიური წინაღობის გათვალისწინებით ახალციხის 220კვ ძაბვის კვანძის (კვანძი “73”) საკუთარი წინაღობა მბალანსებელი კვანძის (ენგურიძესი) მიმართ შეადგენს 1,9401 ომს. ამ წინაღობის გათვალისწინებით მოცემული ავტონომიური ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები ნაჩვენებია 3.23 ცხრილში.

ცხრ.3.23.

	1	2	. . .	72	73	74
1	$R_{1,1} - R_{72,72}$				$R_{72,4} - R_{1,4}$	$R_{72,4} - R_{1,4}$
	ცხრ. 3.22					
72						
73	$R_{18,1} - R_{18,72}$				1,9401	1,9401
74	$R_{18,1} - R_{18,72}$				1,9401	8,2401

### დასკვნა თავი 3-ის მიმართ

მე-3 თავში შეფასებული და გაანალიზებულია საქართველოს ელექტრული სისტემის ჰიდროელექტროსადგურებისა და გადაცემის ქსელის ტექნიკური

მაჩვენებლები. გამოთვლილია როგორც 500/220 კვ ძაბვის სისტემაწარმომქმნელი შეკრული ქსელის, ასევე იმ 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური მანაწილებელი ქსელების კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები, რომლებიც შეიცავენ ჰიდროსადგურებს.

კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების დადგენისას მახალანსირებელ კვანძად აღებულია ენგურიჰესი, ხოლო ბაზისურ ძაბვად მიღებულია 220 კვ.

სისტემაწარმომქმნელი შეკრული ქსელი შეიცავს 25 კვანძს, ხოლო ავტონომიური მანაწილებელი ქსელები, მიუხედავად რამდენადმე გამარტივებისა, შეიცავს დამატებით 49 კვანძს – სულ 74 კვანძს. აქედან იმ კვანძების რაოდენობა, სადაც მიერთებულია ჰიდროსადგურები, რომელთა ოპტიმალური დატვირთვები ექვემდებარება განსაზღვრას, შეადგენს 19-ს მახალანსებელი კვანძის ჩათვლით.

## **თავი 4. წყალუხვობის პერიოდში საქართველოს ჰიდროელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობა**

### **4.1. ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ფორმირება**

საქართველოს ელექტროსისტემის სისტემაწარმომქმნელი შეკრული ქსელი და ავტონომიური მანაწილებელი ქსელები სულ შეიცავს 74 კვანძს. მაშასადამე, მთლიანი ელექტროსისტემის გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების მატრიცა 74X74 განზომილებისაა. აქედან იმ კვანძების რაოდენობა, სადაც მიერთებულია ჰიდროსადგურები, რომელთა ოპტიმალური დატვირთვები

ექვემდებარება განსაზღვრას, შეადგენს 19-ს მახალანსებელი კვანძის ჩათვლით. ამრიგად, განტოლებათა სისტემაში შემავალი საძიებელი უცნობები (ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები) განთავსებულია მატრიცის 18 სტრიქონში. ამ სტრიქონების ნომრები, შესაბამისი ჰესების დასახელებით, მოცემულია 4.1 ცხრილში.

ცხრ.4.1.

	ჰესის დასახელება	მატრიცის სტრიქონის ნომერი	დადგმული სიმძლავრე, მგვტ
1	ვარდნილიჰესი	№6	220
2	ხრამიჰესი 1	№22	113
3	ხრამიჰესი 2	№25	110
4	აწჰესი	№27	16
5	ბჟუჟაჰესი	№36	12,2
6	ვარციხეჰესი 1-4	№38	186
7	გუმათი 1,2	№39	66,6
8	რიონიჰესი	№41	48
9	ლაჯანურიჰესი	№42	111,8
10	ტყიბულიჰესი	№45	80
11	შაორიჰესი	№46	38,4
12	ჩითახევიჰესი	№51	21
13	ჟინვალიჰესი	№52	130
14	დარიალიჰესი	№59	108
15	ზაჰესი	№61	36,8
16	ხადორიჰესი 1,2	№69	26
17	ორთაჭალაჰესი	№72	18
18	ფარავანიჰესი	№74	86

მაშასადამე, გვაქვს 18 განტოლებიანი განტოლებათა სისტემა. თითოეულ ამ განტოლებათა მარცხენა მხარეში გვაქვს 74 წევრი, რომელთაგანაც 56 წარმოადგენს დატვირთვის კვანძების შესაბამის წევრებს და მათი რიცხვითი მნიშვნელობების დადგენა შესაძლებელია სისტემის მოცემული რეჟიმის მიხედვით. დატვირთვა მიერთებულია აგრეთვე სხვადასხვა სადგურის სალტეებზეც.

განტოლებათა მარჯვენა მხარე, (2.12)-ის თანახმად, ნულისაგან განსხვავებულია მხოლოდ მაშინ, როცა განტოლების შესაბამისი ჰესის ტარიფი განსხვავებულია მბალანსებელი ჰესის ტარიფისაგან

$$\sum_{j=1}^{n+m} P_j R_{ij} = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გად.}}} \quad (4.1)$$

ეს გამოსახულება გადავწეროთ შემდეგ სახეში

$$\sum_{j=\text{გენ.}} P_j R_{ij} = -\sum_{j=\text{მოსმ.}} P_j R_{ij} + \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გად.}}} \quad (4.1,ა)$$

აქ:  $C_0$  – მბალანსებელი ჰესის ტარიფი. საქართველოს ელექტროსისტემის

შემთხვევაში იგულისხმება ენგურიჰესის ტარიფი, რომელიც 1.9 ცხრილის თანახმად,  $C_0=1,187$  თეთრი/კვტსთ-ს შეადგენს;

$C_i$  -  $i$ -ური ჰესის ტარიფი;

$C_{\text{გად.}}$  – ელექტროენერგიის ტარიფი, რომელიც ჩვენს შემთხვევაში აღებულია  $C_{\text{გად.}}=0,5$  თეთრი/კვტსთ;

$U_{\text{ნომ}}$  – ბაზისური ძაბვა. ჩვენს შემთხვევაში  $U_{\text{ნომ}}=220$  კვ.

(4.1,ა) გამოსახულების მარცხენა მხარეში აჯამვა მოხდება მხოლოდ გენერაციის (საძიებელი წევრების) შესაბამისი კვანძების მიხედვით, ხოლო მარჯვენა მხარის პირველი შესაკრების აჯამვა მოხდება მომხმარებელთა შესაბამისი კვანძების მიხედვით და, მათ შორის, გათვალისწინებული უნდა იქნეს გენერაციის ის კვანძები, სადაც მიერთებულია მომხმარებლის დატვირთვა.

მარჯვენა მხარის მეორე შესაკრები, ცნობილი სიდიდეების რიცხვითი მნიშვნელობის ჩასმის შემდეგ, მიიღებს სახეს

$$\frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_i}{C_0 + C_{\text{გად.}}} = 17027,5 - 14345 \cdot C_i$$

ამრიგად, ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა ჩაიწერება შემდეგ ზოგად სახეში

$$\sum_{j=\text{გენ.}} P_j R_{ij} = -\sum_{j=\text{მოსმ.}} P_j R_{ij} + 17027,5 - 14345 \cdot C_i \quad (4.2)$$

განტოლებათა ეს სისტემა, 3.13-3.23 ცხრილების გათვალისწინებით, ჩავწერთ  
გაშლილ სახეში (ცხრ.4.2).

ცხრ.4.2.

№	ჰესი	№6	№22	№25	№27	№36	№38	№39	№41	№42	№45	№46
№6	ვარდნილიჰესი	0,5011	0,0372	0,0371	0,3587	0,3587	0,097	0,097	0,097	0,1623	0,0477	0,0477
№22	ხრამიჰესი 1	0,0372	11,0102	4,1030	0,2043	0,2043	0,5114	0,5114	0,5114	0,4347	0,5692	0,5692
№25	ხრამიჰესი 2	0,0371	4,1030	5,9664	0,2041	0,2041	0,5107	0,5107	0,5107	0,4342	0,5685	0,5685
№27	აწვესი	0,3587	0,2043	0,2041	27,9962	5,9462	0,5334	0,5334	0,5334	0,8926	0,2622	0,2622
№36	ბჟუჟაჰესი	0,3587	0,2043	0,2041	5,9462	64,8869	0,5334	0,5334	0,5334	0,8926	0,2622	0,2622
№38	ვარციხეჰესი 1-4	0,097	0,5114	0,5107	0,5334	0,5334	3,1349	1,8349	1,8349	1,1348	0,6562	0,6562
№39	გუმათი 1,2	0,097	0,5114	0,5107	0,5334	0,5334	1,8349	19,5649	2,8849	1,1348	0,6562	0,6562
№41	რიონიჰესი	0,097	0,5114	0,5107	0,5334	0,5334	1,8349	2,8849	2,8849	1,1348	0,6562	0,6562
№42	ლაჯანურიჰესი	0,1623	0,4347	0,4342	0,8926	0,8926	1,1348	1,1348	1,1348	5,9608	0,5578	0,5578
№45	ტყიბულიჰესი	0,0477	0,5692	0,5685	0,2622	0,2622	0,6562	0,6562	0,6562	0,5578	5,8994	5,8994
№46	შაორიჰესი	0,0477	0,5692	0,5685	0,2622	0,2622	0,6562	0,6562	0,6562	0,5578	5,8994	13,7994
№51	ჩითახევიჰესი	0,0437	0,7850	0,7724	0,2403	0,2403	0,6013	0,6013	0,6013	0,5112	0,6694	0,6694
№52	ჟინვალისჰესი	0,0373	1,1319	1,1002	0,2051	0,2051	0,5132	0,5132	0,5132	0,4363	0,5713	0,5713
№59	დარიალიჰესი	0,0373	1,1319	1,1002	0,2051	0,2051	0,5132	0,5132	0,5132	0,4363	0,5713	0,5713
№61	ზაჰესი	0,0371	1,5021	1,7297	0,2043	0,2043	0,5112	0,5112	0,5112	0,4346	0,5691	0,5691
№69	ხადორიჰესი 1,2	0,0371	1,2412	1,3205	0,2040	0,2040	0,5106	0,5106	0,5106	0,4340	0,5683	0,5683
№72	ორთაჭალაჰესი	0,0371	1,8185	2,2518	0,2040	0,2040	0,5105	0,5105	0,5105	0,4340	0,5683	0,5683
№74	ფარავანიჰესი	0,0368	0,7301	0,7376	0,2023	0,2023	0,5064	0,5064	0,5064	0,4305	0,5637	0,5637

ცხრ.4.2. (გაგრძელება)

	№51	№52	№59	№61	№69	№72	№74	$-\sum_{j=\text{ობა}} P_{ij} R_{ij}$	$17027,5-14345 \cdot C_i$
№6	0,0437	0,0373	0,0373	0,0371	0,0371	0,0371	0,0368		$17027,5-14345 \cdot C_6$
№22	0,7850	1,1319	1,1319	1,5021	1,2412	1,8185	0,7301		$17027,5-14345 \cdot C_{22}$
№25	0,7724	1,1002	1,1002	1,7297	1,3205	2,2518	0,7376		$17027,5-14345 \cdot C_{25}$
№27	0,2403	0,2051	0,2051	0,2043	0,2040	0,2040	0,2023		$17027,5-14345 \cdot C_{27}$
№36	0,2403	0,2051	0,2051	0,2043	0,2040	0,2040	0,2023		$17027,5-14345 \cdot C_{36}$
№38	0,6013	0,5132	0,5132	0,5112	0,5106	0,5105	0,5064		$17027,5-14345 \cdot C_{38}$
№39	0,6013	0,5132	0,5132	0,5112	0,5106	0,5105	0,5064		$17027,5-14345 \cdot C_{39}$
№41	0,6013	0,5132	0,5132	0,5112	0,5106	0,5105	0,5064		$17027,5-14345 \cdot C_{41}$

№42	0,5112	0,4363	0,4363	0,4346	0,4340	0,4340	0,4305		$17027,5-14345 \cdot C_{42}$
№45	0,6694	0,5713	0,5713	0,5691	0,5683	0,5683	0,5637		$17027,5-14345 \cdot C_{45}$
№46	0,6694	0,5713	0,5713	0,5691	0,5683	0,5683	0,5637		$17027,5-14345 \cdot C_{46}$
№51	40,936	0,8301	0,8301	0,7811	0,7532	0,7683	0,6169		$17027,5-14345 \cdot C_{51}$
№52	0,8301	5,5762	1,2462	1,122	1,0503	1,0897	0,7023		$17027,5-14345 \cdot C_{52}$
№59	0,8301	1,2462	31,0662	1,122	1,0503	1,0897	0,7023		$17027,5-14345 \cdot C_{59}$
№61	0,7811	1,122	1,122	8,7061	1,401	1,805	0,7325		$17027,5-14345 \cdot C_{61}$
№69	0,7532	1,0503	1,0503	1,401	128,2885	1,3468	0,751		$17027,5-14345 \cdot C_{69}$
№72	0,7683	1,0897	1,0897	1,805	1,3468	6,3751	0,7401		$17027,5-14345 \cdot C_{72}$
№74	0,6169	0,7023	0,7023	0,7325	0,751	0,7401	8,2401		$17027,5-14345 \cdot C_{74}$

ამ ცხრილის ბოლო სვეტის რიცხვითი მნიშვნელობები დამოკიდებულია სადგურთა მიერ გამოიმუშავებული ენერჯის ტარიფებზე, ხოლო ბოლოდან მეორე სვეტის რიცხვითი მნიშვნელობები კი დამოკიდებულია მომხმარებელთა  $P_j$  დატვირთვებზე ანუ სისტემის კონკრეტულ რეჟიმზე.

ჩვენს კონკრეტულ შემთხვევაში განვიხილავთ ზაფხულის პიკური დატვირთვის რეჟიმს. ამ რეჟიმში 2014 წლის საკონტროლო გაზომვების მიხედვით კვანძების აქტიური დატვირთვების რიცხვითი მნიშვნელობები მოცემულია 4.3 ცხრილში.

ცხრ.4.3.

კვანძი			კვანძი			კვანძი		
№		P, მგვტ	№	დასახელება	P, მგვტ	№	დასახელება	P, მგვტ
1	ზესტაფონი 500	0	26	ბათუმი 110	9,8	51	ჩითახევიძესი	12,0
2	ქსანი 500	0	27	აწკესი	3,2	52	ჟინვალი 220	0
3	გარდბანი 500	0	28	ბათუმი 4	2,0	53	ჟინვალი 110	6,8
4	ახალციხე 500	0	29	ბათუმი 2	10,0	54	დუშეთი	2,6
5	ენგურიძესი 220	10,0	30	ბათუმი 1	15,0	55	ფასანაური	0,4
6	ვარდნილი 1	210,0	31	ბ.ნ.ქ.	2,2	56	მლეთა	0,7
7	ბათუმი 220	0	32	მახინჯაური	1,5	57	ქსანი 110	30,0
8	ზუგდიდი 220	20,0	33	ჩაქვი	1,8	58	ყაზბეგი	7,5
9	მენჯი+ხორგა	47,0	34	ქობულეთი	5,2	59	დარიალი	0,5
10	ქუთაისი 220	0	35	ოზურგეთი	12,5	60	გლდანი 110	54,2
11	წყალტუბო 220	18,0	36	ბჟუჟაძესი	2,5	61	ზაჰესი	12,4
12	ზესტაფონი 220	0	37	ქუთაისი 110	25,0	62	ცენტროლიტი	4,5
13	ხაშური 220	0	38	ვარციხეძესები	21,4	63	გურჯაანი 220	0
14	გორი 220	20,0	39	გუმათი 1,2	3,0	64	გურჯაანი 110	19,2-4,5 <sup>1)</sup>
15	ქსანი 220	0	40	ქუთაისი 5	6,2	65	მუკუზანი	1,8
16	გლდანი 220	0	41	რონიძესი	4,5	66	წინანდალი	2,2
17	რუსთავი 220	85,0	42	ლაჯანურიძესი	8,0	67	თელავი	10,4



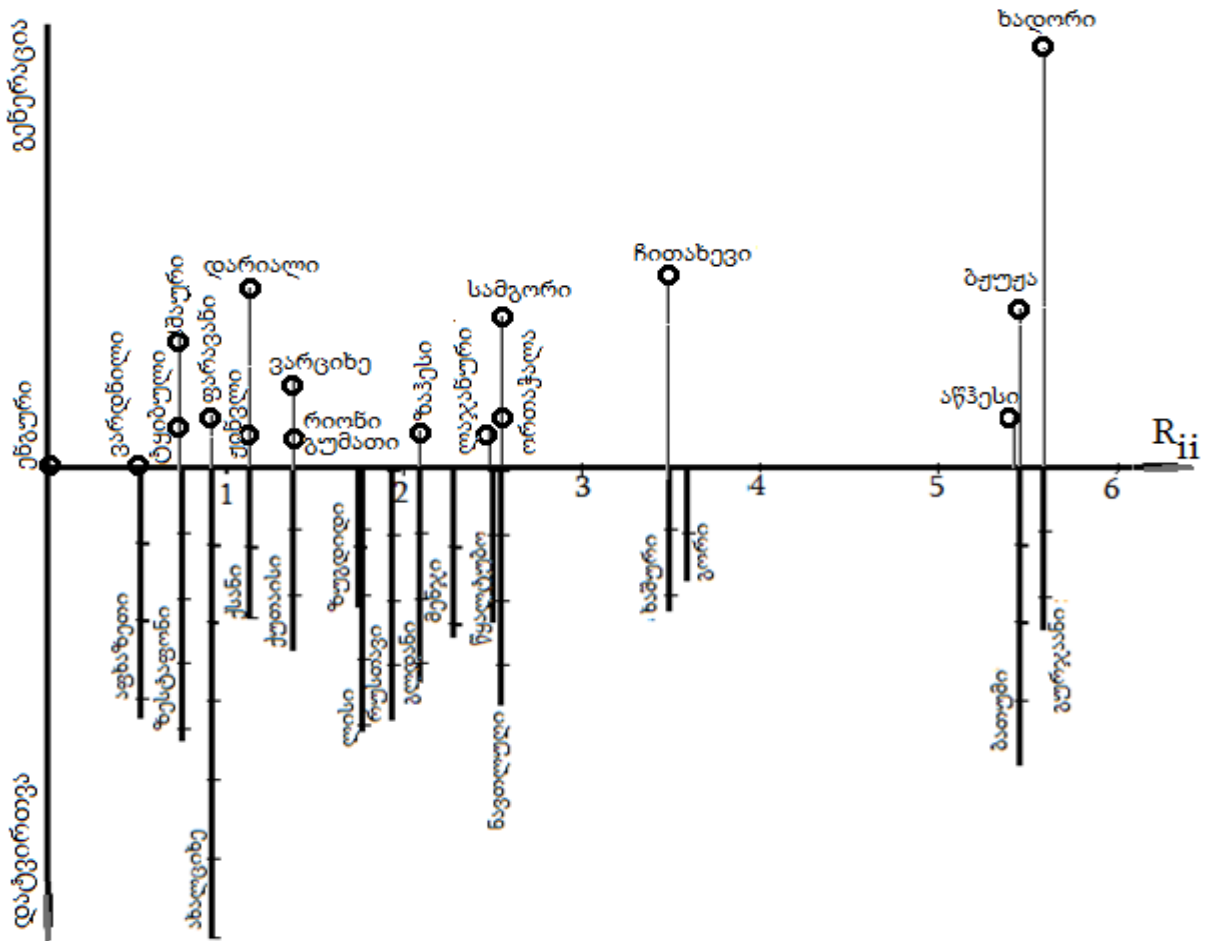
18	ნავთლული 220	0	43	ზესტაფონი 110	145,0	68	ახმეტა	3,2
19	გარდაბანი 220	40	44	თერჯოლა	5,2	69	ხადორი	2,5
20	ლისი 220 (დიდ.)	70	45	ტყიბულიძესი	8,5	70	ნავთლული 110	85,5-33,0 <sup>1)</sup>
21	ლისი 110	75	46	შაორიძესი	10,3	71	ავიაქარხანა	6,5
22	ხრამი 1	17,0	47	ხაშური 110	14,4	72	ორთაჭალა	7,2
23	ხრამი 2 110	15,0	48	ხაშური წევა	3,2	73	ახალციხე 220	0
24	მარნეული	23,0	49	ბორჯომი 1	3,5	74	ფარავანი	0
25	ხრამი 2 220	0	50	ბორჯომი 2	2,0			
	<b>ჯამი</b>	<b>640,0</b>		<b>ჯამი</b>	<b>325,9</b>		<b>ჯამი</b>	<b>270,1</b>
	<b>სულ დატვირთვა, მგვტ</b>							<b>1236,0</b>

შენიშვნა: <sup>1)</sup> ამ ავტონომიურ ქსელში მიერთებულია ფიქსირებული გენერაციის წყარო.

#### 4.2. საქართველოს ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობა

საქართველოს ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობის ამოცანა განვიხილოთ ზაფხულის წყალუხვობის პერიოდისთვის. ამ პერიოდის საანგარიშო რეჟიმად ავიღოთ პიკური დატვირთვის რეჟიმი, რომლის შესაბამისი კვანძური დატვირთვები მოცემულია 4.3 ცხრილში.

ქსელის კვანძების საკუთარი წინაღობების (ცხრ.4.2) საშუალებით შევაფასოთ დატვირთვისა და გენერაციის კვანძების ურთიერთ ელექტრული განლაგება სისტემაში (ნახ. 4.1). ამავე ნახაზის ქვედა ნახევარზე ნაჩვენებია კვანძების დატვირთვები ვერტიკალური ხაზებით, ხოლო ზედა ნახევარ სიბრტყეზე ნაჩვენებია კვანძთან უახლოესი გენერაციის წყარო (ცხრ.4.3).



ნახ.4.1.

კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების (ცხრ.4.2) და კვანძური დატვირთვების (ცხრ.4.3) მიხედვით გამოვთვალოთ ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის თითოეული განტოლების მარჯვენა მხარის პირველი წევრები  $-\sum_{j=მოხმ} P_{ij} R_{ij}$  (ცხრ.4.2, ბოლოდან მეორე სვეტი). გამოთვლების შედეგები წარმოვადგინოთ ცხრილის სახით (ცხრ.4.4). გამოთვლები ჩატარდა ორი სხვადასხვა შემთხვევისთვის. კერძოდ: 1. ელექტროენერჯის ექსპორტს თურქეთში ადგილი არ აქვს; 2. ხორციელდება 500 მგვტ სიმძლავრის ექსპორტი თურქეთში.

ცხრ.4.4.

კვანძი		$-\sum_{j=მოხმ.} P_{ij} R_{ij}$		კვანძი		$-\sum_{j=მოხმ.} P_{ij} R_{ij}$	
№	დასახელება	თურქ. ექსპორტი		0	500 მგვტ	თურქ. ექსპორტი	
		0	500 მგვტ			0	500 მგვტ
№6	ვარდნილიჰესი	192,08	210,48	№45	ტყიბულიჰესი	753,84	1035,69
№22	ხრამიჰესი 1	1208,51	1573,56	№46	შაორიჰესი	835,21	1117,06
№25	ხრამიჰესი 2	1122,19	1490,99	№51	ჩითახევიჰესი	1408,59	1717,04
№27	აწჰესი	845,19	946,34	№52	ჟინვალიჰესი	883,72	1234,87
№36	ბჟუჟაჰესი	1742,93	1844,08	№59	დარიალიჰესი	976,91	1328,06
№38	ვარციხეჰესი 1-4	691,35	944,55	№61	ზაჰესი	1047,58	1413,83
№39	გუმათი 1,2	760,44	1013,64	№69	ხადორიჰესი 1,2	2501,12	2876,62
№41	რიონიჰესი	677,91	931,11	№72	ორთაჭალაჰესი	1098,37	1468,42
№42	ლაჯანურიჰესი	687,55	902,8	№74	ვარავანიჰესი	610,20	1080,25

პირველ ეტაპზე ჰესების ოპტიმალური დატვირთვები გამოვთვალოთ მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფების გათვალისწინების გარეშე ანუ, პირობითად, სადგურებზე ერთნაირი ტარიფების შემთხვევაში

$$C_1=C_2=C_3= \dots =C_i= \dots =C_{18}=C_0=1.187 \text{ თეთრი/კვტსთ.}$$

ამ შემთხვევაში 4.2 ცხრილის ბოლო სვეტი გახდება ნულის ტოლი და ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის მარჯვენა მხარე მიიღებს 4.4 ცხრილში გამოთვლილ მნიშვნელობებს. მიღებული განტოლებათა სისტემა შეესაბამება ოპტიმიზაციის იმ ამოცანას, რომლის მიზნის ფუნქციას წარმოადგენს ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები და ამ დანაკარგების მინიმიზაციის მოთხოვნა.

განტოლებათა სისტემის ამოხსნისას მხედველობაში არ იქნა მიღებული სადგურთა შეზღუდულობა მათი დადგმული სიმძლავრის მიხედვით. რაც გვადლევს იმის შესაძლებლობას, რომ შევაფასოთ ელექტროენერჯის წყაროებისა და მომხმარებელთა ურთიერთ ელექტრული სიახლოვე.

განტოლებათა სისტემის ამონახსნი, როცა თურქეთში სიმძლავრის ექსპორტი არ არის, წარმოდგენილია 4.5.1 ცხრილში.

ცხრ.4.5.1. სადგურთა ოპტიმალური დატვირთულობა,

როცა თურქეთში ექსპორტი არ არის.

კვანძი		P <sub>ობტ.</sub> მგვტ	P <sub>ობტ./ P<sub>დადგ.</sub></sub>	კვანძი		P <sub>ობტ.</sub> მგვტ	P <sub>ობტ./ P<sub>დადგ.</sub></sub>
№	დასახელება			№	დასახელება		
№6	ვარდნილიპესი	262	1,19	№45	ტყიბულიპესი	56,6	0,71
№2 2	ხრამიპესი 1	36,8	0,33	№46	შაორიპესი	10,3	-
№2 5	ხრამიპესი 2	69,7	0,63	№51	ჩითახევიპესი	23,4	1,3
№2 7	აწპესი	14,7	0,92	№52	ჟინვალიპესი	73,6	0,57
№3 6	ბჟუჟაპესი	20,7	1,73	№59	დარიალიპესი	13,8	0,69
№3 8	ვარციხეპესი 1-4	63,1	0,34	№61	ზაპესი	49,3	1,34
№3 9	გუმათიპესი 1,2	4,94	-	№69	ხადორიპესი 1,2	14,9	0,57
№4 1	რიონიპესი	74,5	1,49	№72	ორთაჭალაპესი	76,4	4,24
№4 2	ლაჯანურიპესი	40,8	0,37	№74	ფარავანიპესი	25,2	0,32
	ჯამი	585,9			ჯამი	343,5	
	სულ ჯამური გენერაცია					929,4	
	ბალანსიდან გამომდინარე ენგურიპესის გენერაცია 1200-929,4					270,6	

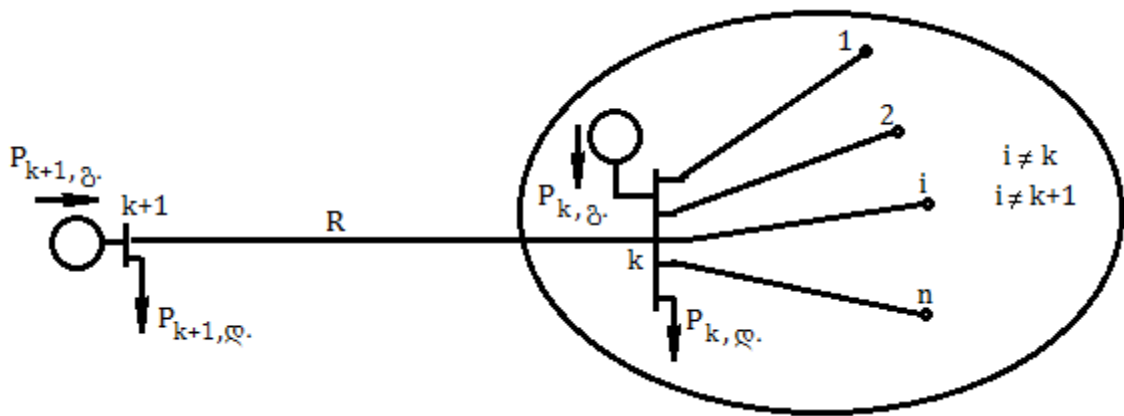
როგორც ამ ცხრილიდან ჩანს ზოგი სადგური დაიტვირთა უფრო მეტად, ვიდრე მათი დადგმული სიმძლავრეა. კერძოდ, ვარდნილიპესი, ბჟუჟაპესი, რიონიპესი, ჩითახევიპესი, ზაპესი და ორთაჭალაპესი. ამ სადგურების დადგმულ სიმძლავრეზე მეტად დატვირთვა გამოწვეულია იმ გარემოებით, რომ ეს სადგურები განთავსებულია მომხმარებლებთან ახლოს ანუ ამ სადგურების მიკრო რეგიონებში გვაქვს უფრო მეტი დატვირთვა, ვიდრე სადგურთა დადგმული სიმძლავრეა.

„ხრამიპესი 1” და „ლაჯანურიპესის” დაბალი დატვირთულობა გამოწვეულია იმით, რომ ამ სადგურებთან ახლოს არ არის მომხმარებელთა დიდი ჯგუფი, ხოლო ფარავანიპესის დაბალი დატვირთულობა გამოწვეულია იმით, რომ ამ

სადგურს არ აქვს კავშირი სამცხე-ჯავახეთის 110/35 კვ ძაბვის მანაწილებელ ქსელთან.

საქართველოს ელექტროსისტემის გადაცემის სქემის თანახმად „გუმათიჰესი 1,2“ და „შაორიჰესი“ სისტემაწარმომქმნელ ქსელთან მიერთებულია, შესაბამისად, რიონიჰესისა და ტყიბულიჰესის გავლით. ასეთი სქემის შემთხვევაში, როგორც ეს 2.6 პარაგრაფში აღნიშნეთ, ადგილი აქვს ერთი სადგურის მიერ მეორე სადგურის „დაბლოკვის“ მოვლენას. სწორედ, ამ მოვლენის გამო „გუმათიჰესი 1,2“ და „შაორიჰესი“ დაბლოკილია რიონისა და ტყიბულის ჰესების მიერ.

ერთი სადგურის მიერ მეორე სადგურის „დაბლოკვის“ რაოდენობრივი შეფასება შეიძლება გავანალიზოთ 4.2 ნახაზზე წარმოდგენილი მარტივი ელექტროსისტემის მაგალითზე.



ნახ.4.2.

ამ ნახაზის თანახმად k+1 სადგური ელექტროსისტემაში შემოდის k სადგურის გავლით, რომელთა შორის დამაკავშირებელი ხაზის აქტიური წინაღობაა R.

გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების თვისებებიდან გამომდინარე:

$$R_{k,k+1} = R_{k+1,k}$$

ამ კონკრეტულ შემთხვევაში დამატებით ადგილი აქვს შედეგი სახის ტოლობებს:

$$R_{k,k+1} = R_{k+1,k} = R_{k,k} \quad \text{და} \quad R_{k+1,k+1} = R_{k,k} + R$$

აქ:  $R_{k,k+1} = R_{k+1,k}$  - k და k+1 კვანძების ურთიერთ წინაღობა;

$R_{k,k}$  -  $k$  კვანძის საკუთარი წინაღობა;

$R_{k+1,k+1}$  -  $k+1$  კვანძის საკუთარი წინაღობა.

4.1, გამოსახულების შესაბამისად, ჩავწერთ ოპტიმიზაციის განტოლებები 4.2 ნახაზზე წარმოდგენილი ელექტროსისტემის  $k$  და  $k+1$  კვანძებისთვის

$$R_{k,1}P_1 + R_{k,2} + \dots + R_{k,k}(P_{k,\phi} - P_{k,\psi}) + R_{k,k+1}(P_{k+1,\phi} - P_{k+1,\psi}) + \dots + R_{k,n}P_n = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_k}{C_0 + C_{\phi\psi}}$$

$$R_{k+1,1}P_1 + R_{k+1,2} + \dots + R_{k+1,k}(P_{k,\phi} - P_{k,\psi}) + R_{k+1,k+1}(P_{k+1,\phi} - P_{k+1,\psi}) + \dots + R_{k+1,n}P_n = \frac{U_6^2}{2} \cdot \frac{C_0 - C_{k+1}}{C_{k+1} + C_{\phi\psi}}$$

მეორე განტოლებას გამოვაკლოთ პირველი და გავითვალისწინოთ წინააღმდეგობების შორის ზემოთ დაწერილი თანაფარდობები, მივიღებთ

$$P_{k+1,\phi} = P_{k+1,\psi} + \frac{U_6^2}{2 \cdot R} + \frac{C_k - C_{k+1}}{C_0 + C_{\phi\psi}}$$

(4.3)

ამ გამოსახულებიდან ჩანს, რომ  $k+1$  სადგურის ოპტიმალურ დატვირთვაზე სისტემის რომელიმე კვანძის მონაცემებში რაიმე ცვლილებები გავლენას ვერ ახდენს. მისი დატვირთვა ამ სადგურთან მიერთებული ადგილობრივი მომხმარებლის დატვირთვის ტოლია, როცა სადგურების ტარიფები ერთნაირია. ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა შეიცვლება მხოლოდ იმ შემთხვევაში, თუ ამ სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი განსხვავდება  $k$  სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფისაგან.

სადგურთა ოპტიმალური დატვირთვები იმ შემთხვევაში, როცა ადგილი აქვს თურქეთში სიმძლავრის ექსპორტს (500 მგვტ), ნაჩვენებია 4.5.2 ცხრილში. როგორც ამ ცხრილიდან ჩანს, ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მინიმიზაციის პირობებში, თურქეთში ექსპორტირებული სიმძლავრის დიდი ნაწილი თავისთავზე აიღო ენგურიჰესმა (44,2%), რომელიც ახალციხის კვანძთან ელექტრულად მნიშვნელოვნად უფრო ახლოსაა, ვიდრე დანარჩენი სადგურები. ამ ცხრილში წარმოდგენილი შედეგები გვიჩვენებს, რომ ახალციხის კვანძში დიდი დატვირთვის გაჩენის მიუხედავად, „გუმათიჰესი 1,2“ და „შაორიჰესი“ სადგურების ოპტიმალური დატვირთვები არ შეიცვალა, როგორც „დაბლოკილი“ სადგურები.

ცხრ.4.5.2. სადგურთა ოპტიმალური დატვირთვები, როცა თურქეთში

ექსპორტი შეადგენს 500 მგვტ-ს.

კვანძი		P <sub>ობტ.</sub> მგვტ	ნაზრდი ექსპორტის გამო, მგვტ	კვანძი		P <sub>ობტ.</sub> მგვტ	ნაზრდი ექსპორტის გამო, მგვტ
№	დასახელება			№	დასახელება		
№6	ვარდნილიპესი	289,4	27,4 (5,5%)	№45	ტყიბულიპესი	81,9	25,3 (5,06%)
№2 2	ხრამიპესი 1	43,2	6,4 (1,3%)	№46	შაორიპესი	10,3	0 (0%)
№2 5	ხრამიპესი 2	92,2	22,5 (4,5%)	№51	ჩითახევიპესი	26,8	3,4 (0,68%)
№2 7	აწკესი	15,3	4,1 (0,8%)	№52	ჟინვალიპესი	106,9	33,3 (6,66%)
№3 6	ბჟუჯაპესი	21,0	0,3 (0,06%)	№59	დარიალიპესი	18,6	4,8 (0,96%)
№3 8	ვარციხეპესი 1-4	88,9	25,8 (5,16%)	№61	ზაპესი	66,3	17 (3,4%)
№3 9	გუმათი 1,2	4,94	0 (0%)	№69	ხადორიპესი 1,2	16,2	1,3 (0,26%)
№4 1	რიონიპესი	108,3	33,8 (6,76%)	№72	ორთაჭალაპესი	100,6	24,2 (4,84%)
№4 2	ლაჯანურიპესი	51,8	11 (2,2%)	№74	ფარავანიპესი	66,4	41,2 (8,24%)
	ჯამი	714,5			ჯამი	494,0	
სულ ჯამური გენერაცია						1208,5	
ბალანსიდან გამომდინარე ენგურიპესის გენერაცია 1700-1208,5						491,5	220,9 (44,2%)

**შენიშვნა:** ამ ცხრილში თურქეთში ექსპორტის გამო სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის პროცენტული ნაზრდი გამოთვლილია ექსპორტირებული სიმძლავრის მიმართ.

იმ შემთხვევაში, როცა  $i$ -ური სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი განსხვავდება მბალანსებელი სადგურის ტარიფისაგან  $C_i \neq C_0$ , მაშინ ოპტიმიზაციის ამოცანა (გამოსახულება 4.2) ერთდროულად პასუხობს, ერთი მხრივ, ქსელში დანაკარგების მინიმიზაციის მოთხოვნებს და, მეორე მხრივ, ქსელში მიწოდებული ელექტროენერჯის საშუალომწონილი

ტარიფის მინიმიზაციის მოთხოვნებს. ამ შემთხვევაში  $i$ -ური სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა გაიზრდება, როცა  $C_i < C_0$  და შემცირდება, როცა  $C_i > C_0$ .

### 4.3. საქართველოს ჰიდროსადგურების ოპტიმალური დატვირთულობა შეზღუდვის უტოლობათა გათვალისწინებით

წინა პარაგრაფში ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ამოხსნისას მივიღეთ, რომ ექვსი სადგური დაიტვირთა უფრო მეტად, ვიდრე მათი დადგმული სიმძლავრეა. კერძოდ, ვარდნილიჰესი (262 მგვტ), ბჟუჟაჰესი (20,7 მგვტ), რიონიჰესი (74,5 მგვტ), ჩითახევიჰესი (23,4 მგვტ), ზაჰესი (49,3 მგვტ) და ორთაჭალაჰესი (76,4 მგვტ).

ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ამოხსნის მეთოდის თანახმად, შესაბამის ცვლადებს ვანიჭებთ მათ მაქსიმალურ (დადგმული სიმძლავრე) მნიშვნელობებს და როგორც ცნობილი სიდიდეები შეგვაქვს სისტემის დანარჩენ განტოლებებში. შესაბამისად, ნაცვლად 18-განტოლებიანი სისტემისა (ცხრ.4.2), მივიღებთ 12-განტოლებიან სისტემას (ცხრ.4.6). ამასთან, ცვლადების ცნობილი მნიშვნელობების გათვალისწინებით სისტემის მარჯვენა მხარეს მნიშვნელობები, რომელიც მოცემულია ცხრ.4.4-ში, შეიცვლება და გახდება ცხრ.4.6-ის ბოლოსწინა სვეტში ნაჩვენები მნიშვნელობების ტოლი.

ცხრ.4.6.

№	ჰესი	№22	№25	№27	№38	№39	№42	№45	№46
№22	ხრამიჰესი 1	11,0102	4,1030	0,2043	0,5114	0,5114	0,4347	0,5692	0,5692
№25	ხრამიჰესი 2	4,1030	5,9664	0,2041	0,5107	0,5107	0,4342	0,5685	0,5685
№27	აწჰესი	0,2043	0,2041	27,9962	0,5334	0,5334	0,8926	0,2622	0,2622
№38	ვარციხეჰესი 1-4	0,5114	0,5107	0,5334	3,1349	1,8349	1,1348	0,6562	0,6562
№39	გუმათი 1,2	0,5114	0,5107	0,5334	1,8349	19,5649	1,1348	0,6562	0,6562
№42	ლაჯანურიჰესი	0,4347	0,4342	0,8926	1,1348	1,1348	5,9608	0,5578	0,5578
№45	ტყიბულიჰესი	0,5692	0,5685	0,2622	0,6562	0,6562	0,5578	5,8994	5,8994
№46	შაორიჰესი	0,5692	0,5685	0,2622	0,6562	0,6562	0,5578	5,8994	13,7994
№52	ჟინვალისჰესი	1,1319	1,1002	0,2051	0,5132	0,5132	0,4363	0,5713	0,5713
№59	დარიალიჰესი	1,1319	1,1002	0,2051	0,5132	0,5132	0,4363	0,5713	0,5713
№69	ხადორიჰესი 1,2	1,2412	1,3205	0,2040	0,5106	0,5106	0,4340	0,5683	0,5683
№74	ფარავანიჰესი	0,7301	0,7376	0,2023	0,5064	0,5064	0,4305	0,5637	0,5637



ცხრ.4.6. (გაგრძელება)

	№52	№59	№69	№74	$-\sum_{j=\text{მონა}} P_{ij}$	$17027,5-14345 \cdot C_i$
№22	1,1319	1,1319	1,2412	0,7301	1208,51- 139,72=1068,79	$17027,5-14345 \cdot C_{22}$
№25	1,1002	1,1002	1,3205	0,7376	1122,19-155,57=966,62	$17027,5-14345 \cdot C_{25}$
№27	0,2051	0,2051	0,2040	0,2023	845,19-193,3=651,89	$17027,5-14345 \cdot C_{27}$
№38	0,5132	0,5132	0,5106	0,5064	691,35-156,55=534,8	$17027,5-14345 \cdot C_{38}$
№39	0,5132	0,5132	0,5106	0,5064	760,44-106,15=654,29	$17027,5-14345 \cdot C_{39}$
№42	0,4363	0,4363	0,4340	0,4305	687,55-135,61=551,94	$17027,5-14345 \cdot C_{42}$
№45	0,5713	0,5713	0,5683	0,5637	753,84-90,34=663,5	$17027,5-14345 \cdot C_{45}$
№46	0,5713	0,5713	0,5683	0,5637	835,21-90,34=744,87	$17027,5-14345 \cdot C_{46}$
№52	5,5762	1,2462	1,0503	0,7023	883,72-113,68=770,04	$17027,5-14345 \cdot C_{52}$
№59	1,2462	31,0662	1,0503	0,7023	976,91-113,68=863,23	$17027,5-14345 \cdot C_{59}$
№69	1,0503	1,0503	128,2885	0,751	2501,12-126,78=2374,34	$17027,5-14345 \cdot C_{69}$
№74	0,7023	0,7023	0,751	8,2401	610,20-88,1=522,1	$17027,5-14345 \cdot C_{74}$

განტოლებათა სისტემის ამონახსნი, როცა თურქეთში სიმძლავრის ექსპორტი არ არის, წარმოდგენილია 4.6.1 ცხრილში.

ცხრ.4.6.1. სადგურთა ოპტიმალური დატვირთულობა,

როცა თურქეთში ექსპორტი არ არის.

კვანძი		P <sub>ობტ.</sub> მგვტ	P <sub>ობტ./ P<sub>დადგ.</sub></sub>		კვანძი		P <sub>ობტ.</sub> მგვტ	P <sub>ობტ./ P<sub>დადგ.</sub></sub>	
№	დასახელება		ოცო	არის	№	დასახელება		ოცო	არის
№6	ვარდნილიპესი	220	1,19	1,0	№45	ტყიბულიპესი	60,1	0,71	0,75
№2 2	ხრამიპესი 1	39,2	0,33	0,35	№46	შაორიპესი	10,3	-	-
№2 5	ხრამიპესი 2	91,3	0,63	0,83	№51	ჩითახევიპესი	21	1,3	1,0
№2 7	აწკესი	17,4	0,92	1,09	№52	ჟინვალიპესი	81,9	0,57	0,63
№3 6	ბჟუჟაპესი	12,2	1,73	1,0	№59	დარიალიპესი	15,0	0,69	0,75
№3 8	ვარციხეპესი 1-4	84,8	0,34	0,46	№61	ზაკესი	36,8	1,34	1,0
№3	გუმათიპესი 1,2	4,94	-	-	№69	ხადორიპესი 1,2	15,3	0,57	0,59

9										
№4 1	რიონიჰესი	48	1,49	1,0		№72	ორთაჭალაჰესი	18	4,24	1,0
№4 2	ლაჯანურიჰესი	45,0	0,37	0,41		№74	ფარავანიჰესი	28,5	0,32	0,33
	ჯამი	562,8				ჯამი		286,9		
	სულ ჯამური გენერაცია							849,7		
	ბალანსიდან გამომდინარე ენგურიჰესის გენერაცია 1200-849,7							350,3		

ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემის ამონახსნის ანალიზი გვიჩვენებს, რომ სადგურების დატვირთულობა უფრო შეესაბამება ოპტიმალურს, რადგანაც უფრო მეტად დაიტვირთვა ის სადგურები, რომლებიც ახლოსაა მომხმარებლებთან. ეს თვალნათლივ ჩანს სადგურთა იმ დატვირთულობასთან შედარებით, რომელიც წარმოდგენილია 1.9 ცხრილში. შედარება გვიჩვენებს, რომ „ბჟუჟაჰესი“ და „აწჰესი“ 100%-ითაა დატვირთული, მაშინ, როცა სადგურებს შორის დატვირთვის არაოპტიმალური განაწილებისას (ცხრ.1.9) ამ სადგურების დატვირთულობა 25-40 პროცენტის ფარგლებშია. „ლაჯანურიჰესის“ მიმართ კი პირიქით. კერძოდ, ამ სადგურის დატვირთულობა ოპტიმალური განაწილების დროს არ აღემატება 41%-ს, მაშინ როცა მისი დატვირთულობა 1.9 ცხრილის მიხედვით (85-100)%-ია.

#### დასკვნა თავი 4-ის მიმართ

მეოთხე თავში, ამ ნაშრომის მეორე თავში წარმოდგენილი მათემატიკური მოდელის მიხედვით, ამოხსნილია საქართველოს ჰიდროელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანა წყალუხვობის პერიოდში. ამოცანა ამოხსნილია ორ ვარიანტში. 1. როცა ქვეყნიდან არ ხორციელდება სიმძლავრის ექსპორტი და 2. როცა ახალციხის კვანძიდან ადგილი აქვს 500 მგვტ სიმძლავრის ექსპორტს თურქეთში.

გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების მატრიცის ბაზაზე შედგენილი იქნა ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა. ამ სისტემის თითოეული განტოლების მარჯვენა მხარე შეიცავს ორ შემდგენს. ამათგან, პირველი

შეესაბამება ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მინიმიზაციის ამოცანას, ხოლო მეორე, ქსელში მიწოდებული ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილი ტარიფის მინიმიზაციის ამოცანას.

განტოლებათა სისტემის ამონახსნის შედეგების ანალიზი გვიჩვენებს:

1. ქსელში დანაკარგების მინიმუმის უზრუნველყოფის მოთხოვნის გამო სადგურებს შორის დაიტვირთა ის სადგურები, რომლებიც მომხმარებლებთან უფრო ახლოსაა;
2. ელექტროსადგური, რომელიც სისტემაში შემოდის მეორე სადგურის სალტების გავლით, იბლოკება ამ მეორე სადგურის მიერ თუ ამ უკანასკნელს არ აქვს შეზღუდვა დადგმული სიმძლავრის თვალსაზრისით;
3. სადგურის დაბლოკვის ხარისხი მით უფრო მცირეა, რაც უფრო დაბალი იქნება „დაბლოკილი“ სადგურის მიერ გამომუშავებული ენერგიის ტარიფი „მბლოკავი“ სადგურის ტარიფთან შედარებით.
4. თურქეთში ექსპორტირებული სიმძლავრის დიდი წილი, ასევე ქსელში დანაკარგების მინიმუმის უზრუნველყოფის მოთხოვნის გამო, თავისთავზე აიღო იმ სადგურმა, რომელიც ახალციხის კვანძთან ელექტრულად უფრო ახლოსაა. კემოდ, პირველი ამათაგანია ენგურიჰესი (44,2%) და მეორე ფარავანიჰესი (8,24%);

ამავე თავში, ოპტიმიზაციის მათემატიკური მოდელის საფუძველზე, მიღებულია ერთი სადგურის მიერ მეორე სადგურის „დაბლოკვის“ რაოდენობრივი შეფასების საანგარიშო გამოსახულება.

ნაშრომში წარმოდგენილი მათემატიკური მოდელის მიხედვით, ელექტროენერგიის საშუალოშეწონილი ტარიფის მინიმიზაციის მიზნით, შესაძლებელია სისტემის ელექტროსადგურებს შორის განვახორციელოთ დატვირთვის ოპტიმალური განაწილება წლის ნებისმიერ პერიოდში და, მათ შორის, წყალუხვობის პერიოდში.

## საერთო დასკვნა ნაშრომის მიმართ

წყალუხვობის პერიოდში, როცა ჰიდროელექტროსადგურების შეზღუდულობის ხარისხი მცირდება, მეტი თავისუფლება არსებობს მივაღწიოთ ამ სადგურებს შორის დატვირთვის ისეთ განაწილებას, რომ ერთი მხრივ ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგები შემცირებული იქნეს თავის შესაძლო მინიმალურ მნიშვნელობამდე და, მეორე მხრივ, ასევე თავის შესაძლო მინიმალურ მნიშვნელობას აღწევდეს სადგურების მიერ ქსელში მიწოდებული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფი.

ამ მოთხოვნის უზრუნველყოფის მიზნით ნაშრომში მკაცრი მათემატიკური ფორმულირების საფუძველზე შედგენილია გენერაციის წყაროებიდან მომხმარებლებამდე ელექტროენერჯის გადაცემასთან დაკავშირებული ჯამური ხარჯების საამგარიშო გამოსახულება, რომელიც განიხილება როგორც მიზნის ფუნქცია და დასმულია ამ ხარჯების მინიმიზაციის ამოცანა.

მიღებულია ოპტიმიზაციის განტოლება-უტოლობათა სისტემა, რომლის საშუალებით შეგვიძლია დავადგინოთ ჰიდროელექტროსადგურების ის დატვირთვები, რომლის დროსაც ამ ელექტროსადგურებიდან ელექტროენერჯის შესყიდვისა და ტრანსპორტირების ჯამური ხარჯები იქნება მინიმალური.

განხილულია ჰიდროელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური გადანაწილება მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ცნობილი ტარიფების პირობებში და შეფასებულია ტარიფის ზედა ზღვრული მნიშვნელობა, როცა მოცემულია სადგურის დატვირთვა.

ჩატარებული კვლევის საფუძველზე შეგვიძლია გავაკეთოთ შემდეგი დასკვნა:

- მიღებულ განტოლებათა სისტემის საშუალებით შესაძლებელია გამოვთვალოთ წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტროსადგურების ოპტიმალური დატვირთვები, როცა ცნობილია მათ მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფები და სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ზედა ზღვრული ტარიფები, როცა ცნობილია მათი დატვირთვები. სადგურების ამ პარამეტრებით მუშაობის პირობებში

მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერჯის თვითღირებულება იქნება მინიმალური;

- $i$ -ური სადგურის ოპტიმალური  $P_i$  დატვირთვა ამ სადგურის ქსელთან მიერთების კვანძის საკუთარი  $R_{ii}$  წინაღობის უკუპროპორციულია. ეს მიუთითებს მას, რომ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვა მით დაბალია, რაც უფრო ელექტრულად შორსაა იგი მომხმარებელთა კვანძებიდან;
- $i$ -ური სადგურის ოპტიმალური  $P_i$  დატვირთვის სიდიდე დამოკიდებულია  $P_j R_{ij}$  წევრზე და, შესაბამისად, სადგურთან ახლო მდებარე მომხმარებელი იწვევს ამ სადგურის ოპტიმალური დატვირთვის ზრდას, ხოლო ახლო მდებარე სადგური კი იწვევს იმავე ოპტიმალური დატვირთვის შემცირებას;
- $i$ -ური სადგურის ოპტიმალური  $P_i$  დატვირთვა მით დაბალია, რაც მაღალია მის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის  $C_i$  ტარიფი;
- ელექტროსადგურებისა და მომხმარებელთა ნებისმიერი ურთიერთ განლაგებისას და ამ სადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის სხვადასხვა ტარიფებისას, თუ ამ სადგურებს შორის დატვირთვა ოპტიმალურადაა განაწილებული, მაშინ ელექტროსისტემაში ელექტროენერჯის გენერაცია-გადაცემის დანახარჯები და მომხმარებელთან მიწოდებული ელექტროენერჯის ტარიფი მინიმალურია. სადგურებს შორის დატვირთვის სხვა ნებისმიერი არაოპტიმალური გადანაწილება იწვევს აღნიშნული დანახარჯებისა და სამომხმარებლო ტარიფის ზრდას.
- ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის ერთნაირი ტარიფის პირობებში მომხმარებელი უნდა იკვებებოდეს ელექტრულად უახლოესი ელექტროსადგურიდან. ამ შემთხვევაში ელექტროსისტემის მუშაობის ეფექტურობაზე გავლენას ახდენს მხოლოდ ქსელში ენერჯის დანაკარგები და მისი მინიმიზაციით მიიღწევა სისტემის მუშაობის მაღალეფექტურობა;
- ქსელის რომელიმე კვანძში დატვირთვის ნაზრდი, ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის ერთნაირი ტარიფის

პირობებში, დაფარული უნდა იქნეს ელექტრულად უახლოესი ელექტროსადგურიდან, ხოლო ელექტროსადგურების მიერ გამომუშავებული ელექტრული ენერჯის სხვადასხვა ტარიფის პირობებში, დატვირთვის ეს ნაზრდი გადანაწილდება სადგურების ტარიფებისა და დატვირთვის კვანძიდან ამ სადგურების ელექტრული დაშორების უკუპროპორციულად.

- რაც დაბალია სადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი და მაღალია ალტერნატიული წყაროს (სიტემაში მომუშავე სხვა სადგურის) მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფი, მით უფრო მეტად იტვირთება მოცემული სადგური;
- რაც მაღალია ელექტროგადაცემის ნომინალური ძაბვა და დაბალია ელექტროგადაცემის წინაღობა, მით უფრო მეტად იტვირთება მოცემული სადგური.

შეფასებული და გაანალიზებულია საქართველოს ელექტრული სისტემის ჰიდროელექტროსადგურებისა და გადაცემის ქსელის ტექნიკური მაჩვენებლები. გამოთვლილია როგორც 500/220 კვ ძაბვის სისტემაწარმომქმნელი შეკრული ქსელის, ასევე იმ 110/35 კვ ძაბვის ავტონომიური მანაწილებელი ქსელების კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობები.

წარმოდგენილი მათემატიკური მოდელის მიხედვით, ამოხსნილია საქართველოს ჰიდროელექტროსადგურებს შორის დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების ამოცანა წყალუხვობის პერიოდში. ამოცანა ამოხსნილია ორ ვარიანტში. 1. როცა ქვეყნიდან არ ხორციელდება სიმძლავრის ექსპორტი და 2. როცა ახალციხის კვანძიდან ადგილი აქვს 500 მგვტ სიმძლავრის ექსპორტს თურქეთში.

გადაცემის ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთ წინაღობების მატრიცის ბაზაზე შედგენილი იქნა ოპტიმიზაციის განტოლებათა სისტემა. ამ სისტემის თითოეული განტოლების მარჯვენა მხარე შეიცავს ორ შემდგენს. რომელთაგანაც პირველი შეესაბამება ქსელში აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მინიმიზაციის ამოცანას, ხოლო მეორე, ქსელში მიწოდებული ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის მინიმიზაციის ამოცანას.

განტოლებათა სისტემის ამონახსნის შედეგების ანალიზი გვიჩვენებს:

5. ქსელში დანაკარგების მინიმუმის უზრუნველყოფის მოთხოვნის გამო სადგურებს შორის დაიტვირთა ის სადგურები, რომლებიც მომხმარებლებთან უფრო ახლოსაა;
6. ელექტროსადგური, რომელიც სისტემაში შემოდის მეორე სადგურის სალტების გავლით, იბლოკება ამ მეორე სადგურის მიერ თუ ამ უკანასკნელს არ აქვს შეზღუდვა დადგმული სიმძლავრის თვალსაზრისით;
7. სადგურის დაბლოკვის ხარისხი მით უფრო მცირეა, რაც უფრო დაბალი იქნება „დაბლოკილი“ სადგურის მიერ გამომუშავებული ენერჯის ტარიფი „მბლოკავი“ სადგურის ტარიფთან შედარებით.
8. თურქეთში ექსპორტირებული სიმძლავრის დიდი წილი, ასევე ქსელში დანაკარგების მინიმუმის უზრუნველყოფის მოთხოვნის გამო, თავისთავზე აიღო იმ სადგურმა, რომელიც ახალციხის კვანძთან ელექტრულად უფრო ახლოსაა. კერძოდ, პირველი ამათაგანია ენგურიჰესი (44,2%) და მეორე ფარავანიჰესი (8,24%);

ოპტიმიზაციის მათემატიკური მოდელის საფუძველზე, მიღებულია ერთი სადგურის მიერ მეორე სადგურის „დაბლოკვის“ რაოდენობრივი შეფასების საანგარიშო გამოსახულება.

ნაშრომში ნაჩვენებია, რომ წყალუხვობის პერიოდში, ელექტროენერჯის საშუალოშეწონილი ტარიფის მინიმიზაციის მიზნით, სადგურებს შორის უნდა მოხდეს დატვირთვის არა შემთხვევითი განაწილება, არამედ ოპტიმალური განაწილება ამ ნაშრომში წარმოდგენილი მათემატიკური მოდელის მიხედვით, რაც უზრუნველყოფს წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტროსადგურებს შორის კონკურენტუნარიანი ტარიფების წარმოქმნას.

### ლიტერატურა:

1. დ. ჩომახიძე, ენერგეტიკის მდგრადი განვითარების რეგულირების პრინციპები, „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2012.
2. გ. მახარაძე, ენერგოსისტემების რეჟიმების მართვა და ოპტიმიზაცია, „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2005.
3. Хольский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. М., Высшая школа, 1975.
4. Веников В. А. и др. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.; Энергоатомиздат, 1981.
5. თ. ჯიქია, ჰიდროსადგურთა კასკადის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაცია, სადოქტორო დისერტაცია, თბილისი, 2011.
6. გ. მახარაძე, წყალუხვობის პერიოდში ჰიდროელექტროსადგურებზე ელექტროენერჯის კონკურენტუნარიანი ტარიფის შერჩევის შესახებ, თბ., “ენერჯია”, №4(56), 2010.
7. გ. მახარაძე, უ. ხაჩიური, პირველი სტატია ჟურნალი “ენერჯია” პერსპექტიული განვითარების გათვალისწინებით ქსელის კვანძების საკუთარი და ურთიერთწინააღმდეგობის განსაზღვრის მეთოდი, N1(69), 2014.
8. გ. მახარაძე, ელექტროენერგეტიკული (ელექტრული) სისტემები. “უნივერსალი”. 2011.
9. გ. ჩოგვაძე. ნ. ჩიხლაძე, გ. ყიასაშვილი, საქართველოს ელექტროენერჯე-ტიკის ისტორია, თბ. 1998.
10. Система SCADA и система управления энергопотреблением, Sinaut Spectrum, Siemens Aktiengesellschaft Österreich, PSE E&I, Версия 4.3, Austria, 2001.
11. ჩომახიძე დ. საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოება. თბ. სტუ, 2003.
12. Крумм Л. А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск, Наука, 1981.
13. ჩომახიძე დ. საქართველოს ენერგეტიკული პოტენციალის გამოყენების ეკონომიკურ-ეკოლოგიური პრობლემები. თბ. სტუ, 2002.
14. USAID, USEA. Generation and Transmission Maximization (GTMax), Argonne national laboratory, 2011.