

თენგიზ მაღრაძე

ელექტროენერგეტიკული სისტემების ფუნქციონირების
ოპტიმალური რეჟიმების მათემატიკური მოდელირება და
ენერგოობიექტებზე რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა

წარდგენილია დოქტორის აკადემიური ხარისხის
მოსაპოვებლად

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი
თბილისი, 0175, საქართველო
ივლისი, 2013

საავტორო უფლება © თენგიზ მაღრაძე 2013 წელი

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტი

ჩვენ, ქვემოთ ხელისმომწერი ვადასტურებთ, რომ გავეცანით თენგიზ მალრაძის მიერ შესრულებულ სადისერტაციო ნაშრომს დასახელებით: „ელექტროენერგეტიკული სისტემების ფუნქციონირების ოპტიმალური რეჟიმების მათემატიკური მოდელირება და ენერგობიექტებზე რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა“ და ვაძლევთ რეკომენდაციას საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის ფაკულტეტის სადისერტაციო საბჭოში მის განხილვას დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად.

ხელმძღვანელი: სრ. პროფესორი დავით ჯაფარიძე

რეცენზენტი: სრ. პროფესორი დემი ლაოშვილი

რეცენზენტი: სრ. პროფესორი თამაზ ოზგაძე

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

2013

ავტორი: თენგიზ მაღრაძე
დასახელება: „ელექტროენერგეტიკული სისტემების ფუნქციონირების ოპტიმალური რეჟიმების მათემატიკური მოდელირება და ენერგობიექტებზე რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა“
ფაკულტეტი : ენერგეტიკისა და ტელეკომუნიკაციის
აკადემიური ხარისხი: დოქტორი
სხდომა ჩატარდა: 2013 წლის 26 ივლისს

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

ავტორის ხელმოწერა

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

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

რეზიუმე

სადისერტაციო ნაშრომში: “ელექტროენერგეტიკული სისტემების ფუნქციონირების ოპტიმალური რეჟიმების მათემატიკური მოდელირება და ენერგობიუტები რემონტების ოპტიმალური დაგეგვა” დასმული პრობლემის თანამედროვე მოთხოვნების დონეზე დამუშავების მიზნით შესწავლილია ელექტროენერჯის მოკლევადიანი მოხმარების პროგნოზირების, აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვის, პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის და მოლიანობაში ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის და დაგეგმვის მსოფლიო გამოცდილება. მის საფუძველზე დასმულია ბიზნეს-ინჟინერინგის პრინციპებით, ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის პროცესების მართვის ოპტიმიზაციის თანამედროვე მათემატიკური მეთოდების გამოყენებით სისტემის ფუნქციონირების რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდის და ალგორითმის შემუშავების ამოცანა.

სადისერტაციო ნაშრომი შედგება შესავლის, ნახაზებისა და ცხრილების ნუსხის, ოთხი ძირითადი თავის (შესაბამისი ქვეთავებით), დასკვნებისა და გამოყენებული ლიტერატურისაგან.

დასახული ამოცანის შესაბამისად კვლევის საწყის ეტაპზე ნეირონული ქსელების გამოყენებით შემუშავებულია ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი (საათი, დღე-ღამე) პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი და შესაბამისი ალგორითმი. მიღებული შედეგების აპრობაციის მიზნით, შეთავაზებული მეთოდით ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე ჩატარებულია ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირება.

მეორე ეტაპზე გადაწყვეტილია ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდის დაგეგმვის და მაგენერირებელ ობიექტებზე მისი განაწილების პრობლემა. ამ მიმართულებით შეირჩა ოპტიმალურობის მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმი. ვინაიდან ოპერატიული რეზერვირება ატარებს განუსაზღვრელობის ხასიათს, დასმული ამოცანა გადაწყდა არამკაფიო ლოგოკის მეთოდის გამოყენებით. ექსპერიმენტულად დადგენილი ბლოკ-სქემის საფუძველზე განხორციელდა მრავალვარიანტული სიმულაცია და მიღებული კრიტერიუმის შესაბამისად განისაზღვრა აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდეები. აღნიშნული გზით შესაძლებელი გახდება ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში მაღლი სიზუსტით დაიგეგმოს (ყოველსაათობრივი ან დღე-ღამური) აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური პარამეტრები. შემუშავებული მოდელს აქვს უნივერსალური ხასიათი. მისი მეშვეობით შესაძლებელია ნებისმიერი კონფიგურაციის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში მაგენერირებელ ობიექტებზე აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური განაწილება. შეთავაზებული მეთოდით მიღებული შედეგების პრაქტიკული აპრობაცია განხორციელდა ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე.

მესამე ეტაპზე, გამომდინარე იქიდან, რომ ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმებში ერთ-ერთი

მნიშვნელოვანი ფაქტორი პრევენციული (გეგმიურ-გამაფრთხილებელი) რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვაა, გადაწყვეტილია სისტემაში პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის ამოცანა. საკითხისადმი კომპლექსური მიდგომით ოპტიმიზაციის მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმის საფუძველზე წრფივი პროგრამირების მეთოდის გამოყენებით შესრულდა მათემატიკური მოდელირება, შეიქმნა შესაბამისი ალგორითმი და ამ მოდელის მიხედვით დადგინდა წლიურ ჭრილში სხვადასხვა პერიოდებად (კვირების მიხედვით) დაყოფით პრევენციული რემონტების ჩატარების გრაფიკები. შეთავაზებული მეთოდიკით მიღებული შედეგების აპრობაცია განხორციელებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე.

მეოთხე ეტაპზე მსოფლიო გამოცდილების მეცნიერული ანალიზის საფუძველზე ჩამოყალიბდა ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის კრიტერიუმი. ამ კრიტერიუმში ოპტიმალურობის ფაქტორებად მიღებული იქნა:

- მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ელექტროენერჯის გამომუშავების მაქსიმუმი, დატვირთვის გრაფიკში მათი მონაწილეობის მაქსიმუმი. ელექტროსადგურებში იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობის და წყლის ხარჯის მინიმუმი.

- სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების მიერ ელექტროენერჯის გამომუშავების მაქსიმუმი და იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობის მინიმუმი.

- თბოელექტროსადგურებში სათბობის ხარჯის მინიმუმი.

- თბოელექტროსადგურების გამონაბოლქვში CO₂ ემისიის მინიმუმი.

- იმპორტის მინიმუმი.

- წარმოებული ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ტარიფის მინიმუმი.

- ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის მაღალი საიმედოობის და შესაბამისად ელექტროენერჯის წარმოების შეფერხებების რისკის მინიმუმი.

არაწრფივი პროგრამირების მეთოდით წინა ეტაპზე დამუშავებული ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი საპროგნოზო პარამეტრების, ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური საგეგმო მაჩვენებლების, პრევენციული რემონტების გრაფიკის მონაცემების, სასადგურე და სისტემაში არსეული სხვა შეზღუდვების გათვალისწინებით შემუშავებული იქნა ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის მრავალფაქტორიანი მათემატიკური მოდელი და მისი შესაბამისი ალგორითმი. შეთავაზებული მეთოდიკით მიღებული შედეგების აპრობაცია განხორციელებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე.

კვლევის შედეგები წარმატებით შეიძლება იქნეს გამოყენებული წარმოების იმ მომიჯნავე სფეროებში, სადაც საქმე გვაქვს ბიზნეს-ინჟინერინგის პრონციპებით სისტემების მართვასთან. კვლევის შედეგების პრაქტიკაში დანერგვას დიდი ეფექტის მოტანა შეუძლია სოციალურ-პოლიტიკურ სფეროში და ტექნიკური პროგრესის დაჩქარებაში. აღნიშნული განპირობებულია იმით, რომ ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური მართვა უზრუნველყოფს ორგანიზაციის საქმიანობის ტექნიკურ-

ეკონომიკური მაჩვენებლების გაუმჯობესებას. შესაბამისად, ელექტროენერჯის ტარიფების დადგენის ობიექტურობას და მოითხოვს წარმოებაში ახალი პროგრესული ტექნოლოგიის დანერგვას.

Abstract

In phd dissertation “Mathematical modeling of optimal modes of power systems operation and optimal planning of preventive maintenance in power facilities” in order to solve the problem on the modern level it’s studied world experience of short-term demand forecasting of electricity, optimal planning of operative reserve of active power, optimal planning of preventive maintenances and in overall optimization planning of power system operation modes. Based on that it is set task of developing of power system’s operational modes optimal planning methodology and algorithm on the basis of business-engineering principles by using of modern mathematical methods of optimization of power system’s operational processes.

Dissertation works consists of an introduction, drawings and tables lists, four main chapter (with sections), conclusions and the used literature.

According to set task in the early stage by using of neural networks method it’s developed multifactor economical-mathematical model and corresponding algorithm of short-term electricity demand forecasting. The results of the testing of the proposed method are carried out on the example of four system.

On the second stage it’s solved problem of planning of operative reserve of active power I power system and its optimal allocation on power-generating facilities. Through this direction was chosen multifactor criterion of optimality. Because of uncertainty, problem is solved by using of fuzzy logic method. Based on experimentally determined block-scheme multivariant simulation is done and according to criterion optimal values of operative reserve of active power are determined. By this way it will be possible to plan (hourly or daily) with high precision optimum operational parameters of operative reserve of active power. Developed model has universal character. It makes possible in any configuration of the power system to optimally allocate operative reserve of active power on power-generating facilities. The proposed method is implemented by the approbation of the practical example of power system.

On the third stage due to the fact that in power system’s operation modes one of the most important factor is optimal planning of preventive (planned-warning) maintenance, problem of optimal preventive maintenance planning is solved. By a complex approach to the problem, based on multifactor criterion of optimization, by using of linear programming method is performed mathematical modeling, Appropriate algorithm is developed and based on this model in the context of a different annual periods (weeks) preventive maintenance schedules are determined. Testing is carried out from the results obtained from the proposed method on the example of the power system.

On the fourth stage based on scientific analysis of world experience optimization criteria of the modes of operation of power system are formed. These optimality criteria factors are:

- The regulatory (reservoir) hydro power plants electricity generation – maximum, maximum participation in electricity demand schedules, Not used water flow (spillage) and used for generation water flow – minimum;
- Seasonal hydro power plants electricity generation – maximum, Not used water flow (spillage) – minimum;
- Minimum fuel cost in thermal power plants;
- Minimum CO₂ emissions in thermal power plants;
- Minimum average weighted tariff of produced electricity;
- High reliability of operation of power system and minimum electricity production interruption risk.

Based on non-linear programming method with taking into account the prediction parameters of short-term electricity demand, optimal planning indicators of operative reserve of active power, schedule data of preventive maintenance, station and other system constraints solved in previous stages multifactor mathematical model and its corresponding algorithm of optimization of operational modes of power system has been developed. Testing is carried out from the results obtained from proposed method on the example of the power system.

The research results can be used successfully in production areas, where we are dealing with a business-engineering principles of system's managements. Practical implementation of the research results can bring great effect on the socio-political field and can accelerate technical progress. This is due to the fact that optimal management of operational modes of power system ensures improvement of technical-economical indicators of organizations, accordingly, objectivity of electricity tariff setting and requires of setting new progressive technologies in production.

შინაარსი

შესავალი	16
1. ლიტერატურის მიმოხილვა.....	26
2. შედეგები და მათი განსჯა.....	41
თავი I. ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირება	41
1.1 ამოცანის დასმა და პრობლემის გადაწყვეტის მეთოდოლოგია.....	41
1.2 ექსპერიმენტული ნაწილი.....	47
I თავის დასკვნა.....	52
თავი II. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში განუსაზღვრელობის პირობებში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვა	54
2.1 ამოცანის დასმა და პრობლემის გადაწყვეტის მეთოდოლოგია.....	54
2.2 ექსპერიმენტული ნაწილი.....	69
II თავის დასკვნა.....	78
თავი III. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა	80
3.1 ამოცანის დასმა და პრობლემის გადაწყვეტის მეთოდოლოგია.....	80
3.2 ექსპერიმენტული ნაწილი.....	89
III თავის დასკვნა.....	92
თავი IV. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვა	93
4.1 ამოცანის დასმა და პრობლემის გადაწყვეტის მეთოდოლოგია.....	93
4.2 ექსპერიმენტული ნაწილი.....	122
IV თავის დასკვნა.....	136
3. დასკვნა.....	137
გამოყენებული ლიტერატურა.....	141
დანართები.....	148

ცხრილების ნუსხა

ცხრილი №1 სხვადასხვა ქვეყნების ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპერატიული რეზერვის მოთხოვნები -----	36
ცხრილი №2 ელექტროენერგიის მოკლევადიან მოხმარებაზე მოქმედი ფაქტორები -----	43
ცხრილი №3 ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის კვანძის ელექტროენერგიის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირების ალგორითმი -----	46
ცხრილი №4 ელექტროენერგიის მოკლევადიან მოხმარებაზე მოქმედი ფაქტორების მნიშვნელობები -----	47
ცხრილი №5 კორელაციური ანალიზის შედეგები -----	48
ცხრილი №6 ფაქტიური პერიოდის საპროგნოზო მაჩვენებლები და პროცენტული გადახრა -----	51
ცხრილი №7 საპროგნოზო პერიოდის (სამი დღის) პროგნოზი და პროცენტული გადახრა სხვადასხვა მეთოდთან შედარებით -----	51
ცხრილი №8 აქტიური სიმძლავრის მოცდენის შეფასების ზოგადი ალბათურ-ვარიანტული ალგორითმი -----	55
ცხრილი №9 პირველი დონისათვის X_1 და X_2 ფაქტორების გავლენა Y_1, Y_2, \dots, Y_i სიდიდეებზე -----	57
ცხრილი №10 მეორე დონისათვის Y_1, Y_2, \dots, Y_i საიმედოობის მახასიათებლების გავლენა Y_s სიდიდეზე -----	57
ცხრილი №11 ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპერატიული რეზერვის ყოველსაათობრივი სიდიდის განმსაზღვრელი ალგორითმი- 60	
ცხრილი №12 მაკორექტირებელი ალგორითმი -----	62
ცხრილი №13 i საათის მომუშავე ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად ჰიდროელექტროსადგურების გენერატორების წარმოების და დატვირთვის ნომინალური მნიშვნელობებიდან შესაძლო პროცენტული გადახრები -----	65
ცხრილი №14 i საათის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების გენერატორების წარმოების და დატვირთვის ნომინალური მნიშვნელობებიდან შესაძლო გადახრების სხვადასხვა სცენარები -----	66

ცხრილი №15 i საათის ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის შესაძლო დაუბალანსებლობების სცენარები -----	66
ცხრილი №16 ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის მინიმალური სიდიდის განმსაზღვრელი ალგორითმი (განუსაზღვრელობის გათვალისწინებით) -----	68
ცხრილი №17. ელექტროენერგეტიკული სისტემის ელექტროგადაცემის ხაზების გამტარუნარიანობა -----	70
ცხრილი №18 ელექტროენერგეტიკული სისტემის ყოველსაათობრივად საჭირო საიმედოობის (მისაღები რისკის) დონე -----	71
ცხრილი №19 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ყოველსაათობრივი ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდე -----	71
ცხრილი №20 29-ე გენერატორის გამორთვის სიმულაციის შედეგები -	73
ცხრილი №21. 1 სთ-ის სიმულაციის შედეგები -----	77
ცხრილი №22. ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის სიდიდე (მინიმალური, განუსაზღვრელობის გათვალისწინებით) -----	77
ცხრილი №23 X_1, \dots, X_{12} ფაქტორების და Y_d რეიტინგის შეფასებათა სისტემა -----	81
ცხრილი №24 X_1, \dots, X_{12} მახასიათებლების გავლენის მატრიცა Y_d რეიტინგზე -----	82
ცხრილი №25. ელექტროენერგეტიკული სისტემის ენერგობიექტზე არსებული ელ.დანადგარების/მოწყობილობების მიმდინარე ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის შეფასების ალგორითმი -----	86
ცხრილი №26 ელექტროენერგეტიკული სისტემაში პრევენციულ რემონტში გასაყვანი გენერატორების ოპტიმალური წლიური (კვირების მიხედვით) გრაფიკის ფორმირების ალგორითმი -----	88
ცხრილი №27 ელ.დანადგარების ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები (რეიტინგი) -----	89
ცხრილი №28 პრევენციული რემონტისთვის შერჩეული ელექტროდანადგარები -----	90
ცხრილი №29. გენერატორების რემონტების ოპტიმალური გრაფიკი კვირების მიხედვით -----	91

ცხრილი №30 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ყოველსაათობრივი (დღე-ღამური) მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმის ანგარიშისა და დაგეგმვის ალგორითმი -----	121
ცხრილი №31 ელექტროენერგეტიკული სისტემის ელექტროგადაცემის ხაზების ტექნიკური პარამეტრები -----	123
ცხრილი №32 მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის ტექნიკური მონაცემები -----	123
ცხრილი №33 სეზონური ჰიდროელექტროსადგური №1-ის ტექნიკური მონაცემები -----	124
ცხრილი №34 სეზონური ჰიდროელექტროსადგური №2-ის ტექნიკური მონაცემები -----	124
ცხრილი №35 თბოელექტროსადგური №1-ის ტექნიკური მონაცემები-	124
ცხრილი №36 თბოელექტროსადგური №2-ის ტექნიკური მონაცემები --	124
ცხრილი №37. ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჰიდროელექტროსადგურებზე წყლის ჩამონადენის დღე-ღამური პროგნოზი -----	125
ცხრილი №38. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული გენერატორების საექსპლუატაციო მდგომარეობები -----	125
ცხრილი №39. ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის საწყისი ოპტიმალური განაწილება -----	126
ცხრილი №40. ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის ყოველსაათობრივად საჭირო ოპერატიული რეზერვის სიდიდე -----	127
ცხრილი №41. ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილება ოპერატიული რეზერვის გათვალისწინებით -----	128
ცხრილი №42. პარალელურად მომუშავე გენერატორის რეაქტიული სიმძლავრის წარმოების ზედა და ქვედა ზღვრები -----	130
ცხრილი №43. პარალელურად მომუშავე გენერატორების აქტიური სიმძლავრის ფარდობითი დანაკარგების ნაზრდი მახალანსებელი კვანძის მიმართ -----	131
ცხრილი №44. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში გადანაწილებული აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მნიშვნელობები -----	132
ცხრილი №45. ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილება აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის და დანაკარგების გათვალისწინებით -----	133
ცხრილი №46. შედარებითი ანალიზის შედეგები -----	135

ნახაზების ნუსხა

ნახაზი №1 შეცდომების გასწორების ალგორითმი -----	45
ნახაზი №2 ქ. თბილისის ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი (დღიური) პროგნოზირების მოდელი -----	49
ნახაზი №3 ქ. თბილისის ელ.ენერჯის მოხმარების 2011 წლის მარტის თვის ყოველდღიური ფაქტიური და საპროგნოზო მაჩვენებლები (ხელოვნური ნეირონული ქსელის მოდელით მიღებული) -----	56
ნახაზი №4 სამკუთხედის წვერის ზოგადი ფუნქცია -----	57
ნახაზი №5 ჩამოყალიბებული წესების ზოგადი სტრუქტურა -----	58
ნახაზი №6 არამკაფიო მოდელირების ინტერაქტიული ზოგადი ბლოკ-სქემა -----	59
ნახაზი №7 ელექტროენერგეტიკული სისტემის ცალხაზოვანი სქემა ---	69
ნახაზი №8 ყოველსაათობრივი საიმედოობის დონის შეფასების არამკაფიო ლოგიკის ორდონიანი მოდელი -----	70
ნახაზი №9 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე განაწილებული ოპერატიული რეზერვის სიდიდე -----	72
ნახაზი №10 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე გენერატორების მიერ ელექტროენერჯის წარმოება -----	73
ნახაზი №11 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე გენერატორების ელექტროენერჯის ყოველსაათობრივი წარმოება 29-ე გენერატორის გამორთვის შემთხვევაში -----	74
ნახაზი №12 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სიმძლავრეთა განაწილება ნორმალურ რეჟიმში -----	75
ნახაზი №13. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სიმძლავრეთა განაწილება ავარიულ რეჟიმში 29-ე გენერატორის გამორთვის დროს-75	
ნახაზი №14 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სიმძლავრეთა განაწილების კორექტირებული სიდიდეები ნორმალურ რეჟიმში -----	76
ნახაზი №15 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სიმძლავრეთა განაწილების კორექტირებული სიდიდეები ავარიულ რეჟიმში 29-ე გენერატორის გამორთვის შემთხვევაში -----	76
ნახაზი №16 სამკუთხედის წვერის ზოგადი ფუნქცია -----	83

ნახაზი №17 ჩამოყალიბებული წესების ზოგადი სტრუქტურა -----	83
ნახაზი №18 ელექტროდანადგარის კომპლექსური ტექნიკურ- ეკონომიკური მდგომარეობის შეფასების ზოგადი მოდელი -----	84
ნახაზი №19 ქვესადგურის ერთ-ერთი მინაერთის უჯრედის ცალხაზოვანი სქემა -----	89
ნახაზი №20 ჰიდროელექტროსადგურების საშუალო წყალმომარაგება (მკვებავი მდინარეების წყლის ჩამონადენი) კვირეების მიხედვით, მ ³ /წმ -----	91
ნახაზი №21 სათბობის სახარჯო მახასიათებელი სარქველის ეფექტის გათვალისწინებით და გათვალისწინების გარეშე (5 სარქველის შემთხვევაში)-----	96
ნახაზი №22 ელექტროენერგეტიკული სისტემის ცალხაზოვანი სქემა-	122

დანართების ნუსხა

დანართი №1. ელექტროენერგეტიკული სისტემის გენერატორების ტექნიკური მონაცემები	148
დანართი №2. ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის კვანძების საათობრივი ტექნიკური მონაცემები	149
დანართი №3. ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის მოცდენის ალბათობრივ-ვარიანტული ცხრილი	149
დანართი №4. ნახ №4-ზე მოცემული ცალხაზოვანი სქემის ელემენტების მონაცემებია	150
დანართი №5. ელექტროენერგეტიკული სისტემის გენერატორების ტექნიკური მონაცემები	151
დანართი №6. ელექტროენერგეტიკული სისტემის პიკური დატვირთვის მაჩვენებლები კვირების მიხედვით, მგვტ	152
დანართი №7. დატვირთვის კვანძების აქტიური და რეაქტიული სიმძლავრეების მოხმარების პროგნოზი	153
დანართი №8. ელექტროსადგურების გენერატორების სათბობის სახარჯო და CO ₂ ემისიის მახასიათებლები	155
დანართი №9. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (1 საათი)	157
დანართი №10. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (2 საათი)	157
დანართი №11. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (3 საათი)	158
დანართი №12. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (4 საათი)	158
დანართი №13. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (5 საათი)	159
დანართი №14. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (6 საათი)	159
დანართი №15. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (7 საათი)	160

შესავალი

სამუშაოს აქტუალობა, მიზანი და კვლევის სიახლე.

ელექტროენერგეტიკული სისტემების მართვაში მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვა დროის ოპერატიულ ინტერვალებში (კვირიდან დღე-ღამურამდე) წარმოადგენს ელექტროენერჯის და სიმძლავრის ბალანსების ფორმირების და მათი შემდგომი აღსრულების ჯაჭვში მნიშვნელოვან და განუყოფელ რგოლს. დაგეგმვის ხარისხზე არის დამოკიდებული ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები, მათ შორის მომხმარებლების ელექტროენერჯის მომარაგების საიმედოობა, ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის და მთლიანად ელექტროენერჯის ბაზრის ფუნქციონირებაში მაქსიმალური ეკონომიკური ეფექტიანობის მიღწევა.

უკანასკნელ პერიოდში მსოფლიოს თითქმის ყველა ქვეყანაში ელექტროენერგეტიკული დარგი დაექვემდებარა არსებით გარდაქმნებს. შეიცვალა საკუთრების ფორმები, განხორციელდა მართვის ადმინისტრაციულ-მბრძანებლური მეთოდებიდან ეკონომიკური სტიმულირების მეთოდებზე გადასვლა. ჩამოყალიბდა ელექტროენერჯის შეფასების ახალი კონკურენტული მოდელები, ყოველივე აღნიშნული არ შეიძლება არ შეხებოდა ენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ყოველ-კვირეულ ან დღე-ღამურ დაგეგმვის ტექნოლოგიას. ელექტროენერგეტიკულ სისტემებში შემავალი მაგენერირებელი მოწყობილობების მუშაობის ტექნიკურ-ეკონომიკურ მაჩვენებლების გაუმჯობესებასთან ერთად ხდება სახელშეკრულებო ვალდებულებების და ელექტროენერჯის ბაზრის თითოეული მონაწილის ეკონომიკური ინტერესების გათვალისწინება, რაც განაპირობებს ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის (დღე-ღამურ-საათობრივი) დაგეგმვის ტექნოლოგიის სერიოზულ ცვლილებებს, რაც თავისთავად იწვევს მიზნის ფუნქციის აუცილებელ გადახედვას, მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვაში ახალი მეთოდების დანერგვის და მათი გადაწყვეტისადმი ახალი მიდგომების აუცილებლობას. დღევანდელ პირობებში წინა პლანზე იწვევს ელექტროენერგეტიკული

სისტემის მუშაობის რეჟიმებზე მოქმედი ყველა შესაძლო ფაქტორის გათვალისწინებით ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვის და ოპტიმიზაციის ახალი კრიტერიუმების დადგენა.

ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვის მიმართულებით ჩატარებული კვლევების ანალიზმა გვიჩვენა, რომ ელექტროენერგეტიკული დარგის უწყვეტი და ეკონომიკურად ეფექტიანი მუშაობის უზრუნველსაყოფად ელექტროენერგეტიკული მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვის და ახალი ელექტროენერგის ბაზრების ფუნქციონირების პირობებში ოპტიმიზაციის ამოცანების გადაწყვეტის სამეცნიერო-ტექნიკური პრობლემები არასაკმარისი მოცულობით არის დამუშავებული. რეჟიმების ოპტიმიზაციის კრიტერიუმები არ ატარებენ კომპლექსურ ხასიათს, არ ითვალისწინებენ რეჟიმებზე მოქმედ ფაქტორთა ფართო წრეს და რეჟიმული პროცესების მიმდინარეობის განუსაზღვრელობის პრობლემას. აღნიშნულიდან გამომდინარე, განსაკუთრებულ აქტუალობას იძენს თანამედროვე მათემატიკური მეთოდების, ნეირონული ქსელების, არამკაფიო ლოგიკის და არაწრფივი პროგრამირების გამოყენებით განუსაზღვრელობის პირობებში ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის პრობლემის გადაწყვეტა მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმის საფუძველზე.

მოცემული სამუშაოს შესრულების აქტუალობა მნიშვნელოვანწილად იმითაც არის განპირობებული, რომ პრობლემის შეთავაზებული სახით გადაჭრა, საშუალებას აძლევს ელექტროენერგეტიკული სისტემის სადისპეტჩერო და ეკონომიკური მართვის სტრუქტურებს მაღალი საიმედოობით და ეფექტიანად წარმართონ თავიანთი პროფესიული საქმიანობა.

წარმოდგენილი სამუშაოს შესასრულებლად გამოყენებულია სამეცნიერო კვლევის თანამედროვე მეთოდები თვისობრივად ახლებურადაა გადაწყვეტილი ყველა დასმული ამოცანა. კვლევის ერთ-ერთი მნიშვნელოვან სიახლეს წარმოადგენს ის ფაქტი, რომ ელექტროენერგეტიკული სისტემის რეჟიმების დაგეგმვა გათვალისწინებულია ბიზნესის-ინჟინერინგის პრინციპების საფუძველზე.

მართვის პროცესების ოპტიმიზაციის გზით. საკითხისადმი ასეთი მიდგომით გადაწყვეტილია ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი (დღე-ღამე, საათი) პროგნოზირების ამოცანა მაღლი სიზუსტის უზრუნველსაყოფად მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმის საფუძველზე ნეირონული ქსელების მეშვეობით განხორციელდება ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზი. შესრულდება ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური ოპერატიული რეზერვის დაგეგმვა. ვინაიდან ოპერატიული რეზერვის სიდიდეების ცვალებადობა ატარებს განუსაზღვრელობის ხასიათს, არამკაფიო ლოგიკის მეთოდის მეშვეობით მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმით გადაიჭრება აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვის ამოცანა.

ზემოთ ჩამოთვლილი პრობლემების წინსწრებულად გადაწყვეტა განპირობებული იმით, რომ მოცემული სამუშაოს თანამედროვე მოთხოვნების დონეზე შესრულება შეუძლებელია ელექტროენერჯის მოხმარების ზუსტი მოკლევადიანი პროგნოზის, სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის და პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის გარეშე.

სადისერტაციო ნაშრომით გათვალისწინებულ კვლევების მთავარი სიახლე მდგომარობს იმაში, რომ განუსაზღვრელობის პირობებში ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის განსახორციელებლად შერჩეულია ოპტიმალურობის, მრავალფაქტორიანი კომპლექსური ხასიათის მატარებელი კრიტერიუმი, რომელშიც აისახება სისტემაში შემავალი:

- მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ელექტროენერჯის გამომუშავების მაქსიმუმი, დატვირთვის გრაფიკში მათი მონაწილეობის მაქსიმუმი. ელექტროსადგურებში იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობის და წყლის ხარჯის მინიმუმი.
- სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების მიერ ელექტროენერჯის გამომუშავების მაქსიმუმი, დატვირთვის გრაფიკში მათი მონაწილეობის მაქსიმუმი და იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობის მინიმუმი.
- თბოელექტროსადგურებში სათბობის ხარჯის მინიმუმი.

- თბოელექტროსადგურების გამონახობაში CO₂ ემისიის მინიმუმი.
- წარმოებული ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ტარიფის მინიმუმი.
- ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის მაღალი საიმედოობის და შესაბამისად ელექტროენერჯის წარმოების შეფერხებების რისკის მინიმუმი.

ყველა ზემოთ ჩამოთვლილი მაჩვენებლის ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმში განუხრელი დაცვა დიდი სიზუსტით უზრუნველყოფს სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალურობას, მთლიანობაში სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის პრობლემა გადაწყვეტილია ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზური პარამეტრების, აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდეების, ენერგობიექტებზე პრევენციული რემონტების ჩატარების ოპტიმალურად დაგეგმილი გრაფიკის დაცვით, სასადგურე და სისტემაში არსებული სხვა ტექნიკური შეზღუდვებით.

ჩამოთვლილი კრიტერიუმების და შეზღუდვების გათვალისწინების საფუძველზე ნეირონული ქსელების, არამკაფიო ლოგიკის და არაწრფივი პროგრამირების ჰიბრიდული მოდელის გამოყენებით შემუშავდება განუსაზღვრელობის პირობებში ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის მრავალვარიანტული ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი და შესაბამისი ალგორითმი. მიღებული კვლევის შედეგები აპრობირებულია ელექტროენერგეტიკულ სისტემაზე.

კვლევის ობიექტი და ამოცანები. კვლევის ობიექტად შერჩეულია ელექტროენერგეტიკული სისტემა. მეცნიერული კვლევის საფუძველზე მისი მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის პრობლემის გადაწყვეტა.

კვლევის სტრატეგიად მიღებულია ბიზნეს-ინჟინერინგის პრინციპებით, ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის პროცესების მართვის ოპტიმიზაციის თანამედროვე მათემატიკური მეთოდების

გამოყენებით სისტემის ფუნქციონირების რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდის და ალგორითმის შემუშავება.

კვლევა განხორციელდება 4 ეტაპად.

პირველ ეტაპზე ნეირონული ქსელების გამოყენებით შემუშავდება ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი (საათი, დღე-ღამე) პროგნოზირების მრავალფაქტორიანი ეკონომიკურ-მათემატიკური მოდელი და შესაბამისი ალგორითმი. მიღებული შედეგების აპრობაციის მიზნით, შეთავაზებული მეთოდით ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის კვანძის მაგალითზე ჩატარდება ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირება.

მეორე ეტაპზე გადაწყდება ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდის დაგეგმვის და მაგენერირებელ ობიექტებზე მისი განაწილების პრობლემა. ამ მიმართულებით შეირჩევა ოპტიმალურობის მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმი. ვინაიდან ოპერატიული რეზერვირება ატარებს განუსაზღვრელობის ხასიათს, დასმული ამოცანა გადაწყდება არამკაფიო ლოგოკის მეთოდის გამოყენებით. ექსპერიმენტულად დადგენილი ბლოკ-სქემის საფუძველზე განხორციელდება მრავალვარიანტული სიმულაცია და მიღებული კრიტერიუმის შესაბამისად განისაზღვრება აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდეები. ამ გზით შესაძლებელი გახდება ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში მაღლი სიზუსტით დაგეგმვით (ყოველსაათობრივი ან დღე-ღამური) აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური პარამეტრები. შემუშავებული მოდელი იქნება უნივერსალური ხასიათის. მისი მეშვეობით შესაძლებელი იქნება ნებისმიერი კონფიგურაციის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში მაგენერირებელ ობიექტებზე აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური განაწილება. შეთავაზებული მეთოდით მიღებული შედეგების აპრობაცია განხორციელებული იქნება ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე.

მესამე ეტაპზე, გამომდინარე იქიდან, რომ ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმებში ერთ-ერთი

მნიშვნელოვანი ფაქტორი პრევენციული (გეგმიურ-გამაფრთხილებელი) რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვაა, გადაწყვეტილი იქნება სისტემაში პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის ამოცანა. საკითხისადმი კომპლექსური მიდგომით ოპტიმიზაციის მრავალფაქტორიანი კრიტერიუმის საფუძველზე წრფივი პროგრამირების მეთოდის გამოყენებით შესრულდება მათემატიკური მოდელირება, შეიქმნება შესაბამისი ალგორითმი და ამ მოდელის მიხედვით დადგინდება წლიურ ჭრილში სხვადასხვა პერიოდებად (კვირების მიხედვით) დაყოფით პრევენციული რემონტების ჩატარების გრაფიკები. შეთავაზებული მეთოდიკით მიღებული შედეგების აპრობაცია განხორციელებული იქნება ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე.

მეოთხე ეტაპზე მსოფლიო გამოცდილების მეცნიერული ანალიზის საფუძველზე ჩამოყალიბდება ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის კრიტერიუმი. ამ კრიტერიუმში ოპტიმალურობის ფაქტორებად მიღებული იქნება:

- მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ელექტროენერჯის გამომუშავების მაქსიმუმი, დატვირთვის გრაფიკში მათი მონაწილეობის მაქსიმუმი. ელექტროსადგურებში იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობის და წყლის ხარჯის მინიმუმი.
- სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების მიერ ელექტროენერჯის გამომუშავების მაქსიმუმი და იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობის მინიმუმი.
- თბოელექტროსადგურებში სათბობის ხარჯის მინიმუმი.
- თბოელექტროსადგურების გამონაბოლქვში CO₂ ემისიის მინიმუმი.
- წარმოებული ელექტროენერჯის საშუალო შეწონილი ტარიფის მინიმუმი.
- ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის მაღალი საიმედოობის და შესაბამისად ელექტროენერჯის წარმოების შეფერხებების რისკის მინიმუმი.

არაწრფივი პროგრამირების მეთოდით წინა ეტაპზე დამუშავებული ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი

საპროგნოზო პარამეტრების, ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური საგეგმო მაჩვენებლების, პრევენციული რემონტების გრაფიკის მონაცემების, სასადგურე და სისტემაში არსებული სხვა შეზღუდვების გათვალისწინებით შემუშავებული იქნება ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის მრავალფაქტორიანი მათემატიკური მოდელი და მისი შესაბამისი ალგორითმი. შეთავაზებული მეთოდით მიღებული შედეგების აპრობაცია განხორციელებული იქნება ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე.

კვლევის მეთოდები. დასმული ამოცანების გადასაჭრელად გამოყენებულია პროცესების მოდელირების თანამედროვე ეკონომიკურ-მათემატიკური მეთოდები და გამოთვლითი ტექნიკის საშუალებები. ნაშრომის მიხედვით დაგეგმილი ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი (საათი, დღე-ღამე) პროგნოზირების ამოცანის გადასაჭრელად ნეირონული ქსელების გამოყენება იმით არის განპირობებული, რომ ეს მეთოდი საშუალებას იძლევა გათვალისწინებული იყოს ელექტროენერჯის მოხმარებაზე მოქმედი ყველა შესაძლო როგორც ტექნიკური, ისე ეკოლოგიური და ეკონომიკური ფაქტორები, რაც მთვარია შესაძლებელია მაღალი სიზუსტით განხორციელდეს ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირება. ვინაიდან სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიულ რეზერვზე მოთხოვნა ატარებს განუსაზღვრელობის ხასიათს. ეს პრობლემა გადაჭრილია არამკაფიო ლოგიკის მეთოდით. პრობლემებისადმი ასეთი მიდგომა საშუალებას იძლევა მრავალი შესაძლო ვარიანტიდან შეარჩიოს ოპტიმალური ვარიანტი, რომელიც მაღალი სიზუსტით დაადგენს სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდეებს და ამ რეზერვის გენერაციის ობიექტზე ოპტიმალურ განაწილებას. კვლევის მეთოდის შესაბამისად ენერგოსისტემის ობიექტებზე პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა შესრულდება წრფივი პროგრამირებით.

კვლევის მეთოდის მოთხოვნებს სრულყოფილად პასუხობს ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური

დაგეგმვის პრობლემების გადასაჭრელად გამოყენებული თანამედროვე მათემატიკური მეთოდების, ნეორონული ქსელების, არამკაფიო ლოგიკის და არაწრფივი პროგრამირების ერთიანი ჰიბრიდული მოდელი. ამ ურთულესი მათემატიკური მოდელის უმთავრეს უპირატესობას წარმოადგენს ის ფაქტი, რომ ამ მოდელის მეშვეობით შესაძლებელია სისტემის მუშაობის რეჟიმებში გათვალისწინებული იყოს ყველა შემთხვევითი ხასიათის ხდომილებები, ოპტიმალურობის კრიტერიუმის მაფორმირებელი ფაქტორები და შეზღუდვების მთელი კომპლექსი.

ნაშრომის პრაქტიკული მნიშვნელობა. სადისერტაციო ნაშრომში განხორციელებული კვლევის შედეგები წარმატებით შეიძლება იქნეს გამოყენებული წარმოების იმ მომიჯნავე სფეროებში, სადაც საქმე გვაქვს ბიზნეს-ინჟინერინგის პრონციპებით სისტემების მართვასთან. კვლევის შედეგების პრაქტიკაში დანერგვას დიდი ეფექტის მოტანა შეუძლია სოციალურ-პოლიტიკურ სფეროში და ტექნიკური პროგრესის დაჩქარებაში. აღნიშნული განპირობებულია იმით, რომ ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური მართვა უზრუნველყოფს ორგანიზაციის საქმიანობის ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლების გაუმჯობესებას. შესაბამისად, ელექტროენერგის ტარიფების დადგენის ობიექტურობას და მოითხოვს წარმოებაში ახალი პროგრესული ტექნოლოგიის დანერგვას.

აპრობაცია. სადისერტაციო ნაშრომის ძირითადი შედეგები გამნოქვეყნებულია საერთაშორისო რეცენზირებად და რეფერირებად სამეცნიერო ჟურნალებში: “ენერჯია”, “EnergyOnline”, “ბიზნეს-ინჟინერინგი” და “საქართველოს ეკონომიკა” შემდეგი სამეცნიერო შრომების სახით:

1. ჯაფარიძე დ. მაღრაძე თ. “ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა”. ჟურნალი “ბიზნეს-ინჟინერინგი”. №2 თბილისი. გვ:107-115. 2013 წელი.

2. ართილაყვა ა. მაღრაძე თ. “პროგნოზირების მოდელის გამოყენებით ენერგოკომპანიის წმინდა მოგების გაანგარიშების თავისებურებები”. ჟურნალი “ენერჯია”. №1(65). თბილისი. გვ: 53-57. 2013 წელი.

3. ჯაფარიძე დ. მაღრაძე თ. “ბიზნეს-ინჟინერინგის პრინციპებით ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპტიმალური მართვის უზრუნველსაყოფად ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირება”. ჟურნალი “ბიზნეს-ინჟინერინგი”. №4. თბილისი. გვ: 188-194. 2012 წელი.

4. Japaridze D. Magradze T. “Optimal planning of operative reserve of active power in power system under conditions of uncertainty”. Online scientific-technical journal “EnergyOnline”. №6. Tbilisi. Pages: 1-16. 2012 year.

5. Japaridze D. Magradze T. “Middle-term prediction of electricity demand in Georgia by using of multifactor model”. International scientific-analytical journal “Economy of Georgia”. №3(136). Pages: 32-38. 2009 year.

6. ჯაფარიძე დ. მაღრაძე თ. “საქართველოში ელექტროენერჯის წარმოების საშუალო-ვადიანი პროგნოზირება”. საერთაშორისო სამეცნიერო-ანალიტიკური ჟურნალი “საქართველოს ეკონომიკა”. №7-8(128-129). გვ: 96-101. 2008 წელი.

ნაშრომის თემატიკის ირგვლივ საქართველოს ტექნიკურ უნივერსიტეტში მოეწყო ორი თემატური სემინარი და კოლოქვიუმი შემდეგი სახელწოდებებით:

I სემინარი: “ელექტროენერგეტიკული სისტემის ელექტროსადგურების მუშაობის რეჟიმების მართვის მსოფლიო გამოცდილება და თანამედროვე მეთოდების საქართველოში დანერგვის პერსპექტივები”

II სემინარი: “საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოების მდგომარეობის შეფასება და მისი ამღლების გზები”

კოლოქვიუმი: “ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის და რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა”.

სადისერტაციო ნაშრომის ძირითადი საკითხები მოხსენების სახით გაშუქდა სამეცნიერო კონფერენციაზე სახელწოდებით:

1. “ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში განუსაზღვრელობის პირობებში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვა”. აშშ-ს საერთაშორისო განვითარების სააგენტოს

“ჰიდროენერგეტიკაში ინვესტიციების ხელშეწყობის პროექტისა” და საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის ერთობლივი კონფერენცია: “ახალგაზრდა ინჟინრების როლი საქართველოს ენერგეტიკის სექტორში”. სტუ. 17 აპრილი, 2013 წელი.

ნაშრომის მოცულობა და სტრუქტურა. სადისერტაციო ნაშრომი მოიცავს 169 გვერდს. იგი შედგება, შესავლის, ლიტერატურის მიმოხილვის, შედეგების განსჯისა და დასკვნითი ნაწილისაგან. შედეგების განსჯა თავის მხრივ შედგება 4 თავისა და 8 პარაგრაფისგან. თითოეულ თავს თან ერთვის თავისი დასკვნა. ნაშრომში ჩართულია 46 ცხრილი, 22 ნახაზი, 33 დანართი, ნაშრომს თან ერთვის გამოყენებული ლიტერატურის ნუსხა.

ლიტერატურის მიმოხილვა

ელექტროენერგეტიკული სისტემის გართულების და სიმძლავრის მუდმივი ზრდის პირობებში დიდი მნიშვნელობა ენიჭება სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური მართვის საკითხის გადაწყვეტას. ოპტიმიზაციის ღონისძიებების გატარება არ მოითხოვს დიდ კაპიტალურ ხარჯებს, მაგრამ მათი გამოყენებით წარმოიქმნება ის რეზერვი, რომელიც საშუალებას იძლევა მნიშვნელოვნად ამაღლდეს ელ. ენერჯის წარმოების, გადაცემისა და განაწილების ეკონომიკური, ტექნიკური და სხვ. ეფექტიანობა.

ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების მათემატიკური მოდელირების/დაგეგმვის პრობლემების და მათი გადაჭრის გზები ჩამოყალიბებულია მსოფლიოში ცნობილი მეცნიერების ფუნდამენტური შრომების ღრმა მეცნიერული ანალიზის საფუძველზე [1,2,3,4,5].

ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში მუშაობის რეჟიმების დაგეგმვის კუთხით არსებული მეთოდები იყოფა სამ კატეგორიად: დეტერმინირებული, არატრადიციული და ჰიბრიდული მეთოდები [6].

ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების მათემატიკური მოდელირების ყველაზე მეტად გავრცელებული მეთოდებია: არაწრფივი პროგრამირების [7], დინამიკური პროგრამირების [8] და ლაგრანჟის მეთოდი [9]. აღნიშნულ მეთოდებში დისპეტჩერიზაციის დღემდამური პერიოდი იყოფა თანაბარ პერიოდებად, სადაც ერთი პერიოდის დატვირთვა ჩათვლილია მუდმივ სიდიდედ [10].

ბენერტი და კვატნი იყვნენ პირველნი, რომელთაც შემოგვთავაზეს პარალელურად მიმუშავე თბოელექტროსადგურების გენერატორებს შორის აქტიური დატვირთვის ოპტიმალური განაწილების შეზღუდვები. მათ გააერთიანეს ანალიტიკური და აქტიური სიმძლავრის ეკონომიკური განაწილების პრინციპები ერთ დინამიკური ოპტიმალური კონტროლის

პრობლემად. შემუშავებულ იქნა შესაბამისი კონტროლერი, რომელიც ამოხსნილ იქნა პონტრიაგინის მაქსიმუმის პრინციპის მიხედვით [11].

არაწრფივი პროგრამირების ალგორითმი შემოტანილ იქნა [7] მიერ, აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების პრობლემა გადაწყვეტილია სისტემის ოპერატიული რეზერვის შეზღუდვის გათვალისწინებით. თუმცა მასში არ არის გათვალისწინებული ელექტროგადაცემის დანაკარგები, რის გამოც აღნიშნულმა მეთოდმა დაკარგა პრაქტიკულობა.

[8] ნაშრომში თანმიმდევრული აპროქსიმაციის საფუძველზე შემუშავებულია პროცედურა, რომელშიც აქტიური სიმძლავრის განაწილების პრობლემა დაყოფილია რამდენიმე ეტაპად. ყოველ ეტაპზე პრობლემის გადაწყვეტა განხორციელებულია ორი გენერატორის მონაწილეობით. შემოთავაზებულ იქნა სამი დამაწვევილებელი სქემა, მაგრამ კონკრეტული საუკეთესო სქემა არ იქნა შემოთავაზებული. პირველად შემოთავაზებულ იქნა წრიული-დაწვევილების სქემა, სადაც გენერატორებს ჰქონდათ მინიჭებული ინდექსები სათბობის ხარჯის ფარდობითი ნაზრდის მიხედვით “ყველაზე იაფი”-დან “ყველაზე ძვირი”-მდე. შემდგომი თანმიმდევრობა გულისხმობდა სპირალური დაწვევილების სქემას. “ყველაზე იაფი” გენერატორ დაწვევილდა “ყველაზე ძვირთან”, შემდგომ “ყველაზე ძვირი” გენერატორი დაწვევილდა შემდგომ “ყველაზე იაფთან”. შემდგომ “ყველაზე იაფი” დაწვევილდა “ყველაზე ძვირთან” და ა.შ. ზემოთ აღნიშნული ორი სქემის კომბინაცია წარმოადგენს მესამე დაწვევილების სქემას.

[8,11,12]-ში შემოთავაზებული მეთოდები უგულებელყოფენ ელექტროგადაცემის დანაკარგებს და ოპერატიული რეზერვის შეზღუდვებს. მეორეს მხრივ ვუძმა [9]-ში გაითვალისწინა აღნიშნული შეზღუდვები მაგრამ არ გაითვალისწინა თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი. აღნიშნული ამოხსნილ იქნა ლაგრანჟის მამრავლების მეშვეობით.

სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების დაგეგმვა წრფივი პროგრამირების მეთოდებით შემოტანილ იქნა [13]-ში უსაფრთხოების და ემისიის შეზღუდვების გათვალისწინებით. მაგრამ აღნიშნულ კვლევაში არ არის გათვალისწინებული ოპერატიული რეზერვის შეზღუდვები და თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი.

[14] კვლევის ავტორებმა შექმნეს რამდენიმე ეტაპიანი პრობლემის ამოხსნის ალგორითმი. ალგორითმი წარმოადგენს მათი წინა სამუშაოს [15] გაფართოებას. ალგორითმი შეიცავს გენერატორების დატვირთვის ცვლილების დიაპაზონის შეზღუდვას და რამდენიმე ეტაპიან პერიოდებს. თითოეული ეტაპი შედის მიზნის ფუნქციაში ლაგრანჟის მამრავლის სახით. ალგორითმი შეიცავს უსაფრთხოების შეზღუდვებს, თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტის გათვალისწინების გარეშე.

[16] ავტორებმა გაანალიზეს ელექტროენერგეტიკული სისტემის დინამიკური შეზღუდვების გავლენის ეფექტი აქტიური სიმძლავრეების ოპტიმალურ მოკლევადიან განაწილებაზე დერეგულირებულ გარემოში თანმიმდევრული დინამიკური პროგრამირების მეთოდის გამოყენებით. სისტემის უსაფრთხოება გათვალისწინებულ იქნა მუდმივი დენის მოდელის მეშვეობით, ელექტროგადაცემის დანაკარგების უგულვებელყოფით.

[17] ავტორმა გამოიყენა მიულერის ალგორითმი აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების პრობლემის გადასაჭრელად. შემოთავაზებული ალგორითმი გულისხმობს ლამბდა მნიშვნელობების შერჩევას. შემდგომ, გენერატორების მიერ ელექტროენერჯის წარმოება გამოსატულია ლამბდით ინტერპოლაციის მეთოდის გამოყენებით და ლამბდის რეალური მნიშვნელობები გამოთვლილია აქტიური სიმძლავრის ბალანსის შეზღუდვებით მიულერის მეთოდის გამოყენებით. აპრობაცია განხორციელდა ორ სატესტო სისტემაზე, და შედეგები შედარებულ იქნა სხვა კონკურენტულ მეთოდების შედეგებთან ამოხსნის დროის კუთხით. უთანასწორო შეზღუდვები შეიცავდა გენერატორების დატვირთვის

დიაპაზონის ცვლილების და წარმოების ზღვრების შეზღუდვებს. ელექტროგადაცემის დანაკარგები იქნა უგულებელყოფილი.

ბრენტის მეთოდი – ძეხვის მეთოდი [18] იქნა გამოყენებული [19]-ში პარალელურად მომუშავე გენერატორების სათბობის ხარჯის ფარდობითი ნაზრდის გასაგებად თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტის გათვალისწინების გარეშე. ლამბდის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობები გამოთვით იქნა გენერატორის მინიმალური და მაქსიმალური წარმოების საფუძველზე. წინასწარ განსაზღვრული დატვირთვის დროს ლამბდის ოპტიმალური მნიშვნელობა მირებულ იქნა ბრენტის მეთოდის გამოყენებით. გათვალისწინებულ იქნა ელექტროგადაცემის დანაკარგები, მაგრამ არ იქნა გათვალისწინებული ოპერატიული რეზერვის მნიშვნელობა. შემოტავაზებული მეთოდი უფრო სწრაფი იყო სხვა მეთოდებთან შედარებით და ოპერაციული ხარჯები უმნიშვნელოდ მცირე იყო სხვა მეთოდების შედეგებთან შედარებით.

აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების მიზნით Hemamalini *et al.* [20]-ში გამოიყენა მაკლარენის მწკრივებზე დაფუძნებული ლაგრანჟის მეთოდი. შემოტავაზებული მეთოდი ითვალისწინებს თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტს (სინუსოიდალური ფუნქცია). აპროქსიმაციის შეცდომის გასწორების მიზნით გათვალისწინებულ იქნა დამატებითი ფაქტორები. პრობაცია განხორციელდა 3 სისტემაზე თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტის, ოპერატიული რეზერვის და ელექტროგადაცემის დანაკარგების გათვალისწინებით. მეთოდის მთავარი უპირატესობაა სისწრაფე და სხვა მეთოდებთან შედარებით სათბობის ხარჯის შედარებით მცირე მნიშვნელობა.

ევრისტიკული მეთოდები დეტერმინირებულ მეთოდებთან შედარებით წარმოადგენენ შედარებით ახალ მეთოდებს. არსებობს სხვადასხვა სახის მეთოდები: გენეტიკური ალგორითმები და სხვ და ალგორითმები [21].

[22] ავტორების მიერ შემოთავაზებულ იქნა პარალელური მიკრო გენეტიკური ალგორითმის მოდელი გენერატორების დატვირთვის მიხედვით დაჯგუფების საფუძველზე. კვლევაში გათვალისწინებულია ელექტროგადაცემის დანაკარგები. თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი და ოპერატიული რეზერვი არ არის გათვალისწინებული.

[23]-ში PSO ალგორითმი შემოთავაზებულია პრობლემის ამოსახსნელად. აღნიშნულ კვლევაში გათვალისწინებულია ოპერატიული რეზერვი, ელექტროგადაცემის დანაკარგები და უსაფრთხოების შეზღუდვები. მეთოდის მთავარი უპირატესობას წარმოადგენს სისწრაფე.

[24]-ში დამუშავებულია აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების მრავალმიზნობრივი ოპტიმიზაციის პრობლემის ამონახაზისნი. მასში გათვალისწინებულია შემდეგი მიზნის ფუნქციები: სათბობის ხარჯი და ემისიის მაჩვენებელი. შეზღუდვებში გათვალისწინებულია თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი და ელექტროგადაცემის დანაკარგები. აღნიშნული ორი ფუნქცია გაერთიანებულ იქნა ერთ ფუნქციად მიზნის-მიღწევის მეთოდის გამოყენებით [25]. საბოლოოდ PSO ალგორითმი იქნა გამოყენებული ერთიანი მიზნის ფუნქციის ამოსხნისთვის.

[26]-ში კვლევაში ავტორმა შეიმუშავა არა-დომინანტი სორტირების გენეტიკური ალგორითმი-II (NSGA-II), რომ ერთდროულად მინიმიზირებულიყო მთლიანი სათბობის ხარჯი და ემისია. შეზღუდვებში გათვალისწინებული იყო თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი და ელექტროგადაცემის დანაკარგები. ავტორმა შემოგვთავაზა პარეტო-ოპტიმალური ამონახაზისნები. უპირატესობა მდგომარეობს ამონახაზისნის ნაკლებ დროში.

[27] კვლევაში გამოყენებულ იქნა PSO ალგორითმი ფასზე დაფუძნებული სოციალური სარგებლიანობის მაქსიმიზაციისთვის კონკურენტული ბაზრის პირობებში. გათვალისწინებული იყო ორმხრივი მოთხოვნა მიწოდება. დამატებით გათვალისწინებული იყო ემისიის,

უსაფრთხოების და ელექტროგადაცემის დანაკარგების შეზღუდვები. განხილულია ვაჭრობის ორი პერიოდი და ამოხსნილია პრობლემა თავიდან შეზღუდვების გარეშე, ხოლო შემდეგ შეზღუდვებით. კვლევაში აჩვენა, რომ შეზღუდვების რაოდენობის ზრდასთან ერთად თანდათან მცირდებოდა სოციალური სარგებლიანობა.

ელიტარული გენეტიკური ალგორითმი იყო აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების პრობლემის გადაწყვეტისთვის [28]-ში. კვლევაში გენერატორის ღირებულების ფუნქციას ჰქონდა წრფივი ხასიათი და გათვალისწინებული იყო ელექტროგადაცემის დანაკარგები. დისკრეტურიზაციის პერიოდი დაიყო 48 ინტერვალად. თითოეული პერიოდი ამოიხსნა წარმატებით.

შეზღუდული EP მეთოდი იქნა გამოყენებული [29] კვლევაში. შეზღუდვებში გათვალისწინებულია თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი. არ არის გათვალისწინებული ელექტროგადაცემის დანაკარგები. მეთოდში სიმულაციის დროს შეზღუდვებისგან გადახრები კორექტირდება იტერაციული პროცესით. იმისათვის, რომ დაგენენირდეს ახალი პოპულაცია შემოთავაზებულია შემდეგი პროცედურა. შემთხვევით შერჩეულ დროს თვითნებურად შეირჩა ორი გენერატორი და გამომუშავებული სიმძლავრის წილი გადანაწილდა გენერატორებს შორის ისე, რომ არ დარღვეულიყო დაწესებული შეზღუდვები. აღნიშნული მიდგომა მოითხოვს დიდ დროს განსაკუთრებით დიდი სისტემებისათვის.

[30] კვლევაში ავტორებმა აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილება განახაზიორციელეს SA მეთოდის გამოყენებით. შეზღუდვებში გათვალისწინებულია თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი და ელექტროგადაცემის დანაკარგები. მეთოდი აპრობირებულ იქნა ერთ სატესტო სისტემაზე. ამოხსნას დასჭირდა 6 წუთი. ავტორებმა დაასკვნეს, რომ ალგორითმის გამოყენება პარალელურად მომუშავე პლატფორმებზე შეამცირებს ამოხსნის დროს.

აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების პრობლემის ამოხსნისთვის [31] კვლევაში შემოთავაზებულ იქნა QEA გაზრდილი რეალური-პარამეტრული კვანტური ევოლუციური ალგორითმი. მასში გათვალისწინებულია თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი. არ არის გათვალისწინებული ელექტროგადაცემის დანაკარგები. გარდა ამისა, შემუშავებულ იქნა ორი ევრისტიკული ალგორითმი ამონახაზისნის მისაღები ზონის აღდგენისა და ამონახაზისნის ხარისხის გაუმჯობესების მიზნით. ალგორითმებია: მისაღები ზონის აღდგენის ალგორითმი (FRAH) და სათბობის ხარჯის ფარდობითი ნაზრდის ოპტიმიზაციის ევრისტიკული ალგორითმი (ICH). მეთოდი აპრობირებულ იქნა ორ სისტემაზე. ირებული შედეგები უფრო გაუმჯობესდა ალტერნატიული მეთოდით მიღებულ შედეგებთან შედარებით.

[32] კვლევაში შემოთავაზებულია აქტიური სიმძლავრის განაწილების პრობლემის ამოხსნის მრავალრიცხოვანი ძეხნის ალგორითმი (MTS). ოპტიმიზაციის პრობლემა ითვალისწინებს ელექტროგადაცემის დანაკარგებს და თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი გათვალისწინებულია მუშაობის აკრძალული ზონების საფუძველზე. ტრადიციული მეთოდის გაუმჯობესების მიზნით ავტორებმა შეიმუშავეს დამატებითი პროცედურები: ინიციალიზაცია (დასარწმუნებლად, რომ პოპულაცია აკმაყოფილებს შეზღუდვების მოთხოვნებს), ადაპტური ძეხნა (ბიჯის ადაპტური ცვლა, მეზობელი ამონახაზისნების გენერირებისთვის), მრავალრიცხოვანი ძეხნა (პარელელური პროცესორების მიერ), გადაკვეთა (გენეტიკული ალგორითმის პარალელური ამონახაზისნების გაუმჯობესების მიზნით), რეინიციალიზაციის პროცესი (ნაადრევი კონვერგენციის თავიდან აცილების მიზნით, როდესაც ძეხნა ჩერდება ლოკალურ ამონახაზისნზე). მეთოდის ეფექტურობა დადგინდა სტატისტიკური მონაცემების საფუძველზე. სტანდარტული გადახრა და ამოხსნის დრო იყო მნიშვნელოვნად მცირე სხვა მეთოდებთან შედარებით.

[33] კვლევაში ავტორებმა შემოიტანეს უპირატესობაზე დაფუძნებული არა-დომინანტი სორტირების გენეტიკური ალგორითმი (PNSGA). არ იქნა გათვალისწინებული ელექტროგადაცემის დანაკარგები და თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი.

[34] კვლევაში შემუშავებულ იქნა ცვლადის სკალირების ჰიბრიდული დიფერენციალური ევოლუციური ალგორითმი (VSHDE). აღნიშნული მეთოდში გათვალისწინებულია ელექტროგადაცემის დანაკარგები, თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტი და ოპერატიული რეზერვი. ოპერატიული რეზერვის ყოველსაათობრივ მოცულობად მიღებულ იქნა დატვირთვის 5%. პრობირებულ იქნა 2 სატესტო სისტემაზე. ამოხსნის დრო შეადგენდა 7 და 23 საათს 10 და 20 გენერატორიანი სისტემებისთვის.

[35]-ში შემუშავებულ იქნა მოდელის ძებნის ალგორითმი (PS). სათბობის ხარჯის მახასიათებელი შეიცავს თბოელექტროსადგურების ტურბინების სარქველის დატვირთვის ეფექტს. გათვალისწინებულია დატვირთვის დიაპაზონის ცვლილების და ელექტროგადაცემის დანაკარგების შეზღუდვები, მაგრამ არ იქნა გათვალისწინებული ოპერატიული რეზერვის შეზღუდვა.

[36] და [37]-ში შემუშავებულ იქნა ხელოვნური იმუნური სისტემა (AIS). ალგორითმი ითვალისწინებს 4 იტერაციულ ალგორითმს: შემთხვევითი პოპულაციის გენერაცია ე.წ. იმუნური უჯრედები ან ანტისხეულები, პოპულაციის თითოეული წევრის კლონირება მსგავსების პროცენტული მნიშვნელობის მიხედვით, მუტაციის მექანიზმი ცნობილი, როგორც მატურაციის პროცესი, გაუმჯობესების არმქონე ან ლოკალურ ამონახაზისნში გაჭედილი ანტისხეულების განადგურება ე.წ. დაბერების ოპერატორი. მეთოდების აპრობაცია განხორციელდა ორ სატესტო სისტემაზე. მიღებული შედეგები ამონახაზისნის ხარისხის და დროის მიხედვით იყო უკეთესი სხვა მეთოდებთან შედარებით.

თანამედროვე პირობებში საბაზრო ეკონომიკის განვითარებასთან ერთად იზრდება სათბობ-ენერგეტიკული კომპლექსის დარგების განვითარების სტრატეგიის დამუშავების აუცილებლობა [38].

პრობლემის გადაწყვეტის აქტუალობიდან გამომდინარე ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირებისადმი მრავალი ცნობილი მეცნიერის ნაშრომია მიძღვნილი [39,40,41,42,43,44,45,46,47,48,49].

ამ კვლევებში ძირითადი აქცენტები გადატანილია პროგნოზირების სტატისტიკურ მეთოდებზე (ავტორეგრესიის მეთოდი, სეზონური მრუდების მეთოდი, ფაქტორული ანალიზი, წრფივი ალგორითმი დაფუძნებული მომავლის განჭვრეტაზე უახლოესი წარსულის მონაცემების მიხედვით). ეს მეთოდები საშუალებას იძლევიან დღეების სხვადასხვა ტიპებისათვის აიგოს ავტორეგრესიული მოდელები. სხვა ფაქტორები, ისეთები როგორებიცაა ჰაერის ტემპერატურა, განათებულობის ხარისხი, დღის ხანგრძლივობა, კვირის დღე, ზამთრის დროის საზაფხულო დროზე გადასვლა და პირიქით, ექსტრა-ორდინალური მოვლენების, ამინდის პირობების პროგნოზები და სხვა ფაქტორები გამოყენებულია გასაშუალებელი სიდიდეებით, მათი გავლენა გათვალისწინებულია ელექტროენერჯის მოხმარების წარსული მნიშვნელობების მიხედვით. ეს მეთოდი საშუალებას იძლევა მივიღოთ პროგნოზის კარგი შედეგები სტაბილურ სიტუაციებში [39,42,44,45,46], თუმცა მათი პარამეტრების მოულოდნელი მკვეთრი ცვლილებების დროს ასეთი მიდგომა არ იძლევა საშუალებას გავაკეთოთ სიტუაციის სწორი პროგნოზი, იმის გამო, რომ საქართველოში ადგილი აქვს სიტუაციების მკვეთრ ცვალებადობას ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირების მითითებული მეთოდი ვერ განხორციელდება სათანადო სიზუსტით. ჩვენს ქვეყანაში ელექტროენერჯის მოთხოვნის მოკლევადიანი პროგნოზის სირთულეს მნიშვნელოვანწილად განაპირობებს მომხმარებლების დიდი რიცხვის არსებობა და ელექტროენერჯის მოხმარებაზე მოქმედი მრავალი ფაქტორის გათვალისწინების აუცილებლობა.

ამასთან მეცნიერთა უმრავლესობა [40,41,43,47,48,49] ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირებისათვის ოპტიმალურად თვლის არაკლასიკური მეთოდების გამოყენებას (ხელოვნური ნეირონული ქსელები, არამკაფიო ლოგიკა, გენეტიკური ალგორითმები და სხვა), ვინაიდან ელექტროენერჯის მოთხოვნა მოკლევადიან პერიოდში როგორც წრფივად ისე არაწრფივად დამოკიდებულია მრავალ ფაქტორზე მისი კლასიკური მეთოდებით პროგნოზირება გაძნელებულია. შეუძლებელია კლასიკური მეთოდების პროგნოზირების დროს რთული კავშირების გათვალისწინება.

სწორედ ამიტომ ბოლო პერიოდში სპეციალისტების მხრიდან [40,41,43,47,48,49], რომლებიც დაკავებულები არიან ელექტროენერჯის მოხმარების დროითი მწკრივების პროგნოზით სულ უფრო დიდი ყურადღება ექცევა ხელოვნურ ნეირონულ ქსელებს. ძირითადი მიზეზდევლობა ხელოვნური ნეირონული ქსელის გამოყენების ელექტროენერჯის მოხმარების პროგნოზირებაში მდგომარეობს იმაში, რომ ამ შემთხვევაში შესაძლებელია გამოყენებული იქნეს შემავალი პარამეტრების დიდი რაოდენობა – ისტორიული მონაცემები ელექტროენერჯის მოხმარებაზე და შესაბამისი ისტორიული მონაცემები მათზე მოქმედ ყველა ფაქტორზე, რაც მთავარია შემავალი პარამეტრების გავლენის ფუნქცია გამოსავალ შედეგზე შეიძლება იყოს ნებისმიერი სირთულის (არასწრფივი, არასტაციონარული) და უცნობი ფორმის. გარდა ამისა, მოდელის შემავალი პარამეტრების ნაწილი შეიძლება იყოს რიცხვითი ნაწილი, კატეგორიული [40,41,43,47,48,49,50].

პრობლემის აქტუალობიდან გამომდინარე უკანასკნელ ათწლეულში მსოფლიოში სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვის სხვადასხვა ასპექტებთან დაკავშირებული კვლევები საკმაო ინტენსივობით წარმოებს [4,5,6,7,8,9,10,11]. ამ შრომებში დასაბუთებულია იმის აუცილებლობა, რომ მოცემული მომენტისათვის ჩასატარებელია გეგმაზომიერი სამუშაოები თეორიულ-ალბათობრივი ანალიზისა და ელექტროენერჯეტიკულ სისტემებში საექსპლუატაციო შეშფოთებების

შემთხვევითი პროცესების მახასიათებლების სტატისტიკურ შეფასებასა და მათ ურთიერთკავშირზე სისწორის და აქტიური სიმძლავრის ავტომატური რეგულირების თანამედროვე პრინციპების ნორმატიულ საფუძვლებზე, ავარიული ურთიერთდახმარების განხორციელების პრინციპებზე და ოპერატიული რეზერვების სხვა პრობლემებზე. მათ შორის სხვა ელექტროენერგეტიკულ სისტემებთან ინტეგრაციის პერსპექტივასთან დაკავშირებულ საკითხებზე.

აქვე ხაზი უნდა გაესვას იმ ფაქტს, რომ ელექტროენერგეტიკული სისტემების აქტიური სიმძლავრეების რეზერვის მობილობის და სიდიდის განსაზღვრის არსებული მეთოდთა მთელი სისრულით ვერ პასუხობს პრაქტიკის მოთხოვნებს, რადგანაც სუსტად არის ორიენტირებული დროის ინტერვალში ავტომატურ და ოპერატიულ მართვაში გამოსაყენებლად. ელექტროენერგეტიკული სისტემების ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვის პრაქტიკაში ფართოდ არის გამოყენებული დეტერმინირებული და ალბათური მეთოდები [53,54,55,56,58].

მსოფლიოს განვითარებული ქვეყნების ელექტროენერგეტიკულ სისტემებს გააჩნიათ ოპერატიული რეზერვის დადგენის განსხვავებული კრიტერიუმები [59,60], რომელთა ჩამონათვალი მოცემულია ცხრილ №1-ში

ცხრილი №1 სხვადასხვა ქვეყნების ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპერატიული რეზერვის მოთხოვნები

ელექტროენერგეტიკული სისტემა	კრიტერიუმი (R_d^t)
საქართველო	მოსხმარების მინიმუმ 10% ($10\%P_i^t$)
ავსტრალია და ახალი ზელანდია	$\max(P_i^t)$
BC Hydro (კანადა)	$\max(P_i^{max})$
Manitoba Hydro (კანადა 2)	$80\% \max(P_i^{max}) + 20\%(\sum_{i=1}^n P_i^{max})$
Yucon Electrical (კანადა 3)	$\max(P_i^{max})+10\%(P_d^{max})$
ბელგია	UCTE წესები. (ევროპული ქვეყნების ენერგოგაერთიანება). მინიმუმ 460 მგვტ

კალიფორნია	$50\% * \max \left(\begin{array}{l} 5\%P_{hydro} + \\ +7\%P_{other\ generation}, P_{largest\ contingency} \end{array} \right) + P_{non-firm\ import}$
საფრანგეთი	UCTE წესები. (ევროპული ქვეყნების ენერგოგაერთიანება). მინიმუმ 500 მგვტ
PJM (southern) (აშშ) სამხრეთი	$\max(P_i^{max})$
PJM (western) (აშშ) დასავლეთი	$1.5\%(P_d^{max})$
PJM (Other) (აშშ) სხვა დანარჩენი	პიკური დატვირთვის 1.1 % + ტიპურ დღეებსა და საათებში ალბათური ანგარიშები
ესპანეთი	მინიმუმ $3(P_d^{max})^{1/2}$ მაქსიმუმ $6(P_d^{max})^{1/2}$
ჰოლანდია	UCTE წესები. (ევროპული ქვეყნების ენერგოგაერთიანება). მინიმუმ 300 მგვტ
UCTE (ევროპული ქვეყნების ენერგოგაერთიანება)	არ არსებობს დადგენილი სტანდარტი. რეკომენდირებული მაქსიმუმია: $(10P_{d,zone}^{max} + 150^2)^{1/2} - 150$

სადაც, P_i^t – t პერიოდის i ელ. სადგურის გამომუშავებაა; P_i^{max} - t პერიოდის ყველაზე დიდი გამომუშავებაა (ელ. სადგური); P_d - დატვირთვაა.

როგორც ცხრილ №1-ში მოყვანილი მონაცემებიდან ჩანს ელექტროენერგეტიკული სისტემების აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის დაგეგმვის კრიტერიუმები ძირითადად ატარებენ დეტერმინირებულ ხასიათს და მათში არ არის გათვალისწინებული ელ. სისტემაში მიმდინარე შემთხვევითი პროცესები. არ არის ნაჩვენები ოპერატიული რეზერვის ოპტიმიზაციის პრობლემის გადაწყვეტის გზები. ელექტროენერგეტიკულ სისტემებში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვა მოითხოვს პრობლემისადმი კომპლექსურ მიდგომას. ყველა იმ ფაქტორის გათვალისწინებას, რომლებიც მოქმედებენ ელ. სისტემის მუშაობის საიმედოობაზე. ელ. სისტემების ფუნქციონირების მოთხოვნილი საიმედოობის უზრუნველსაყოფად აუცილებელია სისტემაში

არსებობდეს აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ისეთი მოცულობა, რომელიც ნებისმიერი ელ. გადაცემის ხაზის და ელ. სადგურის ავარიული გამორთვის შემთხვევაში მაქსიმალურად დააკმაყოფილდება მომხმარებლის ელ. ენერჯის მოთხოვნა და მინიმუმამდე დაიყვანება როგორც მწარმოებლის, აგრეთვე მომხმარებლის მოსალოდნელი ზარალი. ამ ამოცანის გადაწყვეტის ყველაზე ეფექტურ გზად მიგვაჩნია ელ. სისტემის ფუნქციონირების მიმდინარე პროცესების შეფასებაში ალბათური მეთოდის გამოყენება. ეს მეთოდი საშუალებას გვაძლევს რისკის ინდექსის საშუალებით ანალიზი ჩავუტაროთ სხვადასხვა ოპერატიული პროცესების სცენარებს [53,54,55,58].

ჩატარებული კვლევების [51,52,53,54,55,58] ანალიზი ცხადყოფს, რომ ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ოპერატიული რეზერვის ალბათური გზით დადგენის დროს გამოყენებულია მხოლოდ მაგენერირებელი სიმძლავრეების ავარიული გამორთვის სტატისტიკა და ელექტრული სისტემისთვის მისაღები რისკის დონე გარკვეული დროის მონაკვეთში (დღე-ღამე) მიღებულია მუდმივ სიდიდედ. აღნიშნულმა გარემოებამ შესაძლოა გამოიწვიოს ოპერატიული რეზერვის საკმარისზე მეტი ან ნაკლები სიდიდით განსაზღვრა, რაც საბოლოო ჯამში აისახება ელექტროენერგეტიკული სისტემის საიმედოობის და უსაფრთხოების დონის დაწვევის ან ეკონომიკურად გაუმართლებელი სიმძლავრის რეზერვის სიდიდის დადგენაში.

მსოფლიოს სხვადასხვა ენერგოკომპანიების მუშაობის და აღნიშნული მიმართულებით ჩატარებული კვლევების [61,62,63,64,65,66,67] ანალიზით ირკვევა, რომ ელექტროენერგეტიკულ სისტემებში რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის უზრუნველსაყოფად მრავალი პრობლემაა გადასაჭრელი. როგორც წესი, ენერგეტიკულ სისტემებში არ არის შემუშავებული რემონტების დაგეგმვის სტრატეგია. სისტემური ხასიათი არ აქვს მიცემული ავარიული გამორთვის ანალიზს, რემონტების დაგეგმვა ხორციელდება ძირითადად ტექნიკური მიზნების მიხედვით, სათანადო ეკონომიკური ფაქტორების გათვალისწინების გარეშე. რემონტების

პრევენციული დაგეგმვა წარმოებს ოპტიმიზაციის ტრადიციული პრინციპებით, რემონტის ოპტიმალურობაზე მოქმედი ფაქტორების შეფასების გარეშე. რაც მთავარია პრობლემის გადაწყვეტას არ აქვს მიცემული კომპლექსური ხასიათი. აღნიშნულიდან გამომდინარე ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა უნდა განხორციელდეს ღრმა მეცნიერული კვლევის შედეგების მისეღვით, რისთვისაც პირველ რიგში ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში შემავალი ელექტრული სადგურების, ელექტროგადაცემის ხაზების ელექტრომოწეობილობების და დანადგარების ტექნიკური მდგომარეობა უნდა შეფასდეს კომპლექსურად. უნდა ეფუძნებოდეს მთლიანად სისტემის საიმედოობის მახასიათებლებს და ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციული რემონტების ჩატარების ოპტიმალური ხანგრძლივობის განსაზღვრის მეთოდოლოგიას. რაც მთავარია ელექტროენერგეტიკული სისტემის საიმედო მუშაობის უზრუნველყოფაში გამოიკვეთოს რემონტების პრევენციული დაგეგმვის როლი და რემონტების ოპტიმიზაციის ამოცანა უნდა გადაიჭრას მასზე მოქმედი ყველა შესაძლო ფაქტორის გათვალისწინებით.

როგორც ზემოთ მოყვანილი ანალიზი გვიჩვენებს, მიუხედავად თეორიული ხასიათის შრომებისა, ამჟამად მოქმედი ალგორითმები და პროგრამები სრულად ვერ აკმაყოფილებენ ელექტროენერჯის მოკლევადიანი მოხმარების პროგნოზირების, აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის, პრევენციული რემონტების დაგეგმვის და მთლიანობაში ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური მართვისადმი წაყენებულ მოთხოვნებს. ისინი არ ატარებენ კომპლექსურ ხასიათს, მათში არ არის გათვალისწინებული ყველა ის ტექნიკურ-ეკონომიკური კრიტერიუმი და შეზღუდვა, რაც წაყენება საბაზრო ეკონომიკის პირობებში ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალურ მართვას.

აღნიშნულიდან გამომდინარე განსაკუთრებულ აქტუალობას იძენს ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ელექტროენერჯის

მოკლევადიანი მოხმარების პროგნოზირების, აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის დაგეგმვის, პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის და ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის პრობლემების ისეთი სახით გადაწყვეტა, რომ მასში მაქსიმალურად გათვალისწინებული იყოს ყველა ის შესაძლო ფაქტორი და შეზღუდვა, რომელიც მაქსიმალურად უზრუნველყოფს სისტემის მუშაობის ეფექტიანობას.

1. შედეგები და მათი განსჯა

თავი I. ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირება

1.1 ამოცანის დასმა და პრობლემის გადაწყვეტის მეთოდოლოგია

ცნობილია, რომ ბიზნეს-ინჟინერინგის ქვაკუთხედს მართვისადმი პროცესული მიდგომა წარმოადგენს [68]. ამ თვალსაზრისით ნებისმიერი ორგანიზაცია შეიძლება განვიხილოთ როგორც პროცესების ნაკრები. პროცესის ოპტიმალურად მართვას მიყვავართ დასახული მიზნის მიღწევისკენ და პროცესის მიზანი წარმოჩინდება როგორც ეფექტიანობის კრიტერიუმი.

ენერგოსისტემის ფუნქციონირებისადმი პროცესული მიდგომა მოითხოვს მართვის ტრადიციულ მეთოდებზე უარის თქმას, მის სერიოზულ გააზრებას. აქ წინა პლანზე დგება მისი რეჟიმების ოპერატიული მართვის, მოკლევადიან პერიოდში მუშაობის სრულყოფილად დაგეგმვის, ელექტროსადგურებსა და ელექტრულ ქსელებს შორის დატვირთვების ოპტიმალური განაწილების და ელექტროენერჯის მოთხოვნის დაკვეთილი სიდიდიდან მინიმალური გადახრის უზრუნველყოფა. საგულისხმოა, რომ დაკვეთილი სიდიდიდან ელექტროენერჯის ფაქტიური მოხმარების განსაზღვრულ პროცენტზე მეტად გადახრა განაპირობებს მახალანსირებელი ბაზრიდან ელექტროენერჯის შესყიდვას გაზრდილი ფასებით. ნაკლები მხრისკენ გადახრა ისჯება დამატებითი გადასახადით მიუწოდებელი ელექტროენერჯისათვის.

აღნიშნულიდან გამომდინარე ბიზნეს-ინჟინერინგის პრინციპების საფუძველზე, ოპტიმალური პროცესული მართვის განხორციელებისათვის აუცილებელია მოკლევადიან პერიოდში (საათი, დღე-ღამე) ელექტროენერჯის მოხმარების მაღალი სიზუსტით პროგნოზირება.

ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზის მაღალი სიზუსტე საშუალებას იძლევა შევამციროთ ელექტრობაზრის სუბიექტების ფინანსური დანაკარგები. ამ ამოცანის გადაწყვეტა განსაკუთრებით საპასუხისმგებლოა საქართველოსთვის, რადგანაც ქვეყნის ენერგოსისტემაში და ელექტროენერგეტიკული ბაზრის სუბიექტების მნიშვნელოვან ნაწილს არ გააჩნიათ საკუთარი სიმძლავრეები და არ შეუძლიათ გავლენა იქონიონ მოხმარებლების დატვირთვებზე.

ლიტერატურის მიმოხილვის ანალიზის საფუძველზე ელექტროენერჯის მოკლევადიანი მოხმარების პროგნოზირებისთვის შერჩეულ იქნა ხელოვნური ნეირონული ქსელების მეთოდი [40,41,43,47,48,49,50].

ხელოვნური ნეირონული ქსელები წარმოადგენენ ანალიტიკურ სისტემებს, სადაც დასმული ამოცანები არასაკმარისად მკაფიოდ არის ფორმულირებული. ფორმულირების არასაკმარისი სიზუსტე შეიძლება ხელოვნური ნეირონული ქსელის უნარით თვითსწავლების უნარზე მონაცემებში იპოვოს დაფარული და გაუგებარი კავშირები. ხელოვნური ნეირონული ქსელის მნიშვნელოვან თვისებას წარმოადგენს უნარი გარე გარემოს ცვლილებებზე დამიკიდებულებით შეიცვალოს თავისი ქცევა და ცოდნა.

ელექტროენერჯის მოხმარების პროგნოზირებისათვის ნეირონული ქსელის ასაგებად აუცილებელია მათზე მოქმედი ფაქტორების გათვალისწინება. ფაქტორების დასადგენად ჩატარებულ იქნა კორელაციური ანალიზი. კორელაციური მატრიცის შესადგენად [47,69] გამოთვლილია შერჩევითი საშუალოები:

$$\bar{\xi}_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_{ij} \quad (1) \quad \bar{\tau}_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_{ij} \quad (2) \quad \text{და შერჩევითი საშუალო}$$

$$\text{კვადრატული გადახრები: } s_{\xi_j}^2 = \sum_{i=1}^n \xi_{ij}^2 - \frac{n}{i=1} (\bar{\xi}_j)^2 \quad (3) \quad \text{და } s_{\tau_j}^2 = \sum_{i=1}^n \tau_{ij}^2 - \frac{n}{i=1} (\bar{\tau}_j)^2 \quad (4)$$

კორელაციის შერჩევითი კოეფიციენტი ტოლია:

$$\rho_j = \frac{\sum_{i=1}^n x_{ij} \cdot y_i - n \cdot \bar{x}_j \cdot \bar{y}}{n \cdot S_{x_j} \cdot S_{y_j}} \quad (5) \text{ სადაც, } j - \text{ფაქტორის ნომერი, } i - \text{წელი, } n -$$

წლების რაოდენობა.

საწყისი ინფორმაციის სახით ანალიზისა და ექსპერტული შეფასების საფუძველზე ელექტროენერჯის მოხმარებასთან კავშირის დასადგენად განხილულია 16 საწყისი ფაქტორი. მათ შორის, ჰაერის მინიმალური და მაქსიმალური ტემპერატურა, ქარის სიჩქარე, ნალექები, დღის ხანგრძლივობა, სადღესასწაულო და უქმე დღეებში ელექტროენერჯის მოხმარება, საპროგნოზო პერიოდში დამატებით მიერთებული მომხმარებლების რაოდენობა, ბუნებრივი გაზის მოხმარება.

კორელაციური ანალიზის ჩასატარებლად საჭირო საწყისი ინფორმაცია მოცემულია №2 ცხრილში:

ცხრილი №2 ელექტროენერჯის მოკლევადიან მოხმარებაზე მოქმედი ფაქტორები

№	ფაქტორი	აღნიშვნა	შენიშვნა
1	1 დღის წინ არსებული მოხმარება	X ₁	მლნ. კვტ. სთ
2	2 დღის წინ არსებული მოხმარება	X ₂	მლნ. კვტ. სთ
3	3 დღის წინ არსებული მოხმარება	X ₃	მლნ. კვტ. სთ
4	4 დღის წინ არსებული მოხმარება	X ₄	მლნ. კვტ. სთ
5	5 დღის წინ არსებული მოხმარება	X ₅	მლნ. კვტ. სთ
6	6 დღის წინ არსებული მოხმარება	X ₆	მლნ. კვტ. სთ
7	7 დღის წინ არსებული მოხმარება	X ₇	მლნ. კვტ. სთ
8	დღე	X ₈	დღის ნომერი (1,2,3,...,7)
9	14 დღის წინ არსებული მოხმარება	X ₉	მლნ. კვტ. სთ
10	მინიმალური ტემპერატურა	X ₁₀	გრადუსი
11	მაქსიმალური ტემპერატურა	X ₁₁	გრადუსი
12	დღის განმავლობაში ქარის საშუალო სიჩქარე	X ₁₂	კუბური მეტრი წამში
13	დღის განმავლობაში ნალექების საშუალო რაოდენობა	X ₆	მმ
14	დღის ხანგრძლივობა	X ₁₄	სთ და წუთი
15	დღესასწაული	X ₁₅	(0 ან 1)
16	დამატებით მიერთებულ მომხმარებელთა	X ₁₆	რაოდენობა/

	რაოდენობა/სიმძლავრე		მგვტ
17	ელექტროენერჯის დღის მოთხოვნა საპროგნოზო პერიოდში	Y	მლნ. კვტ. სთ

კორელაციური ანალიზის მიღებული მნიშვნელობების საფუძველზე განხორციელებულია ელექტროენერჯის მოკლევადიან მოხმარებაზე მოქმედი საბოლოო ფაქტორების ფორმირება, კერძოდ ნაკლებად კორელირებადი ფაქტორი ამოღებულ იქნება მოდელიდან.

ხელოვნური ნეირონული ქსელების მეშვეობით ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზის განსახორციელებლად აუცილებელია შემავალი და გამომავალი ფაქტორების ერთმანეთთან დაკავშირება. შემავალი და გამომავალი ფაქტორები ერთმანეთს უკავშირდებიან $F(k)$ აქტივაციის ფუნქციით [40,41,43,47,48,49,50].

სიგნალის გადაცემის მექანიზმის გასაგებად განხილულია ნეირონი, რომელშიც შემოდის (w_1, w_2, \dots, w_k) (6) წახნაგის გავლით სიგნალები (x_1, x_2, \dots, x_k) (7). ჯამური შეწონილი სიგნალი ტოლია:

$$net = \sum_{i=1}^k w_i x_i. \quad (8)$$

გამომავალი სიგნალი ნეირონზე იანგარიშება როგორც

$$output = f(net). \quad (9)$$

სადაც, $F(net)$ ფუნქციას ეწოდება შემომსახდრელი ან აქტივაციის ფუნქცია.

მსოფლიო პრაქტიკაში [40,41,43,47,48,49,50] გავრცელებულია $F(k)$ აქტივაციის შემდეგი ფუნქციები: ლოგისტიკურ-სიგმოიდური, ზღვრული, ჰიპერბოლურ-ტანგენსური, ნულოვანი ლოგისტიკურ-სიგმოიდური, ბიპოლარულ-სიგმოიდური.

აქტივაციის ფუნქციის სახის შესარჩევად ჩატარდა ექსპერიმენტალური კვლევა. ჩამოთვლილი ფუნქციებიდან ოპტიმალურის შერჩევას საფუძველად დაედო საშუალო კვადრატული შეცდომის მინიმუმის

კრიტერიუმი [40,41,43,47,48,49,50]. საშუალო კვადრატული შეცდომა გამოთვლილია შემდეგი ფორმულით:

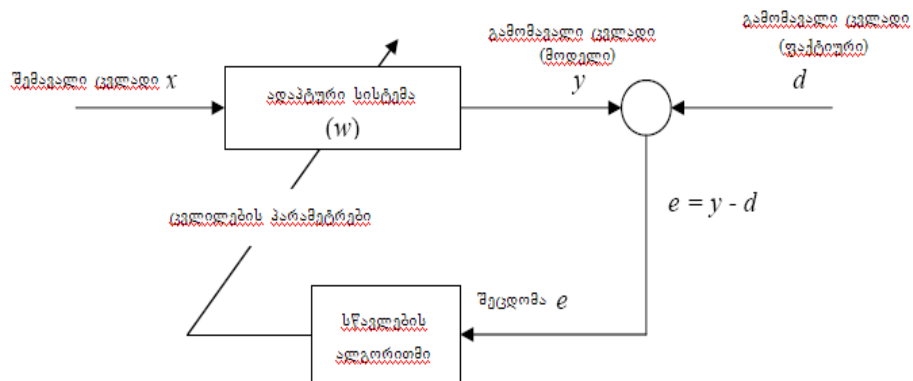
$$J(n) = \frac{1}{2} \sum_k e_k^2(n) \quad (10) \text{ სადაც, } e_k(n) = y_k(n) - d_k(n) \quad (11)$$

$d_k(n)$ – ფაქტიური მნიშვნელობა k ნეირონის n დროს, $Y_k(n)$ – მოდელით მიღებული მნიშვნელობა k ნეირონის n დროს.

ნეირონული ქსელის შემდგომი ოპტიმიზაცია ხდება $Y_k(n)$ მნიშვნელობის მინიმიზაციით ფაქტორების სხვადასხვა წონების გათვალისწინებით. მათი წონების ცვალებადობის ფორმულას აქვს შემდეგი სახე:

$$\Delta w_{kj} = \eta e_k(n) x_j(n) \quad (12)$$

აღნიშნული კრიტერიუმით შემუშავებულია ფაქტიური და მოდელით განსაზღვრულ გამომავალ ფაქტორებს შორის მინიმიზაციისათვის შეცდომების გასწორების ალგორითმი, რომელსაც აქვს ნახაზი. №1-ზე მოცემული სახე:



ნახაზი. №1 შეცდომების გასწორების ალგორითმი

ხელოვნური ნეირონული ქსელის სტრუქტურების ანალიზის შედეგად მივედით იმ დასკვნამდე, რომ ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირებისათვის უმჯობესია გამოყენებული იქნეს

ხელოვნური ნეირონული ქსელის კონფიგურაცია პირდაპირი გავრცელების (პერცეპტონები) შეცდომის უკუ გავრცელების მეთოდით სწავლება. ხელოვნური ნეირონული ქსელის სტრუქტურის შერჩევის დროს გათვალისწინებული იქნა დაფარული შრეების და ამ შრეებში ნეირონების ისეთი რაოდენობა, რომლებიც სრულად აკმაყოფილებენ ელექტრონერგის მოთხოვნის მოკლევადიანი პროგნოზის სიზუსტისადმი მოთხოვნას.

ზემოთ ჩამოყალიბებული მეთოდოლოგიის შესაბამისად შემუშავებულ იქნა ელექტრონერგეტიკულ სისტემის დატვირთვის კვანძების ელექტრონერგის მოხმარების მოკლევადიანი (დღე-ღამური/საათობრივი) პროგნოზირების ალგორითმი, რომელსაც აქვს ცხრილ №3-ში მოცემული სახე:

ცხრილი №3 ელექტრონერგეტიკული სისტემის დატვირთვის კვანძის ელექტრონერგის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირების ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	ელექტრონერგეტიკულ სისტემაში არსებული $i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების სიის ფორმირება
3	$i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების ელექტრონერგის დღე-ღამური (საათობრივი) მოხმარების წარსული $j (j=1, \dots, m)$ მონაცემების ფორმირება
4	$i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების ელექტრონერგის მოხმარებაზე მოქმედი საწყისი $X_i (i=1, \dots, k)$ ფაქტორების (ადგილმდებარეობის მიხედვით) ფორმირება
5	კორელაციური ანალიზის საფუძველზე $i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების ელექტრონერგის მოხმარებაზე მოქმედი საბოლოო $X_i (i=1, \dots, k)$ ფაქტორების ფორმირება
6	ექსპერიმენტალური კვლევის საფუძველზე $i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძებისთვის აქტივაციის ფუნქციის და ნეირონების ფარული და არაფარული შრეების რაოდენობის შერჩევა
7	$i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების ელექტრონერგის მოხმარების მოკლევადიანი (დღე-ღამური/საათობრივი) მოდელის შერჩევა
8	შერჩეული მოდელის საფუძველზე $i (i=1, \dots, n)$ დატვირთვის კვანძების ელექტრონერგის მოკლევადიანი (საათობრივი/დღე-ღამური) მოხმარების პროგნოზირება
9	დასასრული

1.2 ექსპერიმენტული ნაწილი

შემუშავებული მეთოდით აპრობირებულ იქნა სს “თელასი“-ს მაგალითზე. საწყისი ინფორმაციის სახით გამოყენებულია სს “თელასი“-ს მიერ 2011 წლის მარტის თვეში მოხმარებული ელექტროენერჯის მაჩვენებლები [70,71,72]. ელექტროენერჯის მოხმარებასთან კავშირის დასადგენად განხილულია ცხრილ №2-ში მოცემული საწყისი 16 ფაქტორი.

კორელაციური ანალიზის ჩასატარებლად საჭირო საწყისი ინფორმაცია მოცემულია №4 ცხრილში:

ცხრილი №4 ელექტროენერჯის მოკლევადიან მოხმარებაზე მოქმედი ფაქტორების მნიშვნელობები

№	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10
1	7,5	7,215	7,493	7,54	7,946	8,09	8,001	2	8,193	-1
2	7,614	7,5	7,215	7,493	7,54	7,946	8,09	3	7,985	-2
3	7,214	7,614	7,5	7,215	7,493	7,54	7,946	4	7,499	2
4	7,001	7,214	7,614	7,5	7,215	7,493	7,54	5	8,201	5
5	6,567	7,001	7,214	7,614	7,5	7,215	7,493	6	7,808	8
6	6,488	6,567	7,001	7,214	7,614	7,5	7,215	7	7,43	7
7	6,093	6,488	6,567	7,001	7,214	7,614	7,5	1	7,756	6
8	6,977	6,093	6,488	6,567	7,001	7,214	7,614	2	8,001	5
9	6,933	6,977	6,093	6,488	6,567	7,001	7,214	3	8,09	3
10	7,023	6,933	6,977	6,093	6,488	6,567	7,001	4	7,946	3
11	7,359	7,023	6,933	6,977	6,093	6,488	6,567	5	7,54	3
12	7,338	7,359	7,023	6,933	6,977	6,093	6,488	6	7,493	3
13	6,584	7,338	7,359	7,023	6,933	6,977	6,093	7	7,215	2
14	6,144	6,584	7,338	7,359	7,023	6,933	6,977	1	7,5	6
15	6,269	6,144	6,584	7,338	7,359	7,023	6,933	2	7,614	6
16	6,122	6,269	6,144	6,584	7,338	7,359	7,023	3	7,214	5
17	5,887	6,122	6,269	6,144	6,584	7,338	7,359	4	7,001	6

გაგრძელება:

№	X11	X12	X13	X14	X15	X16	Y
1	9	13,6	0	11:03	0	3832/119	7,614
2	16	18,2	0	11:06	0	0	7,214
3	18,4	24,5	0	11:12	0	0	7,001
4	19	16,4	0	11:15	0	0	6,567
5	14,2	23,6	0	11:16	0	0	6,488
6	21	26,6	0	11:19	0	0	6,093
7	10,2	19	0,8	11:22	0	0	6,977

8	12,5	44,9	1	11:23	0	0	6,933
9	9	36,4	0	11:26	0	0	7,023
10	10	54,4	0	11:30	0	0	7,359
11	10,4	48,9	0	11:33	0	0	7,338
12	15,5	35,1	0	11:34	0	0	6,584
13	22	22,2	0	11:37	0	0	6,144
14	22	25,3	0	11:40	0	0	6,269
15	20,8	21,7	0	11:44	0	0	6,122
16	22	24,5	0	11:47	0	0	5,887
17	23	22	0	11:50	0	0	5,857

კორელაციური ანალიზის შედეგები ასახულია №5 ცხრილში:

ცხრილი №5 კორელაციური ანალიზის შედეგები

ფაქტორი	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11
მოსმარება	0,64	0,17	-0,17	-0,24	-0,13	0,18	0,44	-0,49	0,59	-0,66	-0,87

გაგრძელება:

ფაქტორი	X12	X13	X14	X15	X16
მოსმარება	-0,61	-0,82	0,26	0,11	0,43

კორელაციური ანალიზის ცხადყოფს, რომ ყველა შერჩეულ ფაქტორს გააჩნია საკმარისად დიდი კორელაცია ელექტროენერჯის მოხმარებასთან მიმართებაში. შესაბამისად ცხრილ №2-ში მოცემული თექვსმეტივე ფაქტორი ჩართულია მოკლევადიანი მომხარების პროგნოზირების მოდელში.

ზემოთ ჩამოყალიბებული მეთოდოლოგიის და ცხრილი №4-ის მონაცემების საფუძველზე პროგრამული პაკეტის PredictorXL მეშვეობით, სხვადასხვა აქტივაციის ფუნქციის, ნეირონების არაფარული და ფარული შრეების სხვადასხვა რაოდენობების მიხედვით ექსპერიმენტით დადგენილ იქნა ქ. თბილისში ელექტროენერჯის მოთხოვნის მოკლევადიანი პროგნოზირების (დღიური) ოპტიმალური მოდელი. ჩატარებულმა კვლევამ აჩვენა, რომ ქ. თბილისის ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზის ყველაზე დიდი სიზუსტით განხორციელება შესაძლებელია,

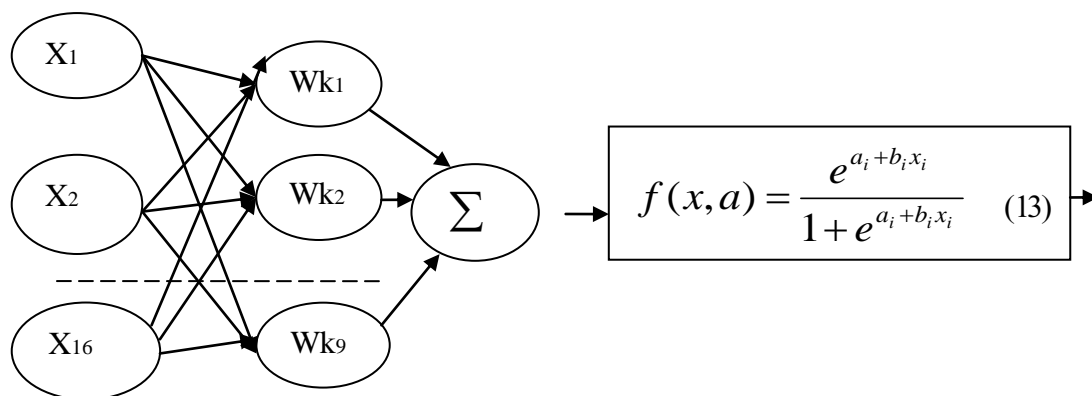
ნეირონების ფარული შრეების - 2 და აქტივაციის ლოგისტიკურ-სიგმოიდური ფუნქციით.

$$\text{ამ ფუნქცია აქვს შემდეგი სახე: } f(x, a) = \frac{e^{a_i+b_i x_i}}{1 + e^{a_i+b_i x_i}} \quad (13)$$

სადაც, X - ელექტროენერჯის მოხმარებაზე მოქმედი x_i ფაქტორია;

a_i და b_i - რეგრესიის კოეფიციენტებია;

ზემოთ მოყვანილი მონაცემების საფუძველზე ქ. თბილისში ელექტროენერჯის მოთხოვნის მოკლევადიანი (დღიური) პროგნოზირების ხელოვნური ნეირონული ქსელების მოდელს აქვს შემდეგი ნახაზი. №2-ში მოყვანილი სახე:



ნახაზი. №2 ქ. თბილისის ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი (დღიური) პროგნოზირების მოდელი

ნახაზი. №2-ზე მოცემული ხელოვნური ნეირონული ქსელის მოდელის და №4 ცხრილში მოყვანილი მონაცემების საფუძველზე გაკეთებულია მომავალი პერიოდის (1 დღე) მოკლევადიანი პროგნოზი: (იხ. ცხრილი №6, №7 და ნახაზი. №3):

პარალელურად მრავალფაქტორული მოდელის მეშვეობით გაკეთდა მომავალი 3 დღის პროგნოზირება [69]. მრავალფაქტორული მოდელის შესადგენი და მისი კოეფიციენტების გამოსათვლელი განტოლებათა სისტემა მიიღებს სახეს:

$$\begin{aligned}
&7,5x_1 + 7,215x_2 + 7,493x_3 + 7,54x_4 + 7,946x_5 + 8,09x_6 + 8,001x_7 + 2x_8 + 8,193x_9 - \\
&- x_{10} + 9x_{11} + 13,6x_{12} + 11,3x_{14} + 119x_{16} = 7,614 \\
&7,614x_1 + 7,5x_2 + 7,215x_3 + 7,493x_4 + 7,54x_5 + 7,946x_6 + 8,09x_7 + 8,09x_7 + 3x_8 + \\
&+ 7,985x_9 - 2x_{10} + 16x_{11} + 18,2x_{12} + 11,06x_{14} = 7,214 \\
&7,214x_1 + 7,614x_2 + 7,5x_3 + 7,215x_4 + 7,493x_5 + 7,54x_6 + 7,946x_7 + 4x_8 + 7,499x_9 + \\
&+ 2x_{10} + 18,4x_{11} + 24,5x_{12} + 11,12x_{14} = 7,001 \\
&7,001x_1 + 7,214x_2 + 7,614x_3 + 7,5x_4 + 7,215x_5 + 7,493x_6 + 7,54x_7 + 5x_8 + 8,201x_9 + \\
&+ 5x_{10} + 19x_{11} + 16,4x_{12} + 11,15x_{14} = 6,567 \\
&6,567x_1 + 7,001x_2 + 7,214x_3 + 7,614x_4 + 7,5x_5 + 7,215x_6 + 7,493x_7 + 6x_8 + 7,808x_9 + \\
&+ 8x_{10} + 14,2x_{11} + 23,6x_{12} + 11,16x_{14} = 6,488 \tag{14} \\
&6,488x_1 + 6,567x_2 + 7,001x_3 + 7,214x_4 + 7,614x_5 + 7,5x_6 + 7,215x_7 + 7x_8 + 7,43x_9 + \\
&+ 7x_{10} + 21x_{11} + 26,6x_{12} + 11,19x_{14} = 6,093 \\
&6,093x_1 + 6,488x_2 + 6,567x_3 + 7,001x_4 + 7,214x_5 + 7,614x_6 + 7,5x_7 + x_8 + 7,756x_9 + \\
&+ 6x_{10} + 10,2x_{11} + 19x_{12} + 0,8x_{13} + 11,22x_{14} = 6,977 \\
&6,977x_1 + 6,093x_2 + 6,488x_3 + 6,567x_4 + 7,001x_5 + 7,214x_6 + 7,614x_7 + 2x_8 + 8,001x_9 + \\
&+ 5x_{10} + 12,5x_{11} + 44,9x_{12} + x_{13} + 11,23x_{14} = 6,933 \\
&6,977x_1 + 6,093x_2 + 6,488x_3 + 6,567x_4 + 7,001x_5 + 7,214x_6 + 7,614x_7 + 2x_8 + 8,001x_9 + \\
&+ 5x_{10} + 12,5x_{11} + 44,9x_{12} + x_{13} + 11,23x_{14} = 6,933 \\
&6,933x_1 + 6,977x_2 + 6,093x_3 + 6,488x_4 + 6,567x_5 + 7,001x_6 + 7,214x_7 + 3x_8 + 8,09x_9 + \\
&+ 3x_{10} + 9x_{11} + 36,4x_{12} + 11,26x_{14} = 7,023 \\
&7,023x_1 + 6,933x_2 + 6,977x_3 + 6,093x_4 + 6,488x_5 + 6,567x_6 + 7,001x_7 + 4x_8 + 67,946x_9 + \\
&+ 3x_{10} + 10x_{11} + 54,4x_{12} + 11,3x_{14} = 7,359 \\
&7,359x_1 + 7,023x_2 + 6,933x_3 + 6,977x_4 + 6,093x_5 + 6,488x_6 + 6,567x_7 + 5x_8 + 7,54x_9 + \\
&+ 3x_{10} + 10,4x_{11} + 48,9x_{12} + 11,33x_{14} = 7,338 \\
&7,338x_1 + 7,359x_2 + 7,023x_3 + 6,933x_4 + 6,977x_5 + 6,093x_6 + 6,488x_7 + 6x_8 + 7,493x_9 + \\
&+ 3x_{10} + 15,5x_{11} + 35,1x_{12} + 11,34x_{14} = 6,584 \\
&6,584x_1 + 7,338x_2 + 7,359x_3 + 7,023x_4 + 6,933x_5 + 6,977x_6 + 6,093x_7 + 7x_8 + 7,215x_9 + \\
&+ 2x_{10} + 22x_{11} + 22,2x_{12} + 11,37x_{14} = 6,144 \\
&6,144x_1 + 6,584x_2 + 7,338x_3 + 7,359x_4 + 7,023x_5 + 6,933x_6 + 6,977x_7 + x_8 + 7,5x_9 + \\
&+ 6x_{10} + 22x_{11} + 25,3x_{12} + 11,4x_{14} = 6,269
\end{aligned}$$

მრავალფაქტორიან მოდელს აქვს შემდეგი სახე:

$$\begin{aligned}
y = &0.846928x_1 + 0.542948x_3 - 0.38486x_4 + 0.12242x_5 + \\
&+ 0.72379x_6 - 0.45708x_7 - 0.15163x_8 - 0.41705x_9 + \\
&+ 0.066227x_{10} - 0.09715x_{11} + 0.002387x_{12} - 0.33725x_{13} - \tag{15} \\
&- 0.0053x_{16} + 2.183897
\end{aligned}$$

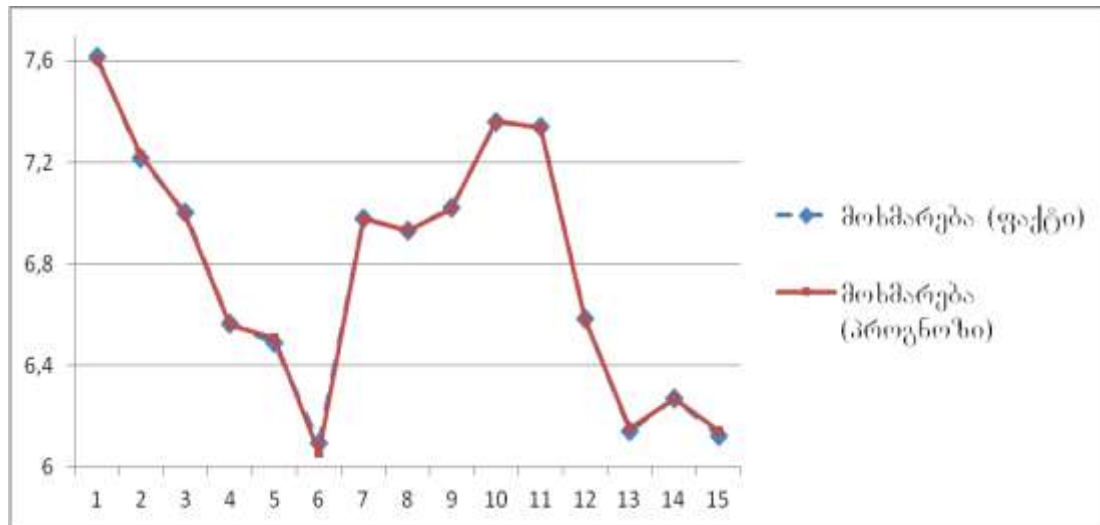
მოდელის აღეკვებურობის შემოწმებისათვის საპროგნოზო მოდელში არ იქნა ჩართული ბოლო 1 დღის მაჩვენებელი და ჩატარდა შედარებითი ანალიზი მრავალფაქტორიანი მოდელის შედეგებთან.

ცხრილი №6 ფაქტიური პერიოდის საპროგნოზო მაჩვენებლები და პროცენტული გადახრა

№	ქ. თბილისის 2011 წ. მარტის თვის ელექტროენერჯის მოხმარება (ფაქტიური)	მოხმარება (პროგნოზი)		პროცენტული გადახრა, %
		მოდელის სტრუქტურა: 16-9-1		
		ნულოვანი ლოგარითმული-სიგმოიდური ფუნქცია		
		11500 იტერაცია		
1	7,614	7,605		0,018
2	7,214	7,228		0,022
3	7,001	6,994		-0,034
4	6,567	6,559		-0,015
5	6,488	6,506		-0,104
6	6,093	6,055		0,619
7	6,977	6,978		0,044
8	6,933	6,933		-0,072
9	7,023	7,017		-0,042
10	7,359	7,365		0,011
11	7,338	7,335		0,025
12	6,584	6,581		0,016
13	6,144	6,152		-0,232
14	6,269	6,270		-0,008

ცხრილი №7 საპროგნოზო პერიოდის (სამი დღის) პროგნოზი და პროცენტული გადახრა სხვადასხვა მეთოდთან შედარებით

№	ქ. თბილისის 2011 წ. მარტის თვის ელექტრო ენერჯის მოხმარება (ფაქტიური)	მოხმარების (პროგნოზი)		პროცენტული გადახრა %	
		მოდელის სტრუქტურა: 16-2-1		ხელოვნური ნეირონული ქსელის მოდელი	მრავალფაქტორიანი მოდელი
		ნულოვანი ლოგარითმული-სიგმოიდური ფუნქცია	მრავალფაქტორიანი მოდელი		
1	6,122	6,14	6,001	0,29	2



ნახაზი №3 ქ. თბილისის ელ.ენერჯის მოხმარების 2011 წლის მარტის თვის ყოველდღიური ფაქტიური და საპროგნოზო მაჩვენებლები (ხელოვნური ნეირონული ქსელის მოდელით მიღებული)

ცხრილ №7-ში მიღებული შედეგები ცხადყოფს ნეირონული ქსელის უპირატესობ მრავალფაქტორიან მოდელთან შედარებით, თუმცა უნდა აღინიშნოს, რომ მასაც საკმაო სიზუსტით შეუძლია მოკლევადიანი პროგნოზის გაკეთება.

I თავის დასკვნა

ჩატარებული კვლევების შედეგებიდან გამომდინარე გაკეთებულია შემდეგი დასკვნები:

1. კორელაციური ანალიზის საფუძველზე დადგენილია ელექტროენერჯის მოკლევადიან მოხმარებაზე მოქმედი ფაქტორები;

2. დამუშავდა ელექტროენერჯეტიკულ სისტემაში ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირების მეთოდოლოგია და შესაბამისი ალგორითმი;

3. შემუშავებული მეთოდოლოგია აპრობირებულ იქნა ქ. თბილისის მაგალითზე. ქ. თბილისში ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი

პროგნოზირებისათვის შეირჩა ხელოვნური ნეირონული ქსელის სტრუქტურა და კონფიგურაცია, აქტივაციის ფუნქცია და შემუშავდა ელექტროენერჯის მოხმარების პროგნოზირების ოპტიმალური მოდელი. მიღებული შედეგი ცხადყოფს შემუშავებული მეთოდის უპირატესობას სხვა მეთოდებთან შედარებით.

4. ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირების შემუშავებული ოპტიმალური მეთოდის და ალგორითმი ატარებს უნივერსალურ ხასიათს. აღნიშნული მეთოდით შესაძლებელია ნებისმიერი ქალაქის, რაიონის და მთელი ქვეყნის ელექტროენერჯის მოხმარების (საათობრივი/დღე-ღამური) მოკლევადიანი პროგნოზის მაღალი სიზუსტით შესრულება. პროგნოზირების მიღებული მოდელი და ალგორითმი საშუალებას იძლევა განხორციელდეს ელექტროენერჯეტიკული სისტემის ოპტიმალური ოპერატიული მართვა, მოკლევადიან პერიოდში მუშაობის სრულყოფილი დაგეგმვა, რეჟიმების სათანადო სიზუსტით გაანგარიშება, ელექტროსადგურებსა და ელექტრულ ქსელებს შორის დატვირთვების ოპტიმალური განაწილება, ელექტროენერჯის მოთხოვნის დაკვეთილ სიდიდიდან მინიმალური გადახრის უზრუნველყოფა.

თავი II. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში განუსაზღვრელობის პირობებში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვა

2.1 ამოცანის დასმა და პრობლემის გადაწყვეტის მეთოდოლოგია

ელექტროენერგეტიკულ სისტემებში მაგენენირებელი სიმძლავრეების რეზერვირება წარმოადგენს სისტემის ფუნქციონირების საიმედოობის ამაღლების ერთ-ერთ უმნიშვნელოვანეს ფაქტორს. სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის აუცილებელი სიდიდის, ოპტიმალური სტრუქტურის შენარჩუნების და მობილურობის შექმნა რთული საანგარიშო და საექსპლუატაციო ამოცანაა. ამ ამოცანის ეფექტურად გადაწყვეტა ელექტროენერგეტიკულ სისტემას საშუალებას აძლევს დროულად მოახდინოს აქტიური სიმძლავრის დაუბალანსებლობის კომპენსაცია და განახალირციელოს თავისი ძირითადი ფუნქცია, სათანადო ხარისხის ელექტროენერგიით მომხმარებლების უწყვეტი მომარაგება.

მუშაობის ნორმალური და ავარიული რეჟიმების რეალიზაციის პირობებში ქვეყნის ელექტროენერგეტიკული სისტემისათვის სიმძლავრის რეზერვირების სირთულე და პრობლემის აქტუალობა განპირობებულია ელექტროსადგურების და ქსელების ძირითადი მოწყობილობების სიძველით, სათბობის ბალანსის სტრუქტურის არახელსაყრელი ცვლილებით და მისი შესრულების სირთულით, სიმძლავრის რეზერვირების ნორმატიული და მარეგლამენტირებელი დოკუმენტების არასრულყოფილებით.

წარმოდგენილ ნაშრომში შემოთავაზებულია ოპერატიული რეზერვის სიდიდის განსაზღვრის ახალი მეთოდიკა, რაც ეფუძნება მაგენენირებელი სიმძლავრეების ავარიული გამორთვების სტატისტიკის და ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის დროის გარკვეულ მონაკვეთში (საათი) საიმედოობის სხვადასხვა დონის მაჩვენებლებს. ჩატარებული

კვლევებით დადგენილია, რომ ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის დროის გარკვეულ მონაკვეთში (საათი) მისაღები რისკის დონის განსაზღვრა დამოკიდებულია დატვირთვის კვანძების იმ პერიოდში არსებული დატვირთვების სიდიდეებსა და საიმედოობის დონეზე.

ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში შესაძლო შეშფოთებების სხვადასხვა სცენარების საფუძველზე მაგენერირებელი წყაროების აქტიური სიმძლავრის მოცდენის შეფასებისათვის გამოყენებულია ზოგად ალბათურ-ვარიანტული ალგორითმი [53,54,55,58], რომელიც მოცემულია ცხრილ №8-ში:

ცხრილი №8 აქტიური სიმძლავრის მოცდენის შეფასების ზოგადი ალბათურ-ვარიანტული ალგორითმი

სცენარი №	გენერატორი			სეგმისა წვედომი სიმძლავრე P	არასეგმისაწვედომი (გამორთული) სიმძლავრე	გამორთვის ინდივიდუალური ალბათობა	სცენარის საერთო ალბათობა
	1	2	n				
1	1	1	1	$P_{1max} + P_{2max} + P_{nmax}$ (16)	0	$P_{r1} = \sum_{i=1}^n (1 - ORR_i)$ (20)	1
2	1	1	0	$P_{1max} + P_{2max} + P_{nmax}$ (17)	P_{1max}	$P_{r2} = ORR_3 * \sum_{i=1}^2 (1 - ORR_i)$ (21)	$\sum_{i=2}^8 P_{r2}$ (23)
3	1	0	1	$P_{1max} + P_{2max} + P_{nmax}$ (18)	P_{2max}	$P_{r3} = (1 - ORR_1) * ORR_2$ $* \sum_{i=1}^2 (1 - ORR_3)$ (22)	$\sum_{i=3}^8 P_{r3}$ (24)

4	0	1	1	$P_{1max} + P_{2max} + P_{nmax}$ (19)	P_{3max}	$P_{r4} = ORR_1 * \sum_{i=1}^3 (1 - ORR_i)$ (14)	$\sum_{i=4}^8 P_{r4}$ (25)
N

სადაც, $P_{r1}, P_{r2}, , P_{rn}$ - n სცენარის ინდივიდუალური ალბათობაა; $\sum_{i=2}^8 P_{r2}, \sum_{i=2}^8 P_{r3}, \dots, \sum_{i=2}^8 P_{rn}$ n სცენარის ჯამური ალბათობაა; ORR_i - i გენერატორის მზადყოფნის კოეფიციენტი; P – n სცენარის ხელმისაწვდომი სიმძლავრე; P_{nmax} - n გენერატორის მაქსიმალური გამომუშავება.

შენიშვნა: 1 - აღნიშნულია გენერატორის ჩართული მდგომარეობა,
0 – აღნიშნულია გენერატორის გამორთული მდგომარეობა.

ვინაიდან ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის სიდიდის ცვალებადობა შემთხვევითი ხასიათისაა და მიმდინარეობს განუსაზღვრელობის პირობებში, ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის დროის გარკვეულ მონაკვეთში (საათი) მისაღები Y_t საიმედოობის დონის სწორად განსაზღვრაში ყველა სხვა ცნობილ მეთოდებთან შედარებით უპირატესობა ენიჭება არამკაფიო ლოგიკის მეთოდს [57,58,73].

კვლევებმა გვიჩვენა, რომ ელ. სისტემისათვის დროის გარკვეულ მონაკვეთში (საათი) მისაღები Y_s საიმედოობა უნდა შეფასდეს ორდონიანი არამკაფიო ლოგიკის მოდელის მეშვეობით. ამ მოდელის შემუშავებისათვის საჭიროა ისეთი X_1, X_2, \dots, X_n ფაქტორების შერჩევა რომლებიც უზრუნველყოფენ Y_s საიმედოობის დონის სრულყოფილად შეფასებას. ანალიზის საფუძველზე შერჩეულ იქნა ორი ფაქტორი: X_1 - თითოეული დატვირთვის კვანძის საათობრივი დატვირთვა და X_2 - თითოეული დატვირთვის კვანძის საიმედოობის დონე.

პირველ დონეზე განხორციელდა თითოეული დატვირთვის კვანძის Y_1, Y_2, \dots, Y_i მისაღები რისკის დონის შეფასება X_1 და X_2 ფაქტორების საფუძველზე. მეორე დონეზე მოხდა Y_1, Y_2, \dots, Y_i რისკის დონეების საფუძველზე საბოლოო Y_s რისკის დონის შეფასება. ექსპერტული შეფასების საფუძველზე შედგენილია X_1 და X_2 მახასიათებლების გავლენის მატრიცა Y_1, Y_2, \dots, Y_i და Y_s საიმედოობის დონეზე. შედეგები მოცემულია ცხრილ №9-სა და №10-ში.

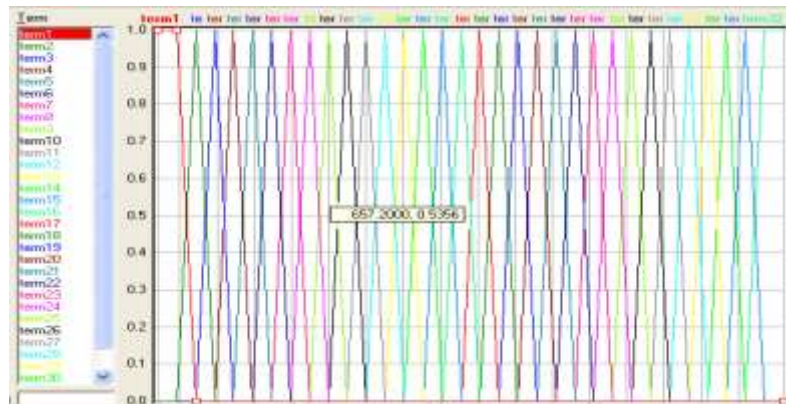
ცხრილი №9 პირველი დონისათვის X_1 და X_2 ფაქტორების გავლენა Y_1, Y_2, \dots, Y_i სიდიდეებზე

ფაქტორი	X_1	X_2
	ზრდა	ზრდა
Y_1, Y_2, \dots, Y_i	იზრდება	იზრდება

ცხრილი №10 მეორე დონისათვის Y_1, Y_2, \dots, Y_i რისკის მახასიათებლების გავლენა Y_s სიდიდეზე

ფაქტორი	Y_1, Y_2, \dots, Y_i
	ზრდა
Y_s	იზრდება

i დატვირთვის კვანძისთვის $X_1, X_2, Y_1, Y_2, \dots, Y_i$ და Y_s რისკის დონის მახასიათებლების არამკაფიო სიმრავლეზე დასაყვანად გამოყენებულია სამკუთხედის წვერის ფუნქცია და ყოველსაათობრივი მაჩვენებლები დაყოფილია 32 ნაწილად, რომელსაც აქვს ნახაზი. №4 მოცემული ზოგადი სახე:



ნახაზი. №4 სამკუთხედის წვერის ზოგადი ფუნქცია

X_1, X_2 მახასიათებლების დამოკიდებულების Y_1, Y_2, \dots, Y_i -ზე და Y_1, Y_2, \dots, Y_i მახასიათებლების Y_s რისკის დონეზე შეფასების ფუნქციური დამოკიდებულებაა:

$$Y_1, Y_2, \dots, Y_i = \psi_1(X_1, X_2), \quad (26)$$

$$Y_s = \psi_2(Y_1, Y_2, \dots, Y_i) \quad (27)$$

სადაც, ψ_1 და ψ_2 პროცედურაა, რომელიც შეიცავს წესების ბაზას და აკავშირებს $X_1, X_2, Y_1, Y_2, \dots, Y_i$ და Y_s მახასიათებლებს ერთმანეთთან.

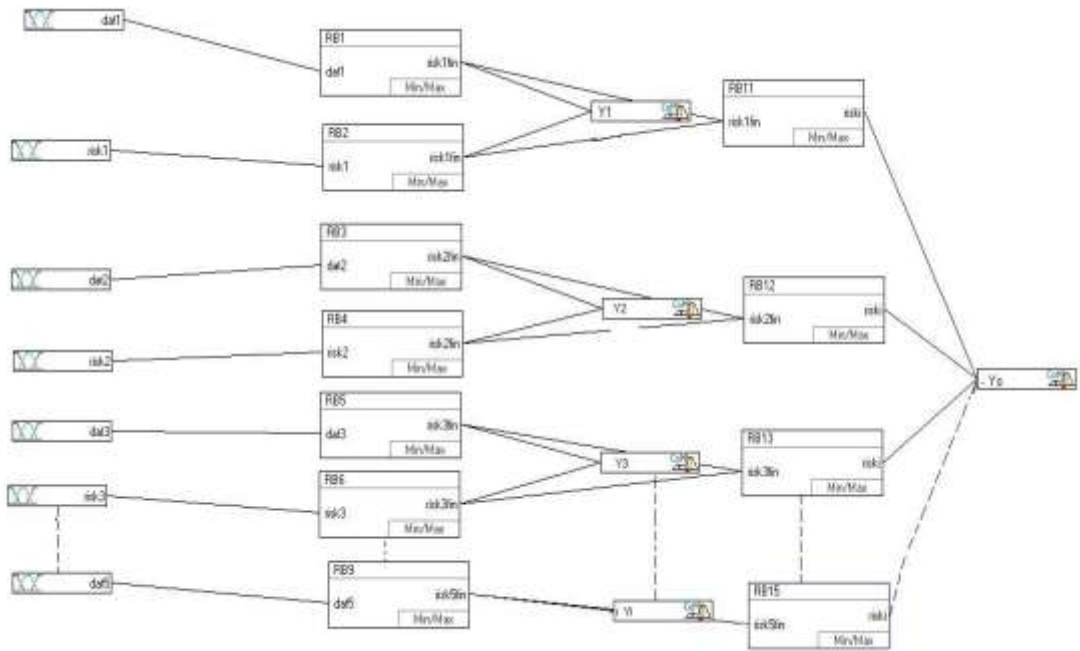
X_1 და X_2 მახასიათებლების გავლენის მატრიცის საფუძველზე i რაოდენობის დატვირთვის კვანძისათვის n რაოდენობის ჩამოყალიბებული წესების მიხედვით დგინდება ყოველ X_1 და X_2 მახასიათებლის ცვალებადობის გავლენა Y_i -ს მნიშვნელობაზე და Y_1, Y_2, \dots, Y_i -ს ცვალებადობის გავლენა Y_s მახასიათებელზე. ამ პროცესის აღწერა მოცემულია ნახაზი. №5-ზე:

#	IF	THEN	
	dat1	DoS	risk1fin
1	term1	1.00	term32
2	term2	1.00	term31
3	term3	1.00	term30
4	term4	1.00	term29
5	term5	1.00	term28
6	term6	1.00	term27
7	term7	1.00	term26
8	term8	1.00	term25

ნახაზი. №5 ჩამოყალიბებული წესების ზოგადი სტრუქტურა

სადაც, $term_i$ – $X_1, X_2, Y_1, Y_2, \dots, Y_i$ და Y_s მახასიათებლების i ინტერვალი; $DoS - i$ ინტერვალის შესაბამისი წესის წონაა;

წარმოდგენილი შემსვლელი ინფორმაციის დამუშავებისა (ფაზიფიკაცია) და საბოლოო შედეგის (დეფაზიფიკაცია) მისაღებად სხვადასხვა დატვირთვის კვანძის გათვალისწინებით შემუშავდა არამკაფიო მოდელირების პროცესის მიმდინარეობის ინტერაქტიული ზოგადი ბლოკ-სქემა (ნახაზი. №6).



ნახაზი. №6 არამკაფიო მოდელირების ინტერაქტიული ზოგადი ბლოკ-სქემა

სადაც, dat_i – i კვანძის საათობრივი დატვირთვაა; $risk_i$ – i დატვირთვის კვანძის მოთხოვნილი საათობრივი რისკის დონეა; $RB_i (dat_i)$ – i კვანძის i დატვირთვის Y_i რისკის დონეზე გავლენის წესების მაჩვენებელი ბლოკია; $RB_i (risk_i)$ – i დატვირთვის კვანძის i რისკის დონის Y_i რისკის დონეზე გავლენის წესების მაჩვენებელი ბლოკია; Y_1, \dots, Y_i – i დატვირთვის კვანძის შეფასებული რისკის დონეა; Y_s - ელექტროენერგეტიკული სისტემის ყოველსაათობრივი მისაღები რისკის დონეა.

საბოლოო შედეგის მიღება (დეფაზიფიკაცია) განხორციელდა მინიმაქსის მეთოდის გამოყენებით [57,58,73].

ჩატარებული კვლევების შედეგებიდან გამომდინარე შემუშავებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპერატიული რეზერვის ყოველსაათობრივი სიდიდის განმსაზღვრელი ალგორითმი, რომელიც ასახულია ცხრილ №11-ში:

ცხრილი №11 ელექტროენერგეტიკული სისტემის ოპერატიული რეზერვის ყოველსაათობრივი სიდიდის განმსაზღვრელი ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	სცენარი № 1, 2, 3, . . N ფორმირება
3	შესაბამისი არამკაფიო ლოგიკის მოდელის და ყოველსაათობრივი t რისკის დონის ფორმირება
4	$\sum_{i=2}^8 P_{r2}, \sum_{i=3}^8 P_{r3}, (21) \sum_{i=4}^8 P_{r4}, (22) \sum_{i=4}^8 P_{rn}$ ჯამური ალბათობების და Y_t შედარება
5	$Y_t \leq \sum_{i=4}^8 P_{rn}$, (28) მაშინ $\sum_{i=4}^8 P_{rn}$ (25) ალბათობის შესაბამისი № 1, 2, 3, . . N სცენარის არჩევა
6	ამორჩეული N სცენარის შესაბამისი P ხელმისაწვდომი სიმძლავრის შერჩევა
7	t საათისთვის მინიმალურად საჭირო ოპერატიული რეზერვი $R_t = D_t - P$ (29)
8	არსებული რეზერვის $R_{a1}, R_{a2}, \dots, R_{an}$ ფორმირება ($R_{an} = D_t - \sum_{i=1}^n P_{gi}$) (30)
9	თუ $R_{an} \geq R_t$, (31) მაშინ მაშინ სისტემას არ ესაჭიროება დამატებით ოპერატიული რეზერვი ოპტიმალური ოპერატიული რეზერვი: $R_o = R_{an}$; (32) თუ $R_{an} < R_t$, მაშინ მაშინ სისტემას ესაჭიროება დამატებით $R_f = R_t - R_{an}$ (33) ოპერატიული რეზერვი; ოპტიმალური ოპერატიული რეზერვი: $R_o = R_{an} + R_t^{-1}$ (34)
10	პროპორციის მეთოდის გამოყენებით [1] R_o ოპტიმალური ოპერატიული რეზერვის განაწილება პარალელურად მომუშავე მაგენერირებელ წყაროებზე
11	დასასრული

პარალელურად მომუშავე მაგენერირებელი წყაროების მიერ ელექტროენერჯის წარმოების და შესაბამისი ოპერატიული რეზერვის ელექტროგადაცემის ხაზებში ოპტიმალური განაწილების მიზნით ნიუტონ-რაფსონის მეთოდის გამოყენებით ყოველსაათობრივად განხორციელებულია ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სიმძლავრეთა განაწილების სიმულაცია ნორმალური და ავარიული რეჟიმების დროს [1,74]. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული ელექტროგადაცემის ხაზებში დროის გარკვეულ მონაკვეთში გამტარუნარიანობის არსებობის შემთხვევისთვის შემუშავდა ოპტიმიზაციის ზოგადი ფუნქცია შეზღუდვებით [1], რომელიც ახდენს ოპერატიული რეზერვის და სიმძლავრეთა ისეთ გადანაწილებას სისტემაში, რომ ნორმალური და

ავარიული რეჟიმების დროს არსებული გადატვირთული ელექტროგადაცემის საზი ან საზები განიტვირთება. მიზნის ფუნქციას შეზღუდვებით აქვს შემდეგი ზოგადი სახე:

$$X \Rightarrow \min \text{ მიზნის ფუნქცია (35)}$$

შეზღუდვები:

$$D_i = \frac{\sum_{i=1}^n (B_i * C_i)}{\sum_{i=1}^n C_i}; \quad (36) \quad F_i = \frac{A_i * B_i * C_i}{D_i * \sum_{i=1}^n C_i}; \quad (37)$$

$$G_i = C_i - F_i; \quad (38) \quad H_i = -B_i * C_i * \frac{-J}{50} \quad I_i = G_i + H_i; \quad (39) \quad J = \frac{-G_{igam} * 50}{K_d * \sum_{i=1}^n G_i + M * \rho * (E - \sum_{i=1}^n C_i)}; \quad (40)$$

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i - C_{igam})}{\sum_{i=1}^n C_i}; \quad (41) \quad A_1 = A_2 = \dots = A_i; \quad (42) \quad D_i = \sum_{i=1}^n G_i; \quad (43) \quad G_1: G_2: \dots: G_i \leq C_1: C_2: \dots: C_i; \quad (44)$$

$$I_1: I_2: \dots: I_i \leq C_1: C_2: \dots: C_i \quad (45) \quad \sum_{i=1}^n F_i = R_{oi} \quad (46) \quad X = I_i \quad (47) \quad \text{or } I_1 + I_2 + \dots + I_i \quad (48)$$

სადაც,

D_i - ელექტროენერგეტიკული სისტემის სტატიკური მახასიათებლის დახრილობის კოეფიციენტი;

B_i - i გენერატორის სტატიკური მახასიათებლის დახრილობის კოეფიციენტი;

C_i - i გენერატორის ნომინალური (მაქსიმალური) სიმძლავრე;

F_i - i გენერატორზე პროპორციით განაწილებული რეზერვის სიდიდე;

A_i - პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე განსაზღვრული რეზერვის საერთო რაოდენობა;

G_i - i გენერატორის წარმოება ნომინალური რეჟიმის დროს;

H_i - i გენერატორის მიერ დამატებით განვითარებული სიმძლავრე ავარიული რეჟიმის პირობებში, რომელიმე G_{igam} გენერატორის ავარიული გამორთვის დროს;

J - G_{igam} გენერატორის ავარიული გამორთვის შემთხვევაში სისტემის სიხშირის გადახრა;

I_i - ავარიული რეჟიმის პირობებში i გენერატორის ჯამური წარმოება G_i გენერატორის ავარიული გამორთვის დროს;

G_{igam} - G_{igam} გენერატორის გამორთვამდე მისი ფაქტიური გამომუშავება;

K_d - დატვირთვის სტატიკური მახასიათებლის დახრილობის კოეფიციენტი;

M - სტატიკური მახასიათებლის დახრილობის კოეფიციენტი G_{igam} გენერატორის ავარიული გამორთვის შემთხვევაში;

ρ - სიმძლავრის რეზერვის კოეფიციენტი;

C_{igam} - ავარიულად გამორთული გენერატორის ნომინალური (მაქსიმალური) სიმძლავრე;

X - გადატვირთული ელექტროგადაცემის ხაზის მკვებავი კვანძის გამომუშავება.

R_{0i} - i სთ-ის დროს ოპტიმალური ოპერატიული რეზერვის სიდიდე;

D_i - i სთ-ის დროს დატვირთვის კვანძების მოხმარება; $i = 1, \dots, n$;

¹ - შენიშვნა: დამატებით საჭირო ოპერატიული რეზერვი განაწილებულია მაგენენირებელ წყაროებზე, ხოლო მოხმარების დაფარვის დეფიციტი ალგორითმში გათვალისწინებულია როგორც იმპორტი.

მიღებული ოპტიმიზაციის ზოგადი ფუნქციის საფუძველზე შემუშავებულია სიმულაციის შედეგად ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული ელექტროგადაცემის ხაზებში დროის გარკვეულ მონაკვეთში გამტარუნარიანობის არსებობის შემთხვევის მაკორექტირებელი ზოგადი ალგორითმი, რომელიც ასახულია ცხრილ №12-ში:

ცხრილი №12 მაკორექტირებელი ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	პარალელურად მომუშავე მაგენენირებელი წყაროების t სთ-ის წარმოების და პროპორციის მეთოდის გამოყენებით მათზე გადანაწილებული R_i ოპერატიული რეზერვის სიდიდის მიხედვით ნორმალური და ავარიული რეჟიმის პირობებში ელექტროგადაცემის ხაზებში სიმძლავრეთა განაწილების სიმულაცია
3	სიმულაციის შედეგად მიღებული ელექტროგადაცემის ხაზების ფაქტიური ტვირთის შედარება დასაშვებ გამტარუნარიანობასთან

	<p>ნორმალურ და ავარიულ რეჟიმების დროს: თუ $P_{line.facti} \leq P_{line.peri}$ (46) მაშინ i ხაზი არ არის გადატვირთული, მაშინ გადადი 7 ეტაპზე თუ $P_{line.facti} > P_{line.peri}$ (47) მაშინ i ხაზი გადატვირთულია და გადადი შემდეგ - 3 ეტაპზე</p>
4	$i=1, \dots, n$ გადატვირთული ხაზების ფორმირება
5	მაკორექტირებელი ოპტიმიზაციის ფუნქციის მეშვეობით პარალელურად მომუშავე მაგენენირებელი წყაროების t სთ-ის წარმოების და პროპორციის მეთოდის გამოყენებით მათზე გადანაწილებული R_i ოპერატიული რეზერვის ახალი სიდიდის განსაზღვრა
6	ნორმალური და ავარიული რეჟიმის პირობებში ელექტროგადაცემის ხაზებში სიმძლავრეთა განაწილების სიმულაცია
7	დასასრული

ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სხვადასხვა მანვენებლების (წყლის ჩამონადენი, დატვირთვა და სხვ.) ცვალებადობა შემთხვევითი ხასიათისაა და მიმდინარეობს განუსაზღვრელობის პირობებში, მისი ზუსტი პროგნოზირება ფაქტიურად შეუძლებელია, რამაც შესაძლებელია გამოიწვიოს ცალკეული ელექტროსადგურების და მთლიანად ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის შეფერხება. ამიტომ საჭიროა ყოველსაათობრივი და დღე-ღამური მუშაობის რეჟიმების მოდელირების და ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდის დაგეგმვის დროს გათვალისწინებული იყოს ჰიდროელექტროსადგურებისა და სისტემის ჯამური დატვირთვის სხვადასხვა განუსაზღვრელობები.

მსოფლიო პრაქტიკაში არსებობს სხვადასხვა შემთხვევითი პროცესების აღმწერი განაწილების კანონები [75]. სხვადასხვა მეთოდებთან შედარებით უპირატესობა ენიჭება მონტე-კარლოს მეთოდს, რომელიც ეფუძნება ნორმალური განაწილების კანონს. იგი ალბათური მეთოდია და უდგება სტოქასტური ხასიათის ამოცანებს [76].

აღნიშნული მეთოდი საშუალებას იძლევა განუსაზღვრელობის პირობებში მოიძებნოს დასმული ამოცანის ამონახაზისნი. იგი ეფუძნება ნორმალური განაწილების კანონს და მის საფუძველზე შემთხვევითი ციფრების გენერაციის საშუალებით ხორციელდება ამა თუ იმ სიტუაციის/პროცესის იმიტაცია. თუ მრავალჯერ განვახორციელებთ ერთი

და იმავე საწყისი მდგომარეობის შემთხვევით სიმულაციას გამოვლინდება ყველა ან თითქმის ყველა შესაძლო მოსალოდნელი შედეგი. რაც მეტი იქნება იტერაციის რაოდენობა მით მეტი იქნება ალბათობა ამა თუ იმ მოვლენის მოხდენის.

ალბათობის თეორიაში ნორმალური განაწილება (იგივე გაუსის განაწილება) წარმოადგენს უწყვეტი ტიპის განაწილებას [75,76]. ის აღწერს ისეთი შემთხვევითი სიდიდის განაწილებას, რომელიც კონცენტრირებულია ერთი მნიშვნელობის ირგვლივ. გრაფიკულად ნორმალური განაწილების სიმკვრივეს ზარის ფორმა აქვს. ანალიზურად იგი შემდეგნაირად ჩაიწერება:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad (49)$$

სადაც μ პარამეტრი წარმოადგენს განაწილების მათემატიკურ ლოდინს, ანუ x -ის იმ მნიშვნელობას, რომლის გარშემოც კონცენტრირდება განაწილება (რომლის მოხდენის ალბათობაც ყველაზე დიდია), ხოლო σ^2 ახასიათებს განაწილების დისპერსიას (იგივე ვარიაციას), ანუ გაფანტულობას. რაც უფრო დიდია ამ უკანასკნელის მნიშვნელობა, მით უფრო "ბრტყელია" განაწილების სიმკვრივის გრაფიკი და პირიქით. ფუნქცია სიმეტრიულია $x = \mu$ წრფის მიმართ და სრულდება პირობა $p(x) \rightarrow 0$, როცა $x \rightarrow \pm\infty$, ანუ რაც უფრო გადახრილია მნიშვნელობა მათემატიკური ლოდინიდან, მით უფრო ნაკლებია მისი მოხდენის ალბათობა.

დაეუშვათ ელექტროენერგეტიკული სისტემა შედგება n რაოდენობის გენერატორებისგან, რომლის i სთ-თვის წარმოებებია P_1, P_2, \dots, P_n . ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამური გენერაციაა $\sum_{i=1}^n P_i$. (50) სისტემაში m რაოდენობის დატვირთვის კვანძია, რომელთა დატვირთვებია D_1, D_2, \dots, D_i . სისტემის ჯამური დატვირთვაა i სთ-თვის $\sum_{i=1}^n D_i$. (51)

დაეუშვათ i სთ-თვის ელექტროენერგეტიკული სისტემის ცენტრალურ დისპეტჩერს აქვს მოლოდინი, რომ სხვადასხვა ფაქტორების განუსაზღვრელობის გამო i სთ-თვის მუშაობაში მყოფი

ჰიდროელექტროსადგურების P_1, P_2, \dots, P_n გენერაციების და სისტემის ჯამური დატვირთვის პროგნოზული მნიშვნელობებიდან მოსალოდნელი გადახრები $+10\%$ ფარგლებში იმერყევებს.

შესაძლო გადახრების მაქსიმალურ და მინიმალურ მნიშვნელობებს აქვთ ცხრილ №13-ში მოცემული სახე:

ცხრილი №13 i საათის მომუშავე ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად ჰიდროელექტროსადგურების გენერატორების წარმოების და დატვირთვის ნომინალური მნიშვნელობებიდან შესაძლო პროცენტული გადახრები

გენერატორი	გენერატორი			დატვირთვა
	1	2	n	$\sum_{i=1}^n (D_i - P_{sxva})$ (52)
მაქსიმალური $+10\%$	P'_1	P'_2	P'_n	$\sum_{i=1}^n D'_i - P'_{sxva}$ (53)
მინიმალური 10%	P''_1	P''_2	P''_n	$\sum_{i=1}^n D''_i - P''_{sxva}$ (54)

სადაც, $\sum_{i=1}^n (D_i - P_{sxva})$ - ელექტროენერგეტიკული სისტემის i საათის ჯამური დატვირთვაა თბოელექტროსადგურების და გენერაციის სხვა წყაროების ელექტროენერჯის გენერაციის გამოკლებით (გარდა ჰიდროელექტროსადგურის გამომუშავებისა).

მათემატიკურად განუსაზღვრელობის აღწერის მიზნით i სთ-თვის განხორციელებულია მოსალოდნელი ყველა შესაძლო გადახრების სიმულაცია ცხრილ №13-ში მოცემულ ფარგლებში მონტე-კარლოს მეთოდის გამოყენებით თანაბარზომიერი განაწილების კანონის [76] საფუძველზე შემთხვევითი ციფრების გენერაციით. შედეგები მოცემულია ცხრილ №14-ში:

ცხრილი №14 i საათის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების გენერატორების წარმოების და დატვირთვის ნომინალური მნიშვნელობებიდან შესაძლო გადახრები სხვადასხვა სცენარები

სცენარი	გენერატორი			დატვირთვა
	1	2	n	$\sum_{i=1}^n (D_i - P_{sxva})$ (55)
სიმულაცია-1	$P_1^{'''}$	$P_2^{'''}$	$P_n^{'''}$	$\sum_{i=1}^n D_i^{'''} - P_{sxva}^{'''}$ (56)
სიმულაცია-2	$P_1^{''''}$	$P_2^{''''}$	$P_n^{''''}$	$\sum_{i=1}^n D_i^{''''} - P_{sxva}^{''''}$ (57)
სიმულაცია-n	$P_1^{''n}$	$P_2^{''n}$	$P_n^{''n}$	$\sum_{i=1}^n (D_i^{''n} - P_{sxva}^{''n})$ (58)

სხვადასხვა სცენარებისათვის მიღებულია აქტიური სიმძლავრის შესაძლო უბალანსობები, რომელიც გამოითვლება შემდეგი ფორმულით:

$$\sum_{i=1}^n P_i^j - \sum_{i=1}^n (D_i^j - P_{sxva}^j) = \Delta P^j \quad (59)$$

სადაც, $\sum_{i=1}^n P_i^j$ - j სცენარის დროს ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამური გენერაციაა; $\sum_{i=1}^n D_i^j$ - j სცენარის დროს ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამური დატვირთვაა; ΔP_i^j - j სცენარის დროს ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის უბალანსობაა. აქტიური სიმძლავრის შესაძლო დაუბალანსებლობის სცენარებს აქვთ ცხრილ №15-ში მოცემული სახე:

ცხრილი №15 i საათის ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის შესაძლო დაუბალანსებლობების სცენარები

სცენარი	დაუბალანსებლობა
სიმულაცია-1	ΔP^1
სიმულაცია-2	ΔP^2
სიმულაცია-n	ΔP^n

$\Delta P^1, \Delta P^2, \Delta P^n$ მნიშვნელობების ნორმალური განაწილების მრუდის ასაგებად გამოთვლილია საშუალო არითმეტიკული და სტანდარტული გადახრა შემდეგი ფორმულებით:

$$M = \frac{\sum \Delta P^n}{N} \quad S = \sqrt{\frac{\sum (\Delta P^n - M)^2}{N - 1}} \quad (60)$$

სადაც, M – საშუალო არითმეტიკულია, S – სტანდარტული გადახრა, ΔP^n – n სცენარის შესაბამისი აქტიური სიმძლავრის უბალანსობა, N – სცენარის (სიმულაციის) რაოდენობა.

განსაზღვრული M და S მნიშვნელობების საფუძველზე (1) ფორმულის მიხედვით აგებულია ნორმალური განაწილების მრუდი.

მიღებული მნიშვნელობების სხვადასხვა ალბათობების გამოსათვლელად შედგენილი ნორმალური განაწილების მრუდი გადაყვანილია სტანდარტულ ნორმალური განაწილების მრუდედ, რომლის საშუალო არითმეტიკული $M=0$ და სტანდარტული გადახრა $S=1$.

ΔP^n უბალანსობის ალბათობის გამოსათვლელად გამოყენებულია Z ქულების შეფასება, რომელსაც ΔP^n მნიშვნელობა გადაჰყავს Z სტანდარტიზებულ ქულაში. მას აქვს შემდეგი სახე:

$$Z = \frac{\Delta P^n - M}{S} \quad (61)$$

Z სხვადასხვა ქულების შესაბამისად სტანდარტული ნორმალური განაწილების ცხრილის მეშვეობით ვსაზღვრავთ შესაბამის ალბათობას.

ელექტროენერგეტიკული სისტემის i ყოველსაათობრივი ოპერატიული რეჟერვის მინიმალური სიდიდის (სხვადასხვა განუსაზღვრელობების გათვალისწინებით) გამოსათვლელად ნახაზი №6 შემუშავებული არამკაფიო ლოგიკის მოდელით მიღებული ყოველსაათობრივი მისაღები რისკის დონეების მიხედვით განხორციელებულია შესაბამისი ალბათობების შერჩევა, რომლის საფუძველზეც ამორჩეულია შესაძლო დაუბალანსებლობის სიდიდე.

შემუშავებულია i სთ-თვის ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის მინიმალური სიდიდის განმსაზღვრელი ცხრილ №16-ში მოცემული ალგორითმი.

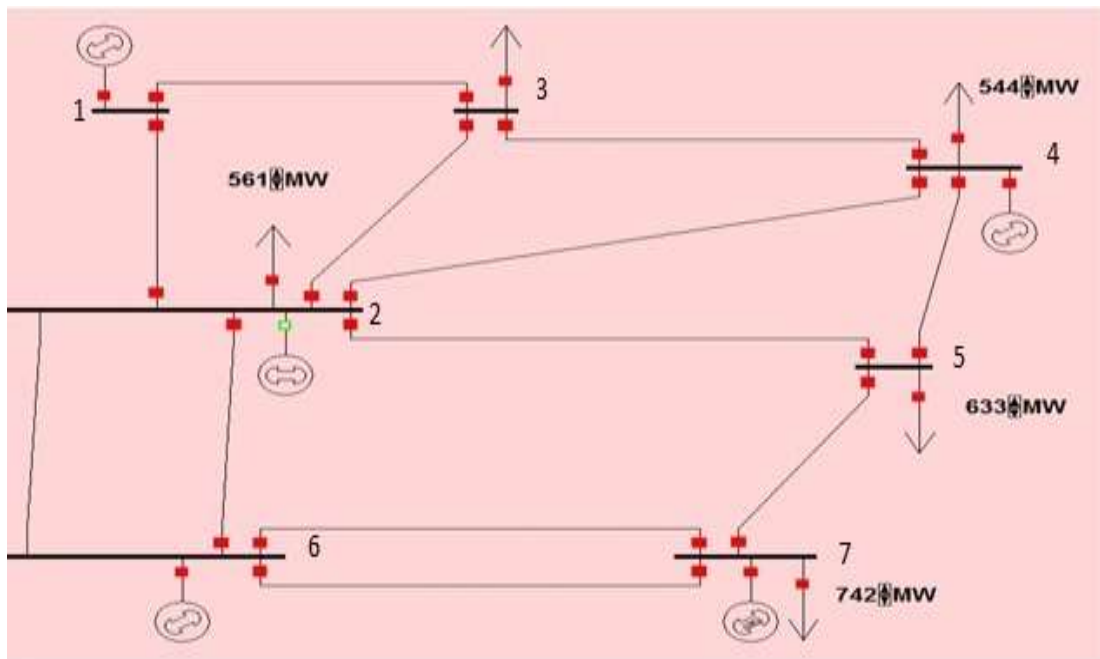
ცხრილი №16 ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის მინიმალური სიდიდის განმსაზღვრელი ალგორითმი (განუსაზღვრელობის გათვალისწინებით)

1	დასაწყისი
2	i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების k ($k=1, \dots, n$) გენერატორების სიის ფორმირება
3	i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების k ($k=1, \dots, n$) გენერატორების და სისტემის დატვირთვის სიდიდეების ფორმირება
4	i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების k ($k=1, \dots, n$) გენერატორების და სისტემის დატვირთვის სიდიდეების შესაძლო პროცენტული გადახრების ფორმირება
5	i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების k ($k=1, \dots, n$) გენერატორების და სისტემის დატვირთვის სიდიდეების გადახრების ზედა და ქვედა ზღვრების ფორმირება
6	მონტე-კარლოს მეთოდის და თანაბარი განაწილების კანონის საფუძველზე i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურების k ($k=1, \dots, n$) გენერატორების და სისტემის დატვირთვის სიდიდეების გადახრების სხვადასხვა m ($m=1, \dots, j$) სცენარების ფორმირება
7	i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ΔP^n დაუბალანსებლობების სცენარების ფორმირება
8	i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის აქტიური სიმძლავრის ΔP^n დაუბალანსებლობების საშუალო არითმეტიკული M და სტანდარტული გადახრის S მნიშვნელობების ფორმირება
9	ნორმალური განაწილების კანონის საფუძველზე i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის ΔP^n დაუბალანსებლობების შესაბამისი ალბათობების გამოთვლა და ნორმალური განაწილების მრუდის აგება
10	ნახაზი №2.3 შემუშავებული არამკაფიო ლოგიკის მოდელით მიღებული ყოველსაათობრივი მისაღები რისკის დონეების მიხედვით ნორმალური განაწილების მრუდიდან შესაბამისი ალბათობების და ΔP^n დაუბალანსებლობების შერჩევა
11	დასასრული

2.2 ექსპერიმენტული ნაწილი

ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ყოველსაათობრივი ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდის პრაქტიკაში აპრობაციის მიზნით მაგალითისათვის განხილულია ელექტროენერგეტიკული სისტემა. ცხრილ №17, დანართ №1 და №2-ში, ნახაზი №7-ში მოცემულია სისტემის მახასიათებლები. სისტემაში არსებული ძაბვა 220 კვ-ია. გამარტივების მიზნით რეაქტიული ტვირთები და კარვები ეგხ-ებში მიღებულია 0-ის ტოლად.

დანართ №1, №2-ის და ცხრილ №8-ის მონაცემების მიხედვით მიღებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგენენირებელი წყაროების აქტიური სიმძლავრის მოცდენის ალბათობრივ-ვარიანტული დანართი №3.



ნახაზი №7 ელექტროენერგეტიკული სისტემის ცალხაზოვანი სქემა ²

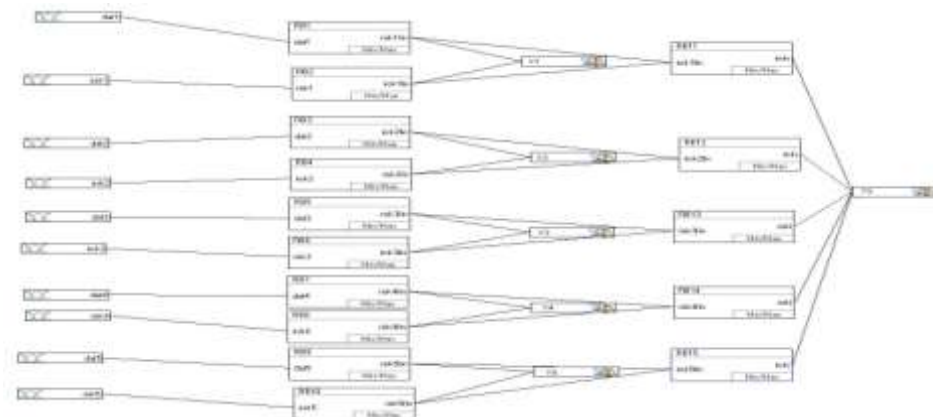
² შენიშვნა: გამარტივების მიზნით რამდენიმე გენერატორი ნახაზიაზე წარმოდგენილია ერთ გენერატორად.

ცხრილი №17. ელექტროენერგეტიკული სისტემის ელექტროგადაცემის
ხაზების გამტარუნარიანობა

ეგზ №	კვანძიდან	კვანძამდე	დასაშვები გამტარუნარიანობა, მგვტ
1	1	2	1000
2	1	3	1000
3	2	3	1000
4	2	4	1000
5	2	5	1000
6	2	6	750
7	2	6	750
8	3	4	1000
9	4	5	1000
10	5	7	1000
11	6	7	1000
12	6	7	1000

დანართი №2-ის მონაცემების მიხედვით სისტემაში არსებული 5 დატვირთვის კვანძისათვის ზემოთ მოყვანილი მეთოდოლოგიის საფუძველზე შემუშავებულია არამკაფიო ლოგიკის მოდელი, რომელიც ასახულია ნახაზი. №8-ზე.

პროგრამული პაკეტის Fuzzytech-ის ბაზაზე შესრულებული გაანგარიშებით დადგენილია ელექტროენერგეტიკული სისტემის ყოველსაათობრივად თითოეული დატვირთვის კვანძის საიმედოობის Y_1, Y_2, Y_3, Y_4, Y_5 და მთლიანად სისტემისთვის საჭირო Y_s რისკის დონეები. ანალიზის შედეგები მოცემულია ცხრილ №18-ში.



ნახაზი №8 ყოველსაათობრივი რისკის დონის შეფასების
არამკაფიო ლოგიკის ორდონიანი მოდელი

ცხრილი №18 ელექტროენერგეტიკული სისტემის ყოველსაათობრივად მისაღები რისკის დონე

საათი	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8
Y ₁	0.0156	0.0167	0.018	0.0165	0.0156	0.0166	0.0193	0.0165
Y ₂	0.0248	0.0211	0.0205	0.0239	0.0216	0.0201	0.0215	0.0213
Y ₃	0.0292	0.021	0.0286	0.0234	0.0212	0.0297	0.0273	0.0254
Y ₄	0.018	0.0175	0.02	0.0174	0.0156	0.0166	0.0132	0.0153
Y ₅	0.0143	0.0143	0.015	0.015	0.0136	0.0133	0.02	0.0103
Y _s	0.022	0.02	0.0222	0.0216	0.0191	0.02	0.0218	0.0207
საათი	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16
Y ₁	0.0109	0.0181	0.0182	0.0169	0.0138	0.0136	0.0153	0.0103
Y ₂	0.0226	0.0217	0.0199	0.0213	0.0179	0.0224	0.0152	0.0196
Y ₃	0.0205	0.0218	0.0202	0.0246	0.0232	0.0215	0.0266	0.0259
Y ₄	0.0166	0.0127	0.0138	0.0134	0.0172	0.0147	0.0176	0.0103
Y ₅	0.0108	0.0111	0.0115	0.0158	0.0127	0.0188	0.0113	0.0154
Y _s	0.0195	0.0188	0.0189	0.0205	0.0189	0.0202	0.0201	0.0203
საათი	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	21-22	22-23
Y ₁	0.0134	0.0123	0.02	0.012	0.0114	0.0149	0.0156	0.02
Y ₂	0.02	0.0255	0.0231	0.0182	0.0152	0.0189	0.0214	0.0177
Y ₃	0.0231	0.0252	0.0216	0.02	0.0233	0.0245	0.02	0.0267
Y ₄	0.0176	0.0103	0.0115	0.0172	0.0156	0.0178	0.013	0.0175
Y ₅	0.0161	0.0131	0.0131	0.0149	0.0137	0.017	0.0167	0.014
Y _s	0.0205	0.0194	0.0184	0.019	0.0183	0.0209	0.0202	0.0202

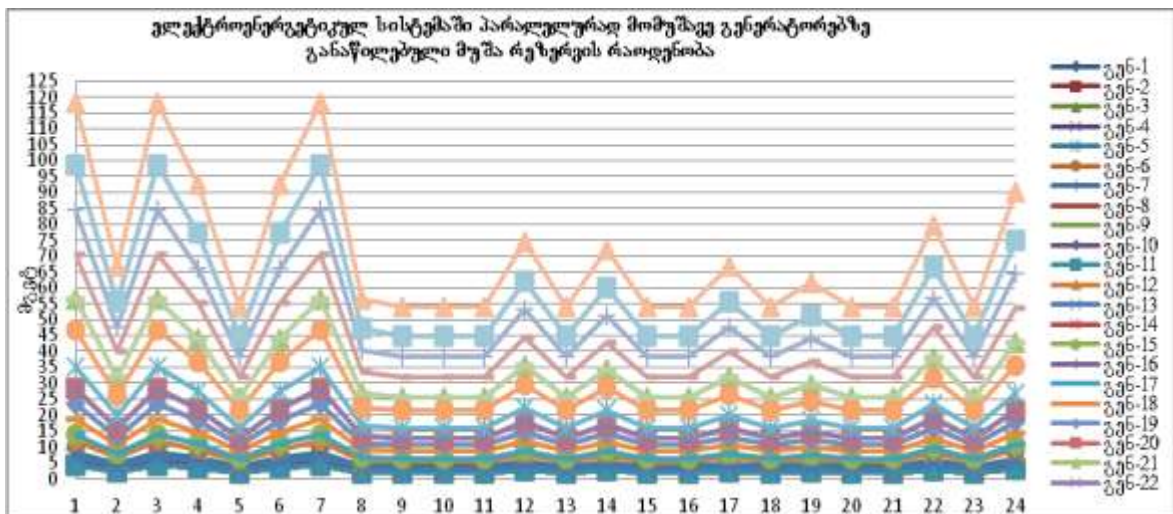
დანართ №1, №2 და ცხრილ №18 ასახული მონაცემებით და ცხრილ №11-ში მოცემული ალგორითმით განსაზღვრულია ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ყოველსაათობრივი ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდე და შედეგები შეტანილია ცხრილ №19-ში.

ცხრილი №19 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ყოველსაათობრივი ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდე

საათი	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8
არსებული ოპერატიული რეზერვი	920	520	920	720	420	720	920	440
დამატებით საჭირო ოპერატიული რეზერვი	0	0	0	0	0	0	0	0
სულ ოპერატიული რეზერვი	920	520	920	720	420	720	920	440

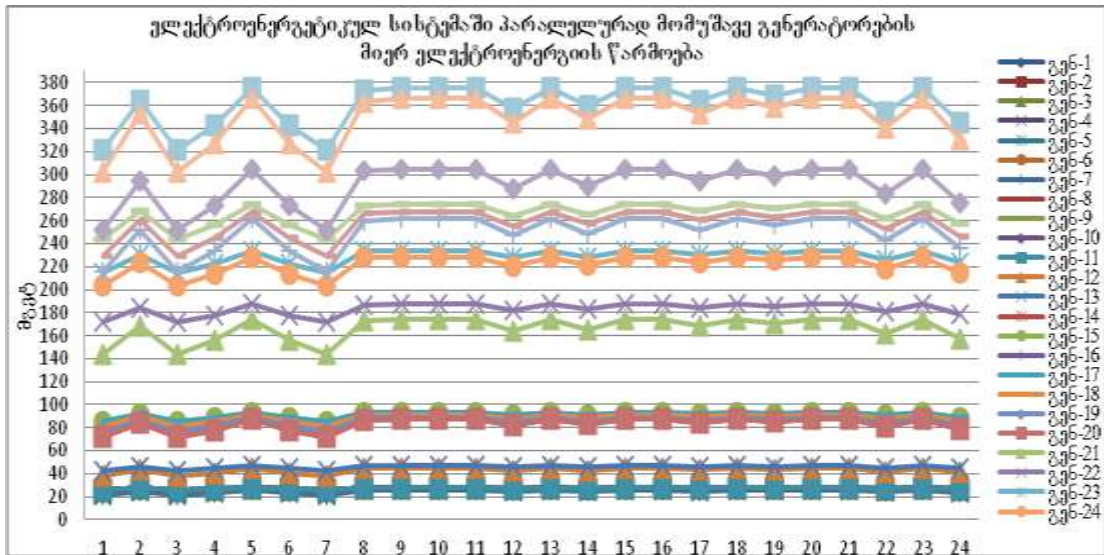
% დატვირთვასთან	28.75	14.44	28.75	21.17	11.35	21.17	28.75	11.95
საათი	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16
არსებული ოპერატიული რეზერვი	200	340	280	580	320	560	340	220
დამატებით საჭირო ოპერატიული რეზერვი	220	80	140	0	100	0	80	200
სულ ოპერატიული რეზერვი	420	420	420	580	420	560	420	420
% დატვირთვასთან	10.71	11.11	10.93	16.38	11.05	15.73	11.11	10.76
საათი	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	21-22	22-23
არსებული ოპერატიული რეზერვი	520	280	480	240	120	620	400	700
დამატებით საჭირო ოპერატიული რეზერვი	0	140	0	180	300	0	20	0
სულ ოპერატიული რეზერვი	520	420	480	420	420	620	420	700
% დატვირთვასთან	14.44	10.93	13.18	10.82	10.5	17.714	11.29	20.46

ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე ყოველსაათობრივი ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური განაწილებისათვის გამოყენებულია პროპორციის მეთოდი [1]. შედეგები მოცემულია ნახაზი. №9-ზე.



ნახაზი. №9 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე განაწილებული ოპერატიული რეზერვის სიდიდე

ცხრილ №8-სა და ნახაზი №9-ზე მოცემული მონაცემებიდან გამომდინარე ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე გენერატორების მიერ ელექტროენერჯის წარმოებას აქვს ნახაზი №10-ზე ასახული სახე:



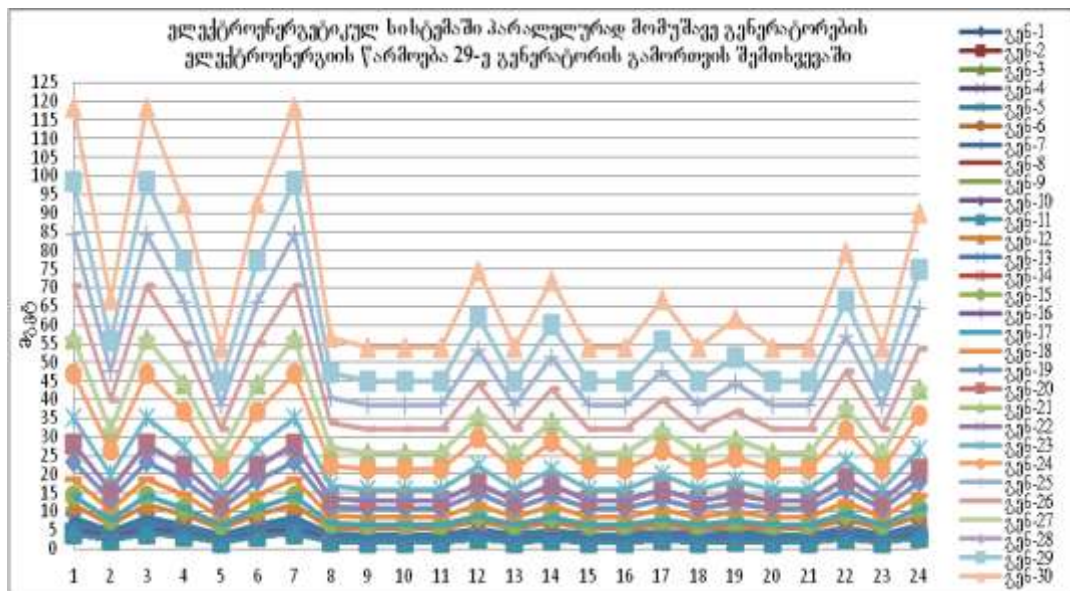
ნახაზი. №10 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე გენერატორების მიერ ელექტროენერჯის წარმოება

ზემოაღნიშნული მეთოდოლოგიის შესაბამისად მიღებული ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალურობის დასადგენად ყოველსაათობრივად განხორციელებულია სისტემაში არსებული ყველაზე დიდი სიმძლავრის 29-ე გენერატორის ავარიული გამორთვის სიმულაცია და შედეგები შეტანილია ცხრილი №20-სა და გამოსახულია ნახაზი №11-ზე.

ცხრილი №20 29-ე გენერატორის გამორთვის სიმულაციის შედეგები

საათი	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8
დარჩენილი ოპერატიული რეზერვი, მგვტ	620.44	183.43	620.44	401.86	74.23	401.86	620.44	96.04
სიხშირის გადახრა	-0.171	-0.192	-0.171	-0.182	-0.198	-0.182	-0.171	-0.197
ჯამური დატვირთვის შემცირება, მგვტ	-22	-28	-22	-25	-29	-25	-22	-29
ჯამური დატვირთვის შემცირება, %	0,68	0,77	0,68	0,73	0,78	0,73	0,68	0,78
საათი	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16
დარჩენილი	75.83	74.81	75.25	248.94	74.96	227.10	74.81	75.68

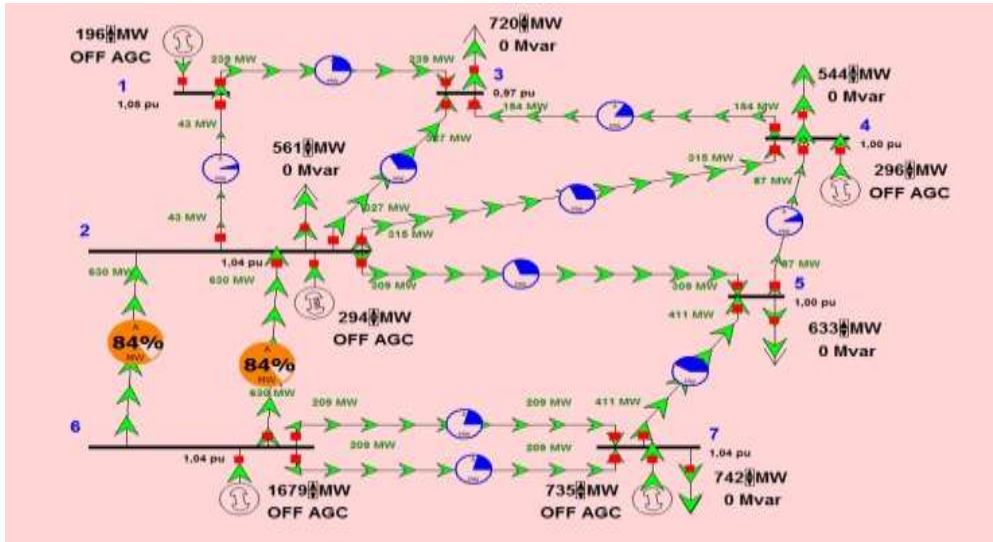
ოპერატიული რეზერვი, მგვტ								
სისშირის გადახრა	-0.197	-0.197	-0.197	-0.189	-0.197	-0.190	-0.197	-0.197
ჯამური დატვირთვის შემცირება, მგვტ	-31	-30	-30	-27	-30	-27	-30	-31
ჯამური დატვირთვის შემცირება, %	0,79	0,79	0,78	0,76	0,78	0,75	0,79	0,79
საათი	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	21-22	22-23
დარჩენილი ოპერატიული რეზერვი, მგვტ	183.44	75.25	139.70	75.54	76.40	292.64	74.38	380.02
სისშირის გადახრა	-0.192	-0.197	-0.194	-0.197	-0.196	-0.187	-0.197	-0.183
ჯამური დატვირთვის შემცირება, მგვტ	-28	-30	-28	-31	-31	-26	-29	-25
ჯამური დატვირთვის შემცირება, %	0,77	0,78	0,76	0,79	0,77	0,74	0,77	0,73



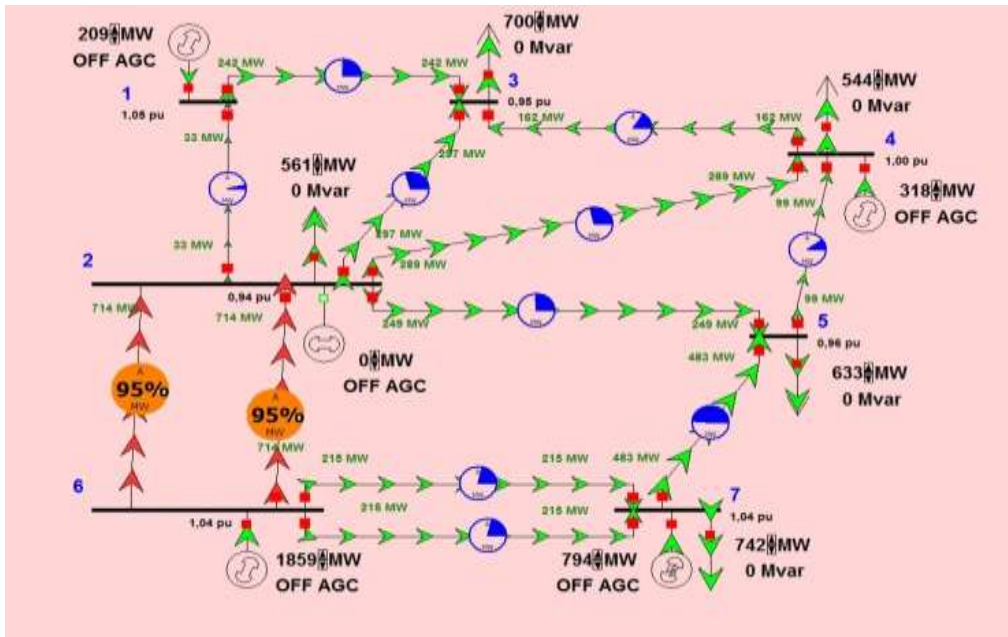
ნახაზი №11: ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე გენერატორების ელექტროენერჯის ყოველსაათობრივი წარმოება 29-ე გენერატორის გამართვის შემთხვევაში

ელექტროგადაცემის საზღვრების განტარუნარიანობის შესამოწმებლად 24 სთ-თვის განხორციელებულია სისტემაში სიმძლავრეთა განაწილების სიმულაცია პროგრამა PowerWorld-ის გამოყენებით [74] ნორმალურ და ავარიულ რეჟიმებში. 1 საათისთვის მიღებულ შედეგებს აქვთ ნახაზი №12 და №13-ზე გამოსახული სახე:

ცხრილ №12-ში მოცემული მაკორექტირებელი ალგორითმის საფუძველზე განხორციელებული ანგარიშების შედეგებს აქვთ ნახაზი №14 და ნახაზი №15-ზე მოცემული სახე.



ნახაზი. №14. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სიმძლავრეთა განაწილების კორექტირებული სიდიდეები ნორმალურ რეჟიმში



ნახაზი. №15 ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სიმძლავრეთა განაწილების კორექტირებული სიდიდეები ავარიულ რეჟიმში 29-ე გენერატორის გამორთვის შემთხვევაში

როგორც ნახაზი №14 და №15-დან ჩანს არც ნორმალურ და არც ავარიულ რეჟიმში ელექტროენერგეტიკული სისტემის არცერთი

გენერატორი და ელექტროგადაცემის ხაზი არ არის გადატვირთული. სიმულაციის შედეგები 1 სთ-ისთვის მოცემულია ცხრილ №21-ში.

ცხრილი №21. 1 სთ-ის სიმულაციის შედეგები

დასახელება			საწყისი	კორექტირებული
სისტემაში დარჩენილი ოპერატიული რეზერვი, მგვტ			620,44	518,62
სიხშირის გადახრა			-0,171	-0,1556
სისტემაში დაბრუნების დონეები	მინიმალური	ნორმალური რეჟიმი	211,2	213,4
	მაქსიმალური	ავარიული რეჟიმი	202,4	206,8
	მინიმალური	ნორმალური რეჟიმი	231	231
	მაქსიმალური	ავარიული რეჟიმი	231	231
ჯამური დატვირთვის შემცირება, მგვტ			-22	-19,9168

ცხრილ №16-ში მოცემული ალგორითმის საფუძველზე განუსაზღვრელობის პირობებში ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდის (მინიმალური) ანგარიშის შედეგები მოცემულია ცხრილ №22-ში.

ცხრილი №22. ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის სიდიდე (მინიმალური, განუსაზღვრელობის გათვალისწინებით)

საათი	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8
Y_s	0,022	0,02	0,0222	0,0216	0,0191	0,02	0,0218	0,0207
საშუალო	0,34	0,19	-0,15	-0,05	0,14	-0,06	0,06	-0,07
სტ. გადახრა	112,82	129,21	112,19	121,24	133,18	120,69	112,39	133,16
მინიმალური ოპერატიული რეზერვი	257	300	255	278	310	279	258	305
% დატვირთვასთან	8,03	8,33	7,97	8,18	8,38	8,21	8,06	8,29
საათი	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16
Y_s	0,0195	0,0188	0,0189	0,0205	0,0189	0,0202	0,0201	0,0203
საშუალო	0,0122	0,0122	0,0122	0,0268	0,0122	0,0156	0,0122	0,0122
სტ. გადახრა	134,73	134,73	134,73	128,20	134,73	128,41	134,73	134,73
მინიმალური ოპერატიული	312	315	315	297	315	295	310	310

რეზერვი								
% დატვირთვასთან	7,96	8,33	8,20	8,39	8,29	8,29	8,20	7,95
საათი	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
Y_s	0.0205	0.0194	0.0184	0.019	0.0183	0.0209	0.0202	0.0202
საშუალო	-0,104	0,012	-0,09	0,012	0,012	0,10	0,012	0,075
სტ. გადახრა	129,64	134,73	132,96	134,73	134,73	125,30	134,73	121,98
მინიმალური ოპერატიული რეზერვი	298	312	311	315	316	289	310	281
% დატვირთვასთან	8,28	8,13	8,54	8,12	7,90	8,26	8,33	8,22

II თავის დასკვნა

ჩატარებული კვლევების შედეგად:

1. შემუშავებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის სხვადასხვა მაგენერიბელი წყაროების ავარიული სცენარების ფორმირების ალგორითმი;
2. ელექტროენერგეტიკული სისტემის და მისი დატვირთვის კვანძების რისკის დონის შეფასების ორდონიანი არამკაფიო ლოგიკის მათემატიკური მოდელი;
3. პროპორციის მეთოდის გამოყენებით აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდეები გადანაწილებულია პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე;
4. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული ელექტროგადაცემის ხაზებში დროის გარკვეულ მონაკვეთში ავარიული რეჟიმის პირობებში გამტარუნარობის არსებობის შემთხვევისთვის შემუშავებულია ოპტიმიზაციის ფუნქცია და შესაბამისი მაკორექტირებელი ალგორითმი, რომელიც ახდენს ოპერატიული რეზერვის და აქტიურ სიმძლავრეთა ისეთ გადანაწილებას სისტემაში, რომ ნორმალური და ავარიული რეჟიმების დროს არსებული გადატვირთული ელექტროგადაცემის ხაზი ან ხაზები განიტვირთება.

5. ჩამოყალიბებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდოლოგია და ალგორითმი;
6. შემუშავებულია ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურებსა და დატვირთვის კვანძების დატვირთვების განუსაზღვრელობების საფუძველზე ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის ყოველსაათობრივად საჭირო აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის მინიმალური ოპტიმალური სიდიდის განმსაზღვრელი მეთოდოლოგია და შესაბამისი ალგორითმი;
7. შემუშავებული მეთოდოლოგია ატარებს უნივერსალურ ხასიათს ის ელექტროენერგეტიკულ სისტემას საშუალებას აძლევს მაგენენირებელი მოწყობილობების პარამეტრების, დატვირთვის კვანძების საიმედოობის მახასიათებლების, ელ.გადაცემის ხაზების გამტარუნარიანობის და ელექტროენერგიაზე ყოველსაათობრივი მოთხოვნის პარამეტრების შესაბამისად ოპტიმალურად დაგეგმოს ოპერატიული რეზერვის ყოველსაათობრივი სიდიდე.

თავი III. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა

3.1 ამოცანის დასმა და პრობლემის გადაწყვეტის მეთოდოლოგია

ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის საიმედოობის უზრუნველყოფაში განსაკუთრებული მნიშვნელობა ენიჭება რემონტების ოპტიმალურად დაგეგმვას. რემონტების დაგეგმვაში გათვალისწინებული უნდა იყოს ოპტიმალურობის საერთო პრინციპები, რაც ნიშნავს მოწყობილობების ფაქტიური ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის, დადგენილი ნორმატივების და არსებული რესურსების შესაბამისად პრევენციული რემონტების ჩატარებას ელექტროსადგურების და სისტემაში შემავალი სხვა მოწყობილობების გეგმიურ-გამაფრთხილებელი რემონტების არსებული სისტემის ჩარჩოებში. რემონტების ჩატარებაზე დაკვეთის მომზადებას წინ უნდა უსწრებდეს სარემონტო სამუშაოების მოცულობის და ხანგრძლივობის შეფასებას. სარემონტო რეზერვის სიმძლავრის მდგენელი უნდა დაიგეგმოს, ენერგოსისტემის მუშაობის საიმედოობისადმი წაყენებული მოთხოვნების მიხედვით, აგრევატების და მოწყობილობების რემონტის ხანგრძლივობა უნდა შეიზღუდოს საექსპლუატაციო და ტექნოლოგიური ხასიათიდან გამომდინარე.

დასმული პრობლემების გადაწყვეტის მიზნით ლიტერატურის მიმოხილვის ანალიზის საფუძველზე და ჩატარებული კვლევის შედეგად ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში შემავალ ენერგობიექტებზე არსებული მოწყობილობა-დანადგარების ტექნიკური მდგომარეობის კომპლექსურად შეფასებაში გამოიკვეთა არამკაფიო ლოგიკის მეთოდის დიდი უპირატესობა [73,57,58]. ეს მეთოდი საშუალებას იძლევა ელექტროდანადგარების ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის შეფასებაში გათვალისწინებულ იქნას ფაქტორების დიდი რაოდენობა. ამოცანა მდგომარეობს იმაში, რომ ელექტროენერგეტიკული სისტემის ენერგობიექტებზე არსებული ელექტროდანადგარების ტექნიკურ-ეკონომიკური შეფასებისათვის შეირჩეს ისეთი X_1, X_2, X_n ფაქტორები, რომლებიც უზრუნველყოფენ i

ელექტროდანადგარის Y_d რეიტინგის სრულყოფილად დადგენას. არსებული გამოცდილების [61,62,63,64,65,66,67] და რეალური მდგომარეობის ანალიზის საფუძველზე შერჩეული იქნა 12 ფაქტორი:

X_1 - ელექტროდანადგარის მიმდინარე ტექნიკური მდგომარეობა (ვიზუალური), ქულა;

X_2 - პერსონალის უსაფრთხოებაზე ზემოქმედება, ქულა;

X_3 - ელექტროენერგეტიკული სისტემის საიმედოობაზე ზემოქმედება, ქულა;

X_4 - გარემოზე ზემოქმედება, ქულა;

X_5 - ელექტროდანადგარის ღირებულება, ლარი;

X_6 - ელექტროდანადგარის ავარიული გამორთვების სიხშირე, პროცენტი/100;

X_7 - ელექტროდანადგარის რემონტის დრო, საათი;

X_8 - ელექტროდანადგარის რემონტისთვის საჭირო სარემონტო პერსონალის რაოდენობა, კაცი;

X_9 - ელექტროდანადგარის ექსპლუატაციაში ყოფნის ხანგრძლივობა, წელი;

X_{10} - ელექტროდანადგარის ტექნიკური მდგომარეობის გაზომვის შედეგები, ქულა;

X_{11} - ხანგრძლივობა (ბოლოს ჩატარებული რემონტიდან), წელი;

X_{12} - ელექტროდანადგარის საშუალო დატვირთვა, პროცენტი;

Y_d - ელექტროდანადგარის მიმდინარე რეიტინგი, ქულა.

Y_d - დაბალი ქულა (რეიტინგი) აღნიშნავს, ელექტროდანადგარის ცუდ მიმდინარე ტექნიკურ-ეკონომიკურ მდგომარეობას.

X_1, \dots, X_{12} ფაქტორების შეფასებათა სისტემა მოცემულია ცხრილ №23-ში:

ცხრილი №23. X_1, \dots, X_{12} ფაქტორების და Y_d რეიტინგის შეფასებათა სისტემა

№	ფაქტორი	შეფასებათა სისტემა (მინიმალური და მაქსიმალური ზღვრები)		
		1	2	3
1	X_1	1 (ცუდი)	2 (საშუალო)	3 (კარგი)
2	X_2	1 (დიდი)	2 (საშუალო)	3 (მცირე)
3	X_3	1 (დიდი)	2 (საშუალო)	3 (მცირე)
4	X_4	1 (დიდი)	2 (საშუალო)	3 (მცირე)

5	X_5	შესაფასებელი I_1, I_2, \dots, I_n ელ.დანადგარების Z_1, Z_2, \dots, Z_n ღირებულებებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
6	X_6	შესაფასებელი I_1, I_2, \dots, I_n ელ.დანადგარების G_1, G_2, \dots, G_n ავარიული გამორთვების სისწირეებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
7	X_7	შესაფასებელი I_1, I_2, \dots, I_n ელ.დანადგარების T_1, T_2, \dots, T_n სარემონტო დროებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
8	X_8	შესაფასებელი I_1, I_2, \dots, I_n ელ.დანადგარების რემონტისთვის საჭირო P_1, P_2, \dots, P_n სარემონტო პერსონალის რაოდენობებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
9	X_9	შესაფასებელი I_1, I_2, \dots, I_n ელ.დანადგარების E_1, E_2, \dots, E_n ექსპლუატაციაში ყოფნის ხანგრძლივობებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
10	X_{10}	1 (ცუდი)	2 (საშუალო)	3 (კარგი)
11	X_{11}	შესაფასებელი I_1, I_2, \dots, I_n ელ.დანადგარების ბოლოს ჩატარებული რემონტიდან K_1, K_2, \dots, K_n ხანგრძლივობებს შორის მინიმალური და მაქსიმალური მნიშვნელობა		
12	X_{12}	0 % (მცირე)	50 % (საშუალო)	100 % (დიდი)
13	Y_d	1 (ცუდი)	2 (საშუალო)	3 (კარგი)

ექსპერტული შეფასების საფუძველზე შედგენილია X_1, \dots, X_{12} მახასიათებლების გავლენის მატრიცა Y_d რეიტინგზე. შედეგები შეტანილია ცხრილ №24-ში.

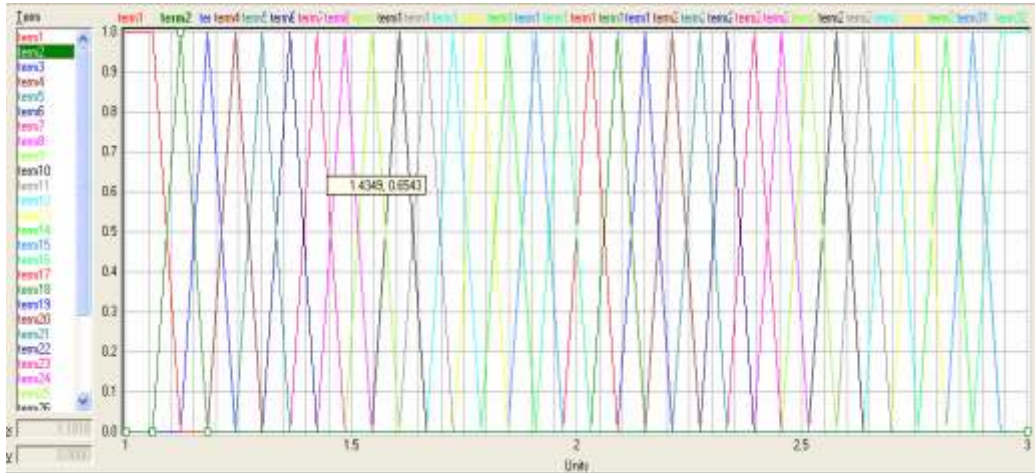
ცხრილი №24. X_1, \dots, X_{12} მახასიათებლების გავლენის მატრიცა Y_d რეიტინგზე

ფაქტორი	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6
	ზრდა	ზრდა	ზრდა	ზრდა	ზრდა	ზრდა
Y_d	ზრდა	ზრდა	ზრდა	ზრდა	კლება	კლება
	დადებითი კავშირი				უარყოფითი კავშირი	

გაგრძელება:

ფაქტორი	X_7	X_8	X_9	X_{10}	X_{11}	X_{12}
	ზრდა	ზრდა	ზრდა	ზრდა	ზრდა	ზრდა
Y_d	კლება	კლება	კლება	ზრდა	კლება	კლება
	უარყოფითი კავშირი			დადებითი კავშირი	უარყოფითი კავშირი	

Y_d რეიტინგის და X_1, X_2, \dots, X_{12} ფაქტორების არამკაფიო სიმრავლეზე დასაყვანად გამოყენებულია სამკუთხედის წვერის ფუნქცია და ცხრილ №1-ში ასახული მაჩვენებლები დაყოფილია 32 ნაწილად. ერთ-ერთი მაჩვენებელს აქვს ნახაზი. №16 მოცემული ზოგადი სახე:



ნახაზი №16 სამკუთხედის წვერის ზოგადი ფუნქცია

X_1, X_2, \dots, X_{12} ფაქტორების Y_d რეიტინგის შეფასებაზე ფუნქციურ დამოკიდებულებას აქვს შემდეგი სახე:

$$Y_1, Y_2, \dots, Y_i = \psi_1(X_1, X_2), \quad (62) \quad Y_s = \psi_2(Y_1, Y_2, \dots, Y_i) \quad (62)$$

სადაც, ψ_1 და ψ_2 პროცედურაა, რომელიც შეიცავს წესების ბაზას და აკავშირებს X_1, X_2, \dots, X_{12} და Y_d მახასიათებლებს ერთმანეთთან.

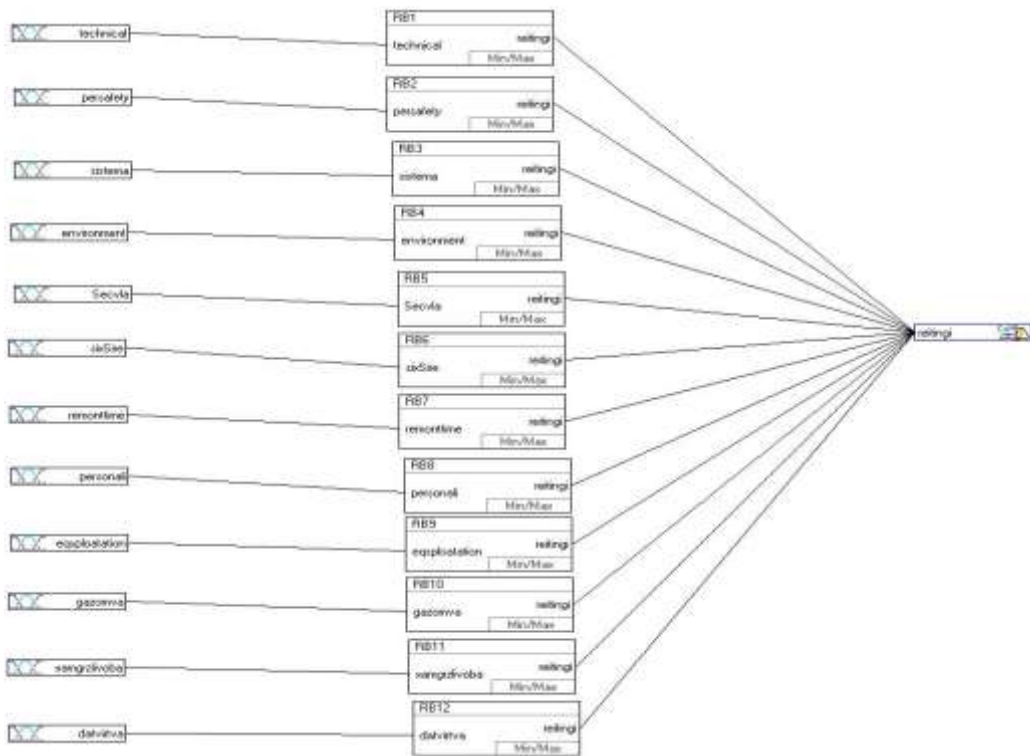
X_1, X_2, \dots, X_{12} ფაქტორების Y_d რეიტინგზე გავლენის მატრიცის n რაოდენობის ჩამოყალიბებული წესების მიხედვით დგინდება ყოველ X_1, X_2, \dots, X_{12} მახასიათებლის ცვალებადობის გავლენა Y_d -ს მნიშვნელობაზე. ეს პროცესი აღწერილია ნახაზი. №17-ზე:

#	IF	THEN	
	dat1	DoS	risk1fin
1	term1	1.00	term32
2	term2	1.00	term31
3	term3	1.00	term30
4	term4	1.00	term29
5	term5	1.00	term28
6	term6	1.00	term27
7	term7	1.00	term26
8	term8	1.00	term25

ნახაზი №17 ჩამოყალიბებული წესების ზოგადი სტრუქტურა

სადაც, $term_i - X_1, X_2, \dots, X_{12}$ და Y_d მახასიათებლების i ინტერვალია; $Dos - i$ ინტერვალის შესაბამისი წესის წონაა;

წარმოდგენილი შემსვლელი ინფორმაციის დამუშავებისა (ფაზიფიკაცია) და საბოლოო შედეგის (დეფაზიფიკაცია) მისაღებად სხვადასხვა დატვირთვის კვანძის გათვალისწინებით შემუშავდა არამკაფიო მოდელირების პროცესის მიმდინარეობის ინტერაქტიული ზოგადი ბლოკ-სქემა (ნახაზი. №18).



ნახაზი №18. ელექტროდანადგარის კომპლექსური ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის შეფასების ზოგადი მოდელი

სადაც, $technical, \dots, datvirtva$ (პირველი ბლოკი) – i ფაქტორია; $RB_i - i$ ფაქტორის Y_d რეიტინგზე გავლენის წესების მაჩვენებელი ბლოკია; $Y_d -$ ელექტროდანადგარის მიმდინარე რეიტინგია.

საბოლოო შედეგის მიღება (დეფაზიფიკაცია) განხორციელდა მაქსიმუმის ცენტრის მეთოდის გამოყენებით (მინიმაქსის პრინციპი) [73,57,58], რომელსაც აქვს შემდეგი ზოგადი სახე:

$$Y_d = \frac{(X_1\mu_1 + X_2\mu_2 + \dots + X_n\mu_n)}{(\mu_1 + \mu_2 + \dots + \mu_n)} \quad (63)$$

სადაც, X_i - i ფაქტორია; μ_i - i ფაქტორის მნიშვნელობის დამაჯერებლობის ხარისხია (ალბათობა)

ზემოაღნიშნული მეთოდოლოგიით ენერგობიექტზე არსებული ყველა ელექტროდანადგარისათვის განხორციელდა ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის შეფასება და მიღებულია Y_{d1}, \dots, Y_{dn} შეფასებათა სიმრავლე.

ენერგობიექტზე არსებული ელექტროდანადგარების პრევენციული რემონტებისათვის გამოყოფილი B_d შეზღუდული ბიუჯეტის პირობებში Y_{d1}, \dots, Y_{dn} შეფასებათა სიმრავლეების საფუძველზე ოპტიმალურად შეირჩევა ელექტროდანადგარების ის ერთობლიობა, რომელთაც გააჩნიათ დაბალი რეიტინგი (ცუდი მიმდინარე ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობა).

ზემოაღნიშნული პრობლემა გამოისახება შემდეგი კრიტერიუმების სახით:

1. პრევენციულ რემონტში გასაყვანი ელ.მოწყობილობების რაოდენობის მაქსიმუმი;
2. პრევენციულ რემონტში გასაყვანი დაბალი რეიტინგის მქონე ელ.მოწყობილობების მაქსიმუმი;
3. პრევენციული რემონტისთვის გამოყოფილი თანხის გამოყენების მაქსიმუმი.

მატემატიკურად ოპტიმიზაციის [69,77] ფუნქცია, შეზღუდვებით გამოისახება შემდეგნაირად:

$$L \rightarrow \max \quad (64)$$

შეზღუდვები:

$$D + R - Y_d = L$$

$$D_1 + D_2 + \dots + D_n = D$$

(65)

$$R_1 * D_1 + R_2 * D_2 + \dots + R_n * D_n = R$$

$$Y_{d1} * D_1 + Y_{d2} * D_2 + \dots + Y_{dn} * D_n = Y_d$$

$$R \leq B_d$$

$$R = B_d \quad D_1, D_2, \dots, D_n: 0,1$$

სადაც, Y_d – ელ.დანადგარების ჯამური რეიტინგია; $R(B_d)$ – პრევენციული რემონტებისათვის გამოყოფილი ჯამური ბიუჯეტის თანხაა; $D_i = 0$ ან 1 (0 ელ.დანადგარი არ ექვემდებარება პრევენციულ რემონტს, 1 ელ.დანადგარი ექვემდებარება პრევენციულ რემონტს); D - პრევენციულ რემონტში გასული ელ.დანადგარების ჯამური რაოდენობაა; $Y_{di} = i$ ელ.დანადგარის მიმდინარე რეიტინგია.

ჩატარებული კვლევების შედეგებიდან გამომდინარე შემუშავებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის ენერგობიექტზე არსებული ელექტროდანადგარების/მოწყობილობების მიმდინარე ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის შეფასების ალგორითმი, რომელიც ასახულია ცხრილ №25-ში:

ცხრილი №25. ელექტროენერგეტიკული სისტემის ენერგობიექტზე არსებული ელ.დანადგარების/მოწყობილობების მიმდინარე ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის შეფასების ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	შესაფასებელი I_1, I_2, \dots, I_n ელ.დანადგარების სიის ფორმირება
3	I_1, I_2, \dots, I_n ელ.დანადგარების შეფასებათა სისტემის ფორმირება (მინიმალური და მაქსიმალური ზღვრები)
4	ექსპერტული შეფასების საფუძველზე X_1, \dots, X_{12} მახასიათებლების Y_d რეიტინგზე გავლენის მატრიცის ფორმირება
5	Y_d რეიტინგის და X_1, X_2, \dots, X_{12} ფაქტორების არამკაფიო სიმრავლეზე დაყვანა
6	X_1, X_2, \dots, X_{12} ფაქტორების Y_d რეიტინგზე გავლენის მატრიცის n რაოდენობის ჩამოყალიბებული წესების ფორმირება
7	ელ.დანადგარის კომპლექსური ტექნიკური მდგომარეობის შეფასების მოდელის ფორმირება
8	შესაფასებელი I_1, I_2, \dots, I_n ელექტროდანადგარისათვის ტექნიკური მდგომარეობის შეფასება და Y_{d1}, \dots, Y_{dn} შეფასებათა სიმრავლის ფორმირება
9	პრევენციული რემონტებისათვის გამოყოფილი B_d შეზღუდული ბიუჯეტის პირობებში Y_{d1}, \dots, Y_{dn} შეფასებათა სიმრავლეების საფუძველზე ოპტიმიზაციის მიზნის ფუნქციის (კრიტერიუმების) და შესაბამისი შეზღუდვების ფორმირება
10	შემუშავებული (4) ოპტიმიზაციის ფუნქციის საფუძველზე პრევენციულ რემონტში გასაყვანი ელ.დანადგარების სიის ფორმირება
11	დასასრული

ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში t დროის მონაკვეთში მაგენენირებელი წყაროების რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის გადასაწყვეტად შემუშავებული მეთოდოლოგია ატარებს კომპლექსურ ხასიათს, მასში გათვალისწინებულია ოპტიმიზაციის შემდეგი კრიტერიუმები:

1. ოპერატიული რეზერვის მაქსიმუმი (მგეგ-ში) $R \longrightarrow \max$;
2. ჰიდროელექტროსადგურების მიერ წყლის გამოყენების მაქსიმუმი (კუბურ მეტრში) $H \longrightarrow \max$;
3. რემონტში გასაყვანი გენერატორების ავარიული გამორთვების ალბათობის (კოეფიციენტის) მაქსიმუმი $O \longrightarrow \max$.

ზემოაღნიშნული 3 კრიტერიუმის მიხედვით შემუშავდა გენერატორების პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის წლიური (კვირების მიხედვით) გრაფიკის წრფივი ოპტიმიზაციის ფუნქცია და ალგორითმი, რომელსაც აქვს შემდეგი სახე:

$$\text{მიზნის ფუნქცია } X \longrightarrow \max \quad (68)$$

შეზღუდვები

$$X=R-H+O$$

$$\begin{aligned}
 &A_{11} + A_{21} + A_{31} + \dots + A_{521} = 1 \\
 &A_{12} + A_{22} + A_{32} + \dots + A_{522} = 1 \\
 &\text{-----} \\
 &A_{1n} + A_{2n} + A_{3n} + \dots + A_{52n} = 1 \\
 &G_{1dadg} * A_{11} + G_{2dadg} * A_{12} + \dots + G_{ndadg} * A_{1n} = P_{1remont} \\
 &G_{1dadg} * A_{21} + G_{2dadg} * A_{22} + \dots + G_{ndadg} * A_{2n} = P_{2remont} \\
 &\text{-----} \\
 &G_{1dadg} * A_{52n} + G_{2dadg} * A_{52n} + \dots + G_{ndadg} * A_{52n} = P_{52remont} \\
 &R_1 = G_d - D_1 - P_{1remont} \\
 &R_2 = G_d - D_2 - P_{2remont} \\
 &\text{-----} \\
 &R_{52} = G_d - D_{52} - P_{52remont} \\
 &R = R_1 + R_2 + \dots + R_{52} \\
 &H_1 = h_{11} * A_{11} + h_{12} * A_{12} + \dots + h_{1n} * A_{1n} \\
 &H_2 = h_{21} * A_{21} + h_{22} * A_{22} + \dots + h_{2n} * A_{2n} \\
 &\text{-----} \\
 &H_{52} = h_{521} * A_{521} + h_{522} * A_{522} + \dots + h_{52n} * A_{52n} \\
 &H = H_1 + H_2 + \dots + H_{52} \\
 &O_1 = o_{11} * A_{11} + o_{12} * A_{12} + \dots + o_{1n} * A_{1n} \\
 &O_2 = o_{21} * A_{21} + o_{22} * A_{22} + \dots + o_{2n} * A_{2n} \\
 &\text{-----} \\
 &O_{52} = o_{521} * A_{521} + o_{522} * A_{522} + \dots + o_{52n} * A_{52n} \\
 &O = O_1 + O_2 + \dots + O_{52} \\
 &A_{11}, A_{12}, \dots, A_{1n} = 0 \text{ or } 1 \\
 &A_{21}, A_{22}, \dots, A_{2n} = 0 \text{ or } 1 \\
 &R_1, R_2, \dots, R_{52} \geq M_1, M_2, \dots, M_{52}
 \end{aligned} \quad (69)$$

სადაც, $A_j - i$ კვირაა, j გენერატორის რემონტში გაყვანის მდგომარეობაა.

გენერატორის მდგომარეობის აღნიშვნა: 0 - აგრეგატი არ არის რემონტში, 1 აგრეგატი რემონტშია;

$R_i - i$ კვირის აქტიური სიმძლავრის რეზერვის სიდიდე, მგვტ-ში;

M_i - ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის i კვირის აქტიური სიმძლავრის რეზერვის საჭირო რაოდენობაა;

$G_{idagm} - i$ გენერატორის დადგმული სიმძლავრეა, მგვტ-ში;

$D_i - i$ კვირის ელექტროენერგეტიკული სისტემის პიკური დატვირთვაა, მგვტ-ში;

$P_{iremont} - i$ კვირის რემონტში გასული გენერატორების ჯამური სიმძლავრეა, მგვტ-ში;

$h_{ij} - i$ კვირას j გენერატორის წყლის ჩამონადენია, კუბურ მეტრში;

$H_i - i$ კვირას რემონტში გასული ჰესების მკვებავი მდინარეების ჯამური წყლის ჩამონადენია, კუბურ მეტრში;

$o_{ij} - i$ კვირას j გენერატორის გამორთვის აღბათობაა;

$O_i - i$ კვირას რემონტში გაყვანილი გენერატორების ავარიული გამორთვების ჯამური აღბათობებია (კოეფიციენტებია);

$G_d -$ ელექტროენერგეტიკული სისტემის დადგმული სიმძლავრეა, მგვტ-ში;

ჩატარებული კვლევების შედეგებიდან გამომდინარე შემუშავებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემაში პრევენციულ რემონტში გასაყვანი გენერატორების ოპტიმალური წლიური (კვირების მიხედვით) გრაფიკის ფორმირების ალგორითმი, რომელიც ასახულია ცხრილ №26-ში:

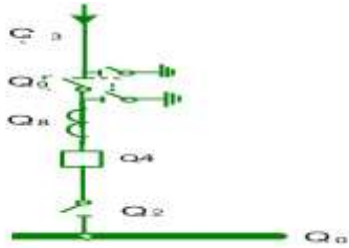
ცხრილი №26. ელექტროენერგეტიკული სისტემაში პრევენციულ რემონტში გასაყვანი გენერატორების ოპტიმალური წლიური (კვირების მიხედვით) გრაფიკის ფორმირების ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	რემონტში გასაყვანი J_1, J_2, \dots, J_n გენერატორების სიის ფორმირება
3	J_1, J_2, \dots, J_n გენერატორების და ელექტროენერგეტიკული სისტემის მონაცემების: G_{idagm} , o_{ij} , G_d , h_{ij} , D_i ფორმირება
4	ოპტიმიზაციის მიზნის ფუნქციის (კრიტერიუმების) და შესაბამისი

	შეზღუდვების ფორმირება
5	ოპტიმიზაციის ფუნქციის საფუძველზე J_1, J_2, \dots, J_n გენერატორების პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვის წლიური (კვირების მიხედვით) გრაფიკის ფორმირება
6	ზემოაღნიშნული გრაფიკის საფუძველზე ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ყოველკვირეული ოპერატიული რეზერვის ფორმირება
7	დასასრული

3.2 ექსპერიმენტული ნაწილი

ზემოაღნიშნული მეთოდოლოგიის პრაქტიკული აპრობაციის მიზნით განხილულია ერთ-ერთი ქვესადგურის მინაერთის უჯრედი, რომლის ცალხაზოვანი სქემა მოცემულია ნახაზი. №19-ზე:



ნახაზი №19. ქვესადგურის ერთ-ერთი მინაერთის უჯრედის ცალხაზოვანი სქემა

ექსპერტული შეფასების საფუძველზე ნახაზი. №19-ზე მოცემული ცალხაზოვანი სქემის ელემენტების მონაცემები შეტანილია დანართ №4-ში.

ცხრილ №25-ში მოცემული ალგორითმის გამოყენებით, დანართ №4-ის მონაცემების საფუძველზე მიღებულ შედეგებს აქვთ ცხრილ №27-ში მოცემული სახე:

ცხრილი №27 ელ.დანადგარების ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლები (რეიტინგი)

ელემენტი	დასახელება	რეიტინგი
Q_0	სალტე	2.0
Q_2	გამთიშველი	1.9667
Q_3	შემომავალი სალტე	1.9791
Q_4	ამომრთველი	2.1389
Q_8	დენის ტრ-რი	2.1666
Q_9	გამთიშველი	2.1963

პრევენციული რემონტებისათვის გამოყოფილი ბიუჯეტის თანხის მაქსიმალური 10000 ლარის პირობებში ოპტიმიზაციის ფუნქცია მიიღებს შემდეგ სახეს:

$$L - \max \quad (66)$$

შეზღუდვები:

$$D+R- Y_d - L = 0$$

$$1000* D_1 + 2000* D_2 + 1000* D_3 + 4000* D_4 + 1500* D_5 + 3000* D_6 = R \quad (67)$$

$$2* D_1 + 1.9667* D_2 + 1.9791* D_3 + 2.1389* D_4 + 2.1666* D_5 + 2.1963* D_6 = Y_d$$

$$R \leq 10000$$

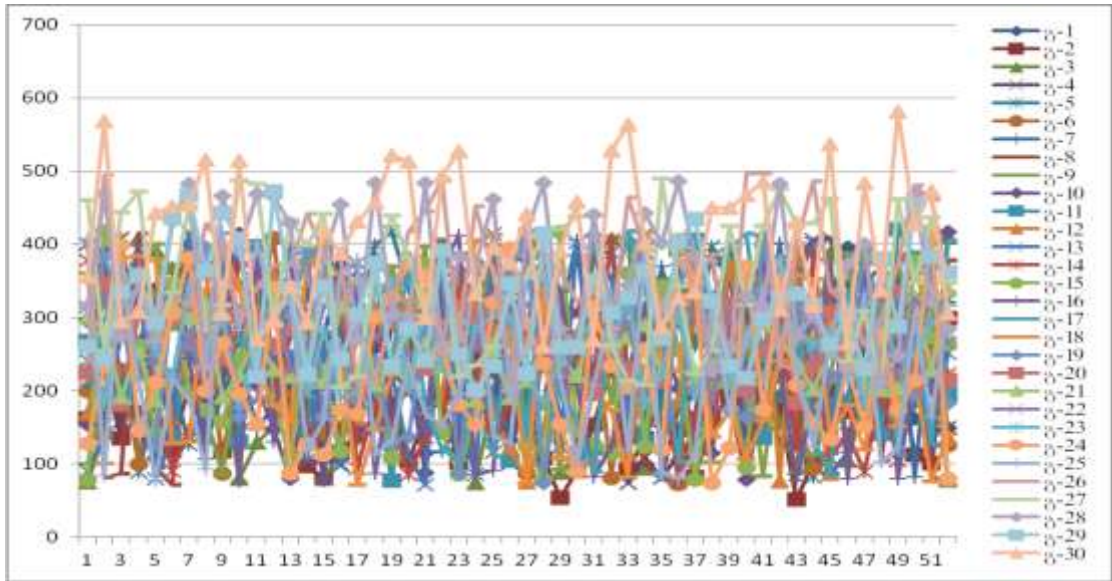
$$D_1, D_2, D_3, D_4, \dots, D_n: 0, 1$$

ოპტიმიზაციის შედეგად მიღებულია $Y_d = 8,281$ შეფასების საერთო რეიტინგი და პრევენციული რემონტისთვის შერჩეული ელ.მოწყობილობების ჩამონათვალი მოცემულია ცხრილ №28-ში.

ცხრილი №28. პრევენციული რემონტისთვის შერჩეული ელ.დანადგარები

ელემენტი	დასახელება	პრევენციული რემონტის ჩატარება
Q ₀	სალტე	არა
Q ₂	გამთიშველი	კი
Q ₃	შემომავალი სალტე	კი
Q ₄	ამომრთველი	კი
Q ₈	დენის ტრ-რი	არა
Q ₉	გამთიშველი	კი

ცხრილ №26-ში წარმოდგენილი ალგორითმის და შემუშავებული მეთოდოლოგიის პრაქტიკაში გამოყენების მიზნით, პრევენციული რემონტების ოპტიმალური დაგეგმვა განხორციელებულია ერთ-ერთი ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე, რომელიც აერთიანებს 32 მაგენერირებელ წყაროს (გენერატორს). განხილული ელექტროენერგეტიკული სისტემის პირობებია: პრევენციულ რემონტში უნდა გავიდეს ყველა გენერატორი თითოეული 1 კვირის ხანგრძლივობით. აქტიური სიმძლავრის ყოველკვირეული რეზერვის უნდა იყოს ნოლზე მეტი. ანგარიშისათვის საწყისი მონაცემები მოცემულია დანართ №5, №6-ში და ნახაზი. №20-ზე.



ნახაზი. №20. ჰიდროელექტროსადგურების საშუალო წყალმომარაგება (მკვებავი მდინარეების წყლის ჩამონადენი) კვირების მიხედვით, მ³/წმ

(12), (13), (14) ოპტიმიზაციის ფუნქციასა და განტოლებათა სისტემაში საწყისი მონაცემების ჩასმის და შესაბამისად მისი ამოხსნით მივიღებთ ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში მომუშავე გენერატორების რემონტების ოპტიმალურ გრაფიკს, რომლის შედეგებიც შეტანილია ცხრილ №29-ში.

ცხრილი №29. გენერატორების რემონტების ოპტიმალური გრაფიკი კვირების მიხედვით

გენერატორი	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
კვირა	21	43	24	33	44	36	28	6	52	15	19	27	21	36	1	10
გენერატორი	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
კვირა	45	14	28	3	24	34	47	38	5	17	16	26	24	28	1	1

III თავის დასკვნა

ჩატარებული კვლევების შედეგად, შემუშავებულია:

1. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში შემავალ ენერგობიექტებზე არსებული მოწყობილობა-დანადგარების ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის კომპლექსური შეფასების მატემატიკური მოდელი და მის საფუძველზე ჩამოყალიბებულია ამ პრობლემის გადაწყვეტის მეთოდოლოგია და ალგორითმი.

2. პრევენციული რემონტებისთვის გამოყოფილი შეზღუდული ბიუჯეტის პირობებში რემონტში გასაყვანი ელექტოდანადგარების ოპტიმალური შერჩევის ოპტიმიზაციის ფუნქცია და ალგორითმი.

3. მაგენერებელი წყაროების პრევენციული რემონტების წლიური (კვირების მიხედვით) გრაფიკის ოპტიმალური დაგეგმვის ოპტიმიზაციის ფუნქცია და ალგორითმი.

ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციული რემონტების ზემოთ ჩამოყალიბებული მეთოდოლოგია ატარებს უნივერსალურ ხასიათს, მისი გამოყენება შესაძლებელია ნებისმიერი ენერგოკომპანიისთვის. აღნიშნული მეთოდის პრაქტიკაში დანერგვა მნიშვნელოვანწილად განაპირობებს ელექტროსისტემის საიმედო ფუნქციონირებას, მომხარებელთა ელექტროენერგიით უწყვეტ ელექტრომომარაგებას და გააუმჯობესებს ორგანიზაციის ეკონომიკურ მაჩვენებლებს.

თავი IV. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვა

4.1 ამოცანის დასმა და პრობლემის გადაწყვეტის მეთოდოლოგია

ელექტროენერგეტიკული სისტემის გართულების და სიმძლავრის მუდმივი ზრდის პირობებში დიდი მნიშვნელობა ენიჭება სისტემის ნორმალური რეჟიმების ოპტიმალური მართვის საკითხის გადაწყვეტას. ოპტიმიზაციის ღონისძიებების გატარება არ მოითხოვს დიდ კაპიტალურ ხარჯებს, მაგრამ მათი გამოყენებით წარმოიქმნება ის რეზერვი, რომელიც საშუალებას იძლევა მნიშვნელოვნად ამადლდეს ელ. ენერჯის წარმოების, გადაცემისა და განაწილების ეკონომიკური, ტექნიკური და სხვ. ეფექტიანობა.

ლიტერატურული მიმოხილვის ანალიზიდან გამომდინარე განსაკუთრებულ აქტუალობას იძენს ელექტროენერგეტიკული სისტემების მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის პრობლემის ისეთი სახით გადაწყვეტა, რომ მასში მაქსიმალურად გათვალისწინებული იყოს ყველა ის შესაძლო ფაქტორი, რომელიც მაქსიმალურად უზრუნველყოფს სისტემის მუშაობის ეფექტიანობას. ფუნქციონირების საიმედოობასთან ერთად მიღწეული უნდა იყოს სისტემაში შემავალი ყველა სუბიექტის ინტერესების დაცვა.

ელექტროენერგეტიკული სისტემების ფუნქციონირების რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის მსოფლიოში გამოჩენილი მეცნიერების ამ საკითხისადმი მიძღვნილი კვლევების [1,2,3,4,5] შედეგების შესწავლის და ლიტერატურული მიმოხილვის ანალიზის შედეგად მივედით იმ დასკვნამდე, რომ დასმული პრობლემის სრულყოფილად გადაჭრა შესაძლებელია კვლევისადმი სისტემური მიდგომით და ოპტიმიზაციის ისეთი კრიტერიუმის შერჩევით, რომელსაც ექნება კომპლექსური ხასიათი და მოიცავს ოპტიმიზაციაზე მოქმედ ყველა შესაძლო ფაქტორს.

სწორედ ამ გარემოების გათვალისწინებით არის შერჩეული ელექტროენერგეტიკული სისტემის ფუნქციონირების რეჟიმების ქვემოთ ჩამოთვლილი კრიტერიუმები:

საწყის ეტაპზე აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილებისთვის შემუშავებულია ოპტიმიზაციის ფუნქცია შემდეგი კრიტერიუმებისა და შეზღუდვების გათვალისწინებით:

- მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების გამომუშავება – $E_{hpp}(reg)$ მაქსიმუმი;
- მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების დატვირთვის გრაფიკში მონაწილეობა – G_{hpp} მაქსიმუმი;
- მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურებიდან იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობა – W მინიმუმი;
- მარეგულირებელ ელექტროსადგურების წყლის ხარჯი – $Q_{hpp}(reg)$ მინიმუმი;
- სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების გამომუშავება – $E_{hpp}(sez)$ მაქსიმუმი;
- სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების გამოყენებელი წყლის მოცულობა – Z მინიმუმი;
- თბოელექტროსადგურების სათბობის ხარჯი – B მინიმუმი;
- თბოელექტროსადგურების CO₂ ემისია – C მინიმუმი;
- ელექტროენერჯის წარმოების შეფერხებების რისკის დონე – S მინიმუმი;
- ელექტროენერჯის წარმოების საშუალო შეწონილი ტარიფი – T_{saS} მინიმუმი.

ელექტროსადგურებს აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების ოპტიმიზაციის ფუნქციის შესადგენად საწყის ეტაპზე განხორციელებულია ელექტროსადგურების (აგრეგატების) ენერგეტიკული მახასიათებლების აგება [1,2,5].

ელექტროენერჯის წარმოების, გადაცემისა და განაწილების პროცესში ენერგოსისტემის თითოეული ელემენტის, დანადგარმოწყობილობების მუშაობის ეფექტურობა დამოკიდებულია მთელ რიგ ტექნიკურ-ეკონომიკურ მახასიათებლებზე, რომელთა შორის

მნიშვნელოვანი როლი უჭირავს ელექტროსადგურების (აგრეგატების) ენერგეტიკულ მახასიათებლებს [1,2,5].

ელექტროენერგეტიკული რეჟიმების ოპტიმიზაციის ამოცანების გადასაწყვეტად განტოლებათა სისტემაში ელექტროსადგურის სახარჯო და თბოელექტროსადგურების მანვე ნივთიერებების გამონაბოლქვის ემისიის მახასიათებლების გათვალისწინების მიზნით გამოყენებულია მახასიათებლების გენერატორის დატვირთვაზე დამოკიდებულების აღმწერი მეორე რიგის პოლინომის ფუნქცია [1,2,5]:

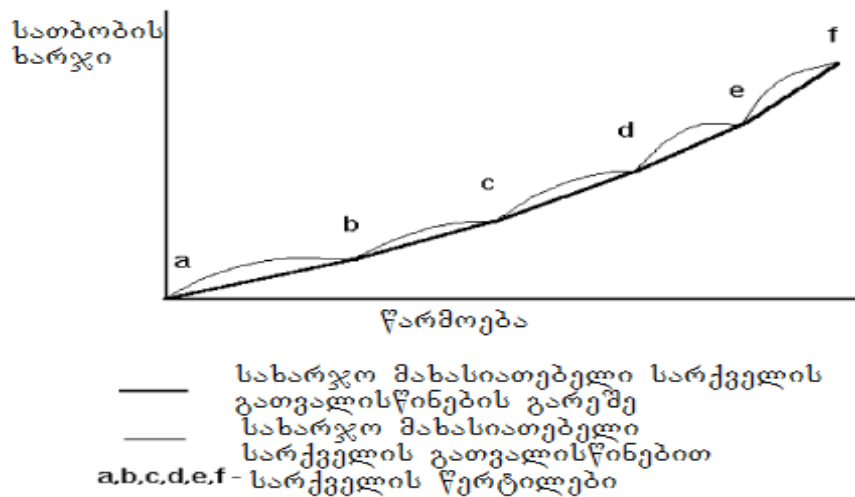
$$Q = a + bP + cP^2 \quad (70) \text{ წყლის ხარჯის ენერგეტიკული მახასიათებელი}$$
$$B = a + bP + cP^2 \quad (71) \text{ სათბობის ხარჯის ენერგეტიკული მახასიათებელი}$$

სადაც, a, b, c – სათბობის ხარჯია a, b, c – სათბობის და წყლის ხარჯის მახასიათებლების კოეფიციენტებია; P – თბოელექტროსადგურის და ჰიდროელექტროსადგურის გენერატორების ელექტროენერჯის მიმდინარე გამომუშავება;

სახარჯო მახასიათებლების აგების საფუძველს შეიძლება წარმოადგენდეს როგორც ქარხნული მონაცემები, ასევე ნატურალური გაზომვების შედეგები. ქარხნული მონაცემები ექსპლუატაციის პირობებში იცვლება და, ამიტომ, საჭიროა პერიოდულად ჩატარდეს ნატურალური გაზომვები. ნატურალური გაზომვები საშუალებას გვაძლევს დავადგინოთ საქარხნო მონაცემების დროში ცვლილების დინამიკა და, აქედან გამომდინარე, ასეთი გაზომვების შედეგები უფრო მიახლოებულია რეალობასთან.

ზემოაღნიშნული სათბობის ხარჯის ენერგეტიკული მახასიათებელი აღწერს მხოლოდ მცირე სიმძლავრის ერთსარქველიანი ორთქლტურბინიანი ტურბინების სახარჯო მახასიათებლებს. პრაქტიკაში თბოელექტროსადგურის ექსპლუატაციის დროს სათბობის ხარჯი გაცილებით მეტია ვიდრე სათბობის ხარჯის კვადრატული მახასიათებლის შემთხვევაში, რაც განპირობებულია სარქველების რაოდენობითა და მათი მახასიათებლებით, რასაც “სარქველის დატვირთვის ეფექტს” უწოდებენ [78,79,80]. დიდი სიმძლავრის ორთქლტურბინიანი თბოელექტროსადგურები ექსპლუატაციის

პროცესში დატვირთვის გაზრდის დროს თანმიმდევრობით ხორციელდება სარქველების გაღება/დაკეტვა. თითოეული სარქველის გაღების დროს ხდება სათბობის ხარჯის დიდი ზრდა, რაც გამოწვეულია დანაკარგებით. აღნიშნული თანდათანობით იკლებს სარქველის გაღებასთან ერთად. აღნიშნულის გათვალისწინებით სათბობის სახარჯო მახასიათებელი მიიღებს ნახაზი. №21-ზე მოცემულ სახეს:



ნახაზი №21. სათბობის სახარჯო მახასიათებელი სარქველის ეფექტის გათვალისწინებით და გათვალისწინების გარეშე (5 სარქველის შემთხვევაში)

ოპტიმიზაციის ფუნქციაში “სარქველის დატვირთვის ეფექტი“-ს გასათვალისწინებლად მსოფლიო პრაქტიკაში გამოყენებულია სინუსოიდალური ფუნქცია [78,79,80].

საბოლოო მახასიათებელს აქვს შემდეგი სახე:

$$B = a + bP + cP^2 + |e * \sin (f(P_{min} - P))| \quad (71)$$

სადაც, B – სათბობის ხარჯია a , b , c – სათბობის ხარჯის მახასიათებლის კოეფიციენტებია; e და f სარქველის მდგომარეობის ამსახველი წერტილების კოეფიციენტებია. P_{min} – თბოელექტროსადგურის გენერატორის მიერ ელექტროენერჯის დასაშვები მინიმალური გამომუშავებაა; P - თბოელექტროსადგურის გენერატორის ელექტროენერჯის მიმდინარე გამომუშავებაა;

დიდი გლობალური პრობლემა, რომელიც უკავშირდება ენერგოეფექტურობას, არის გარემოს დაცვა ანუ ენერგეტიკის გარემოზე ნეგატიური ზემოქმედების შემცირება. ენერგეტიკის განვითარება

გავლენას ახდენს გარემომცველ სამყაროს ყველა სტრუქტურულ ელემენტზე: ატმოსფეროზე, ჰიდროსფეროზე თუ ლითოსფეროზე. ენერგორესურსების მაქსიმალურად დაზოგვა და მათი ეკოლოგიურად უსაფრთხოდ გამოყენება თანამედროვე საკაცობრიო პრობლემაა. საქართველოს ენერგოსისტემის დაბალეფექტურობა უშუალო კავშირშია გარემოს დაბინძურების მასშტაბებთან. ელექტროენერგეტიკული სისტემა მაგენინირებელი წყაროები თბოელექტროსადგურები, რომლებიც ორგანული სათბობის უდიდეს მომხმარებლებს წარმოადგენენ ატმოსფერული ჰაერის ყველაზე დიდი დამაბინძურებელიც არიან. ორგანული სათბობის წვის შედეგად ატმოსფეროში გამოიბოლქვება სხვადასხვა მავნე ნივთიერებები: SO₂-ის, NO_x, CO₂, V₂O₅ და მტვრის ემისიები [81].

აქედან გამომდინარე თბოელექტროსადგურების რეჟიმების ოპტიმიზაცია გარდა სათბობის ხარჯის მინიმიზაციისა, აგრეთვე აქტუალურია ატმოსფეროში გამონაბოლქვი სხვადასხვა მავნე ნივთიერებების ოპტიმიზაციის კუთხიდან.

აღნიშნულიდან გამომდინარე ოპტიმიზაციის ფუნქციაში შემოტანილია CO₂ ემისიის მახასიათებელი [13,24,26].

$$C = C_0 + aP + bp^2 \quad \text{CO}_2\text{-ის ემისიის მახასიათებელი (72)}$$

სადაც, C – CO₂ ემისიის მოცულობა; C₀, a, b – CO₂ ემისიის მახასიათებლის კოეფიციენტებია; P - თბოელექტროსადგურის გენერატორის ელექტროენერჯის მიმდინარე გამომუშავება;

ექსპერიმენტით (ნატურალური გაზომვების) მონაცემების საფუძველზე ანალიზური გამოსახულების მისაღებად გამოყენებულია უმცირეს კვადრატთა მეთოდი [5].

ზემოაღნიშნული კრიტერიუმებისა და ელექტროსადგურების მახასიათებლების საფუძველზე ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ყოველსაათობრივად (დღე-ღამურად) ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების უზრუნველსაყოფად შემუშავებულია არაწრფივი ოპტიმიზაციის ფუნქცია შემდეგი შეზღუდვებით:

მიზნის ფუნქცია:

$$E_{hnp(reg)} + E_{hnp(sez)} - (G_{hnp} + W + Z + B + Q + C + S + T_{sas}) \Rightarrow \max \quad (73)$$

შეზღუდვები:

საბიზო ცვლადები: $P_{jk}, P_{jo}, P_{jf}, P_{jy}$

გენერატორის სტატუსი: $X_{jk}, X_{jo}, X_{jf}, X_{jy}$

ელექტროენერგეტიკული ბალანსი: $E_j + E_{j\ import} = D_j + E_{j\ export}$

იმპორტი: თუ $E_j < D_j$ მაშინ $E_{j\ import} = D_j - E_j$ (74)

სხვა შემთხვევაში $E_{j\ import} = 0$

ექსპორტი: თუ $E_j > D_j$ მაშინ $E_{j\ export} = E_j - D_j$

სხვა შემთხვევაში $E_{j\ export} = 0$

სადაც,

$E_{hnp(reg)}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hnp(sez)}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

Z - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების გამოუყენებელი წყლის ჯამური დღე-ღამური მოცულობაა, მლნ.მ³;

G_{hnp} - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების დღე-ღამური დატვირთვის გრაფიკში მაქსიმალური მონაწილეობის აღმნიშვნელი ცვლადია (ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამური დატვირთვისა და მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური წარმოების შორის სხვაობაა), მგვტ.სთ;

W - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი წყალსაცავებიდან იძულებით გაშვებული წყლის ჯამური დღე-ღამური მოცულობაა, მლნ. მ³;

B - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური სათბობის ხარჯია, კგ/სთ;

Q - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური წყლის ხარჯია, მ³/წმ;

C - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური CO₂ ემისიის მოცულობაა, კგ/სთ;

S - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული ელექტროსადგურების ელექტროენერგიის წარმოების შეფერხებების რისკის ჯამური დღე-ღამური დონე;

P_{jk} - j საათს k გენერატორის ელ.ენერგიის გამომუშავებაა (მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

P_{jo} - j საათს o გენერატორის ელ.ენერგიის გამომუშავებაა (სეზონური ჰიდროელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

P_{jf} - j საათს f გენერატორის ელ.ენერგიის გამომუშავებაა (თბოელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

P_{jy} - j საათს y გენერატორის ელ.ენერგიის გამომუშავებაა (სხვა გენერაციის წყარო), მგვტ.სთ;

X_{jk} - j საათს k გენერატორის მდგომარეობაა (0 - გამორთულია, 1 - ჩართულია);

X_{jo} - j საათს o გენერატორის მდგომარეობაა (0 - გამორთულია, 1 - ჩართულია);

X_{jf} - j საათს f გენერატორის მდგომარეობაა (0 - გამორთულია, 1 - ჩართულია);

X_{jy} - j საათს y გენერატორის მდგომარეობაა (0 - გამორთულია, 1 - ჩართულია);

E_j - j საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემაში ელექტროენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{j\text{ import}}$ - j საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემაში იმპორტირებული ელექტროენერგიის მოცულობაა, მგვტ.სთ;

D_j - j საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვაა, მგვტ.სთ;

$E_{j\ export}$ - j საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემიდან ექსპორტირებული ელექტროენერგიის მოცულობაა, მგვტ.სთ;

მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურებში:

- ელექტროენერგიის გამომუშავება განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$E_{hpp(reg)} = \sum_{i=1}^m E_{hpp(reg)i} \quad E_{hpp(reg)i} = \sum_{j=1}^{24} E_{hpp(reg)j}$$

$$E_{hpp(reg)j} = \sum_{k=1}^n E_{hpp(reg)jk} \quad E_{hpp(reg)jk} = P_{jk} \quad (75)$$

$$P_{jk\ min} \leq P_{jk} \leq P_{jk\ max}$$

$$\text{თუ } P_{jk\ min} < P_{jk} \text{ მაშინ } X_{jk} = 1$$

$$\text{სხვა შემთხვევაში } X_{jk} = 0$$

სადაც,

j - საათია;

i - მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

m - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობა;

n - i მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

k - i მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომერია;

$P_{jk\ min}$ - j საათს k გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის მინიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$P_{jk\ max}$ - j საათს k გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის მაქსიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

P_{jk} - j საათს k გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(рег)j}$ - j საათს მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის ჯამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(рег)i}$ - i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(рег)}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

- დატვირთვის გრაფიკში მაქსიმალური მონაწილეობა იანგარიშება ფორმულით:

$$G_{hpp} = \sum_{j=1}^{24} G_{j\ hpp} \quad G_{j\ hpp} = D_j - E_{hpp(рег)j} \quad (76)$$

სადაც,

D_j - j საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამური დატვირთვაა, მგვტ.სთ;

$G_{j\ hpp}$ - j საათს ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამური დატვირთვისა და მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური წარმოების შორის სხვაობაა, მგვტ.სთ.

- წყლის ხარჯი გამოითვლება:

$$Q_{hpp(рег)} = \sum_{i=1}^m Q_{hpp(рег)i} \quad Q_{hpp(рег)i} = \sum_{j=1}^{24} Q_{hpp(рег)j} \quad (77)$$

$$Q_{hpp(рег)j} = \sum_{k=1}^n 3600 * Q_{hpp(рег)jk} \quad Q_{hpp(рег)jk} = a_{jk} + b_{jk}P_{jk} + c_{jk}P_{jk}^2$$

სადაც,

a_{ji}, b_{jk}, c_{jk} - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის k გენერატორის წყლის ხარჯის ენერგეტიკული მახასიათებლის კოეფიციენტებია;

$Q_{hpp(reg)jk}$ - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის k გენერატორის P_{jk} შესაბამისი დატვირთვის წყლის ხარჯია, მ³/წმ;

$Q_{hpp(reg)j}$ - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის k გენერატორის P_{jk} შესაბამისი დატვირთვის წყლის საათობრივი ხარჯია, მ³/წმ;

$Q_{hpp(reg)i}$ - i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის დღე-ღამური წყლის ხარჯია, მ³/წმ;

$Q_{hpp(reg)}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური წყლის ხარჯია, მ³/წმ;

- წყლის ბალანსი განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$V_{ij+1} = V_{ji} + 3600 * H_{ji} - 3600 * Q_{ji} - 3600 * W_{ji} \quad V_{24} = V_1$$

$$0 \leq W_{jk} \leq W_{jk \max} \quad W_j = \sum_{k=1}^n W_{jk} \quad W_i = \sum_{j=1}^{24} W_j \quad W = \sum_{i=1}^m W_i \quad (78)$$

სადაც,

V_{ji} - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის წყალსაცავში არსებული წყლის მოცულობაა, მლნ. მ³;

H_{ji} - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის წყალსაცავში წყლის ბუნებრივი ჩამონადენია, მ³/წმ;

Q_{ji} - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის წყლის ხარჯია, მ³/წმ, ელექტროენერჯის წარმოებაზე;

W_{ji} - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურიდან იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობაა, მ³/წმ;

$W_{jk \max}$ - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურიდან იძულებით გაშვებული წყლის მაქსიმალური (დასაშვები) მოცულობაა, მ³/წმ;

W_i - i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურიდან დღე-ღამურად იძულებით გაშვებული წყლის ჯამური მოცულობაა, მ³/წმ;

W - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი წყალსაცავიდან იძულებით გაშვებული წყლის ჯამური მოცულობაა, მ³/წმ.

- ელექტროენერჯის გამომუშავების რისკის დონის შეფასება წარმოებს განტოლებით:

$$S_{hpp(reg)} = \sum_{i=1}^m S_{hpp(reg)i} S_{hpp(reg)i} = \sum_{j=1}^{24} S_{hpp(reg)j}$$

$$S_{hpp(reg)j} = \sum_{k=1}^n S_{hpp(reg)jk} S_{hpp(reg)jk} = R_{hpp(reg)jk} * P_{jk} \quad (79)$$

სადაც,

j - საათია;

i - მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

m - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობაა;

n - i მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

k - i მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

P_{jk} - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის k გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$R_{hpp(reg)jk}$ - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის k გენერატორის გამორთვის ალბათობაა;

$S_{hpp(reg)jk}$ - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის k გენერატორის რისკის დონე;

$S_{hpp(reg)j}$ - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის გამომუშავების რისკის დონე;

$S_{hpp(reg)i}$ - i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის გამომუშავების დღე-ღამური რისკის დონე;

$S_{hpp(reg)}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების დღე-ღამური გამომუშავების რისკის დონე.

- გაყიდული ელექტროენერგიიდან მიღებული შემოსავლის საანგარიშო ფორმულას აქვს სახე:

$$I_{hpp(reg)} = \sum_{i=1}^m I_{hpp(reg)i} \quad I_{hpp(reg)i} = \sum_{j=1}^{24} I_{hpp(reg)j} \quad (80)$$

$$I_{hpp(reg)j} = \sum_{k=1}^n I_{hpp(reg)jk} \quad I_{hpp(reg)jk} = T_{hpp(reg)jk} * P_{jk}$$

სადაც,

j – საათია;

i – მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

m – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობა;

n – i მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

k – i მარეგულირებელ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

P_{jk} – j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის k გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$T_{hpp(reg)jk}$ – j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის k გენერატორის ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფია, ლარი/მგვტ.სთ;

$I_{hpp(reg)jk}$ – j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის k გენერატორის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(reg)j}$ – j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(рег)}i$ - i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(рег)}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ.

- სხვა სასადგურე და ჰიდროტექნიკური შეზღუდვები იანგარიშება:

$$Q_{hpp(рег)jk,sxva} + W_{ji} \leq W_{jk \max} \quad (81)$$

სადაც,

$W_{jk \max}$ - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურიდან იძულებით გაშვებული წყლის მაქსიმალური (დასაშვები) მოცულობაა, მ³/წმ;

W_{ji} - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურიდან იძულებით გაშვებული წყლის მოცულობაა, მ³/წმ;

$Q_{hpp(рег)jk,sxva}$ - j საათს i მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის k გენერატორის სხვა წყლის ხარჯია გამოწვეული სხვადასხვა ჰიდროტექნიკური და სასადგურე შეზღუდვებით, კერძოდ მდინარის სანიტარული ნორმები, ირიგაციის მოთხოვნები და სხვა, მ³/წმ.

სეზონური ჰიდროელექტროსადგურებში:

- ელექტროენერჯის გამომუშავება იანგარიშება გამოსახულებით:

$$E_{hpp(sez)} = \sum_{i=1}^z E_{hpp(sez)i} = \sum_{j=1}^{24} E_{hpp(sez)j} = \sum_{o=1}^w E_{hpp(sez)jo} \quad (82)$$

$$E_{hpp(sez)jo} = P_{jo} \quad P_{jo \min} \leq P_{jo} \leq P_{jo \max}$$

თუ $P_{jo \min} < P_{jo}$ მაშინ $X_{jo} = 1$

სხვა შემთხვევაში $X_{jo} = 0$

სადაც,

j – საათია;

i – სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

z – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობა;

w – i სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

o – i სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jo \min}$ – j საათს o გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის მინიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$P_{jo \max}$ – j საათს o გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის მაქსიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

P_{jo} – j საათს o გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)j}$ – j საათს სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის ჯამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)i}$ – i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)}$ – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

- წყლის ხარჯის მოცულობა გამოითვლება შემდეგი გამოსახულებით:

$$Q_{hpp(sez)} = \sum_{i=1}^z Q_{hpp(sez)i} \quad Q_{hpp(sez)i} = \sum_{j=1}^{24} Q_{hpp(sez)j} \quad (83)$$

$$Q_{hpp(sez)j} = \sum_{o=1}^w 3600 * Q_{hpp(sez)jo} \quad Q_{hpp(sez)jo} = a_{jo} + b_{jo} P_{jo} + c_{jo} P_{jo}^2$$

სადაც,

a_{jo}, b_{jo}, c_{jo} - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის o გენერატორის წყლის ხარჯის ენერგეტიკული მახასიათებლის კოეფიციენტებია;

$Q_{hpp(sez)jo}$ - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის o გენერატორის P_{jo} შესაბამისი დატვირთვის წყლის ხარჯია, მ³/წმ;

$Q_{hpp(sez)j}$ - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის o გენერატორის P_{jo} შესაბამისი დატვირთვის წყლის საათობრივი ხარჯია, მ³/წმ;

$Q_{hpp(sez)i}$ - i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის დღე-ღამური წყლის ხარჯია, მ³/წმ;

$Q_{hpp(sez)}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური წყლის ხარჯია, მ³/წმ;

- ელექტროენერჯის გამომუშავების რისკის დონის შეფასება წარმოებულია შემდეგი ფორმულებით:

$$S_{hpp(sez)} = \sum_{i=1}^z S_{hpp(sez)i} \quad S_{hpp(sez)i} = \sum_{j=1}^{24} S_{hpp(sez)j} \quad (84)$$

$$S_{hpp(sez)j} = \sum_{o=1}^w S_{hpp(sez)jo} \quad S_{hpp(sez)jo} = R_{hpp(sez)jo} * P_{jo}$$

სადაც,

j - საათია;

i - სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

z - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობაა;

w - i სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

o - i სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

P_{jo} - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის o გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$R_{hpp(sez)jo}$ - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის o გენერატორის გამორთვის ალბათობაა;

$S_{hpp(sez)jo}$ - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის o გენერატორის რისკის დონე;

$S_{hpp(sez)j}$ - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის გამომუშავების რისკის დონე;

$S_{hpp(sez)i}$ - i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის გამომუშავების დღე-ღამური რისკის დონე;

$S_{hpp(sez)}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების ელ.ენერგიის დღე-ღამური გამომუშავების რისკის დონე.

- გაყიდული ელექტროენერგიიდან მიღებული შემოსავალი იანგარიშება ფორმულით:

$$I_{hpp(sez)} = \sum_{i=1}^z I_{hpp(sez)i} \quad I_{hpp(sez)i} = \sum_{j=1}^{24} I_{hpp(sez)j} \quad (85)$$

$$I_{hpp(sez)j} = \sum_{o=1}^w I_{hpp(sez)jo} \quad I_{hpp(sez)jo} = T_{hpp(sez)jo} * P_{jo}$$

სადაც,

j - საათია;

i - სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის ნომერია;

z - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის რაოდენობაა;

w - i სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

o - i სეზონურ ჰიდროელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

P_{jo} - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის o გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$T_{hpp(sez)jo}$ - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის o გენერატორის ელექტროენერჯის წარმოების ტარიფია, ლარი/მგვტ.სთ;

$I_{hpp(sez)jo}$ - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის o გენერატორის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(sez)j}$ - j საათს i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(sez)i}$ - i სეზონური ჰიდროელექტროსადგურის დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(sez)}$ - ელექტროენერჯეტიკულ სისტემაში არსებული სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ.

თბოელექტროსადგურებში:

- ელექტროენერჯის გამომუშავება იანგარიშება:

$$E_{thermal} = \sum_{i=1}^r E_{thermal\ i} \quad E_{thermal\ i} = \sum_{j=1}^{24} E_{thermal\ j} \quad E_{thermal\ j} = \sum_{f=1}^u E_{thermal\ jf} \quad (86)$$

$$E_{thermal\ jf} = P_{jf} \quad P_{jf\ min} \leq P_{jf} \leq P_{jf\ max}$$

$$\text{თუ } P_{jf\ min} < P_{jf} \text{ მაშინ } X_{jf} = 1$$

$$\text{სხვა შემთხვევაში } X_{jf} = 0$$

სადაც,

j - საათია;

i - სეზონური თბოელექტროსადგურის ნომერია;

z - ელექტროენერჯეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურის რაოდენობაა;

w - i თბოელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

o - i თბოელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

$P_{jo\ min}$ - j საათს o გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის მინიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$P_{jo\ max}$ - j საათს o გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის მაქსიმალური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

P_{jo} - j საათს o გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)j}$ - j საათს თბოელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის ჯამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)i}$ - i თბოელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერგიის დღე-ღამური გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

- სათბობის ხარჯის მოცულობა განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$B_{thermal} = \sum_{i=1}^r B_{thermal\ i} \quad B_{thermal\ i} = \sum_{j=1}^{24} B_{thermal\ j} \quad (87)$$

$$B_{thermal\ j} = \sum_{f=1}^u B_{thermal\ jf} \quad B_{thermal\ jf} = a_{jf} + b_{jf}P_{jf} + c_{jf}P_{jf}^2 + |e * \sin(f(P_{min} - P_{jf}))|$$

სადაც,

a_{jf}, b_{jf}, c_{jf} - j საათს i თბოელექტროსადგურის f გენერატორის სათბობის ხარჯის ენერგეტიკული მახასიათებლის კოეფიციენტებია;

$B_{thermal\ jf}$ - j საათს i თბოელექტროსადგურის f გენერატორის

P_{jf} შესაბამისი დატვირთვის სათბობის ხარჯია, კვ/სთ;

$B_{thermal\ j}$ - j საათს i თბოელექტროსადგურის f გენერატორის

P_{jf} შესაბამისი დატვირთვის წყლის საათობრივი ხარჯია, კვ/სთ;

$B_{thermal\ i}$ - i თბოელექტროსადგურის დღე-ღამური სათბობის ხარჯია, კვ/სთ;

$B_{thermal}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური სათბობის ხარჯია, კგ/სთ;

- CO_2 -ის ემისიის მოცულობა იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:

$$C_{thermal} = \sum_{i=1}^r C_{thermal\ i} \quad C_{thermal\ i} = \sum_{j=1}^{24} C_{thermal\ j} \quad (88)$$

$$C_{thermal\ j} = \sum_{v=1}^u C_{thermal\ jf} \quad C_{thermal\ jv} = a_{jv} + b_{jv}P_{jv} + c_{jv}P_{jv}^2$$

სადაც,

a_{jv}, b_{jv}, c_{jv} - j საათს i თბოელექტროსადგურის v გენერატორის CO_2 ემისიის მახასიათებლის კოეფიციენტებია;

$C_{thermal\ jv}$ - j საათს i თბოელექტროსადგურის v გენერატორის P_{jv} შესაბამისი დატვირთვის პირობებში CO_2 ემისიის საათობრივი რაოდენობაა, კგ/სთ;

$C_{thermal\ j}$ - j საათს i თბოელექტროსადგურის P_{jv} ჯამური დატვირთვის პირობებში CO_2 ემისიის საათობრივი რაოდენობაა, კგ/სთ;

$C_{thermal\ i}$ - i თბოელექტროსადგურის CO_2 დღე-ღამური ემისიის რაოდენობაა, კგ/სთ;

$C_{thermal}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების CO_2 ემისიის ჯამური დღე-ღამური რაოდენობაა, კგ/სთ;

- ელექტროენერჯის გამომუშავების რისკის დონის შეფასება სრულდება ფორმულით:

$$S_{thermal} = \sum_{i=1}^r S_{thermal\ i} \quad S_{thermal\ i} = \sum_{j=1}^{24} S_{thermal\ j} \quad (89)$$

$$S_{thermal\ j} = \sum_{f=1}^u S_{thermal\ jf} \quad S_{thermal\ jf} = R_{thermal\ jf} * P_{jf}$$

სადაც,

j – საათია;

i – თბოელექტროსადგურის ნომერია;

r – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურის რაოდენობაა;

u – i თბოელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

f – i თბოელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

P_{jf} – j საათს i თბოელექტროსადგურის o გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$R_{thermal\ jf}$ – j საათს i თბოელექტროსადგურის o გენერატორის გამორთვის ალბათობაა;

$S_{thermal\ jf}$ – j საათს i თბოელექტროსადგურის o გენერატორის რისკის დონე;

$S_{thermal\ j}$ – j საათს i თბოელექტროსადგურის გამომუშავების რისკის დონე;

$S_{thermal\ i}$ – i თბოელექტროსადგურის გამომუშავების დღე-ღამური რისკის დონე;

$S_{thermal}$ – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების დღე-ღამური გამომუშავების რისკის დონე.

- გაყიდული ელექტროენერგიიდან მიღებული შემოსავალი ნაანგარიშებულია შემდეგი გამოსახულებით:

$$I_{thermal} = \sum_{i=1}^r I_{thermal\ i} I_{thermal\ i} = \sum_{j=1}^{24} I_{thermal\ j} \quad (90)$$

$$I_{thermal\ j} = \sum_{f=1}^u I_{thermal\ jf} I_{thermal\ jf} = T_{thermal\ jf} * P_{jf}$$

სადაც,

j – საათია;

i – თბოელექტროსადგურის ნომერია;

r – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურის რაოდენობაა;

u – i თბოელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

f – i თბოელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

P_{jf} – j საათს i თბოელექტროსადგურის f გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$T_{thermal\ jf}$ – j საათს i თბოელექტროსადგურის f გენერატორის ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფია, ლარი/მგვტ.სთ;

$I_{thermal\ jf}$ – j საათს i თბოელექტროსადგურის f გენერატორის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{thermal\ j}$ – j საათს i თბოელექტროსადგურის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{thermal\ i}$ – i თბოელექტროსადგურის დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{thermal}$ – ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თბოელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ.

- თბური (თერმული) შეზღუდვების ანგარიში ჩატარებულია ორ ეტაპად:

- ირველ ეტაპზე იანგარიშება გენერატორების ჩართულ მდგომარეობაში ყოფნის (მუშაობის) მინიმალური დრო:

$$T_{f,on,i,j} \geq T_{f,up,i,j} \quad (91)$$

სადაც,

$T_{f,on,j}$ – j საათს i თბოელექტროსადგურის f გენერატორის ჩართულ მდგომარეობაში ყოფნის (მუშაობის) დროა, სთ;

$T_{f,up,i,j}$ - j საათს i თბოელექტროსადგურის f გენერატორის ჩართულ მდგომარეობაში ყოფნის (მუშაობის) დასაშვები მინიმალური დროა, სთ.

- მეორე ეტაპზე იანგარიშება გენერატორების გამორთულ მდგომარეობაში ყოფნის მინიმალური დრო:

$$T_{f,off,i,j} \geq T_{f,down,i,j} \quad (92)$$

სადაც,

$T_{f,off,j}$ - j საათს i თბოელექტროსადგურის f გენერატორის გამორთულ მდგომარეობაში ყოფნის დროა, სთ;

$T_{f,off,i,j}$ - j საათს i თბოელექტროსადგურის f გენერატორის გამორთულ მდგომარეობაში ყოფნის მინიმალური დროა, სთ.

გენერაციის სხვა წყაროების:

- ელექტროენერჯის გამომუშავების მოცულობების ანგარიში წარმოებს შემდეგი გამოსახულებით:

$$E_{other} = \sum_{i=1}^d E_{other\ i} \quad E_{other\ i} = \sum_{j=1}^{24} E_{other\ j} \quad E_{other\ j} = \sum_{y=1}^x E_{other\ jy}$$

$$E_{other\ jy} = P_{jy} P_{jy\ min} \leq P_{jy} \leq P_{jy\ max} \quad (93)$$

თუ $P_{jy\ min} < P_{jy}$ მაშინ $X_{jy} = 1$

სხვა შემთხვევაში $X_{jy} = 0$

სადაც,

j - საათია;

i - სხვა ელექტროსადგურის ნომერია;

z - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სხვა

ელექტროსადგურის რაოდენობაა;

w – i სხვა ელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობა;

o – i სხვა ელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრები;

$P_{jo \min}$ – j საათს o გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის მინიმალური გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$P_{jo \max}$ – j საათს o გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის მაქსიმალური გამომუშავება, მგვტ.სთ;

P_{jo} – j საათს o გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)j}$ – j საათს სხვა ელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის ჯამური გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)i}$ – i სხვა ელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის დღე-ღამური გამომუშავება, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)}$ – ელექტროენერჯეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურის მიერ ელ.ენერჯის დღე-ღამური გამომუშავება, მგვტ.სთ;

- პირველადი რესურსის ხარჯის ანგარიში ჩატარებულია შემდეგი ფორმულებით:

$$B_{other} = \sum_{i=1}^d B_{other i} \quad B_{other i} = \sum_{j=1}^{24} B_{other j} \quad (94)$$

$$B_{other j} = \sum_{y=1}^x B_{other jy} \quad B_{other jy} = a_{jy} + b_{jy} P_{jy} + c_{jy} P_{jy}^2$$

სადაც,

a_{jy}, b_{jy}, c_{jy} – j საათს i სხვა ელექტროსადგურის y გენერატორის პირველადი რესურსის ხარჯის ენერჯეტიკული მახასიათებლის კოეფიციენტებია;

$B_{thermal\ j}$ - j საათს i სხვა ელექტროსადგურის y გენერატორის P_{jy} შესაბამისი დატვირთვის პირველადი რესურსის ხარჯია, კგ(მ³)/სთ(წმ);;

$B_{thermal\ j}$ - j საათს i სხვა ელექტროსადგურის y გენერატორის P_{jy} შესაბამისი დატვირთვის პირველადი რესურსის საათობრივი ხარჯია, კგ(მ³)/სთ(წმ);;

$B_{thermal\ i}$ - i სხვა ელექტროსადგურის პირველადი რესურსის დღე-ღამური ხარჯია, კგ(მ³)/სთ(წმ);;

$B_{thermal}$ - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურების პირველადი რესურსის ჯამური დღე-ღამური ხარჯია, კგ(მ³)/სთ(წმ);

- ელექტროენერჯის გამომუშავების რისკის დონე შეფასებულია გამოსახულებით:

$$S_{other} = \sum_{i=1}^d S_{other\ i} \quad S_{other\ i} = \sum_{j=1}^{24} S_{other\ j} \quad (95)$$

$$S_{other\ j} = \sum_{y=1}^x S_{other\ jy} \quad S_{other\ jy} = R_{other\ jy} * P_{jy}$$

სადაც,

j - საათია;

i - სხვა ელექტროსადგურის ნომერია;

d - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურის რაოდენობაა;

x - i სხვა ელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

y - i სხვა ელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

P_{jy} - j საათს i სხვა ელექტროსადგურის y გენერატორის მიერ ელ.ენერჯის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$R_{other\ jy}$ - j საათს i სხვა ელექტროსადგურის y გენერატორის გამორთვის ალბათობაა;

$S_{other\ jy}$ - j საათს i სხვა ელექტროსადგურის y გენერატორის რისკის დონე;

$S_{other\ i - j}$ საათს i სხვა ელექტროსადგურის გამომუშავების რისკის დონე;

$S_{thermal\ i}$ - i სხვა ელექტროსადგურის გამომუშავების დღე-ღამური რისკის დონე;

S_{other} - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურების დღე-ღამური გამომუშავების რისკის დონე.

- გაყიდული ელექტროენერგიიდან მიღებული შემოსავალი განისაზღვრება შემდეგი გამოსახულებით:

$$I_{other} = \sum_{i=1}^d I_{other\ i} \quad I_{other\ i} = \sum_{j=1}^{24} I_{other\ j} \quad (96)$$

$$I_{other\ j} = \sum_{y=1}^x I_{other\ jy} \quad I_{other\ jy} = T_{other\ jy} * P_{jy}$$

სადაც,

j - საათია;

i - სხვა ელექტროსადგურის ნომერია;

d - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურის რაოდენობაა;

x - i სხვა ელექტროსადგურზე მდგარი გენერატორების რაოდენობაა;

y - i სხვა ელექტროსადგურზე არსებული გენერატორების ნომრებია;

P_{jy} - j საათს i სხვა ელექტროსადგურის y გენერატორის მიერ ელ.ენერგიის გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$T_{other\ jy}$ - j საათს i სხვა ელექტროსადგურის y გენერატორის ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფია, ლარი/მგვტ.სთ;

$I_{other\ jy}$ - j საათს i სხვა ელექტროსადგურის y გენერატორის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{other\ j}$ - j საათს i სხვა ელექტროსადგურის შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{other\ i}$ - i სხვა ელექტროსადგურის დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ;

I_{other} - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული სხვა ელექტროსადგურების ჯამური დღე-ღამური შემოსავალია, ლარი/სთ.

- ელექტროენერჯის წარმოების საშუალო შეწონილი ტარიფის საანგარიშო ფორმულას აქვს სახე:

$$T_{saS} = \frac{\sum_{j=1}^{24} T_{saS\ j}}{24} \quad T_{saS\ j} = \frac{(I_{hpp(reg)\ j} + I_{hpp(sez)\ j} + I_{thermal\ j} + I_{other\ j})}{(E_{hpp(reg)\ j} + E_{hpp(sez)\ j} + E_{thermal\ j} + E_{other\ j})} \quad (97)$$

T_{saS} - ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული ელექტროსადგურების წარმოებული ელექტროენერჯის საშუალო დღე-ღამური საშუალო შეწონილი ტარიფის სიდიდე, ლარი/მგვტ.სთ;

$I_{hpp(reg)\ j}$ - j საათს მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{hpp(sez)\ j}$ - j საათს სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{thermal\ j}$ - j საათს თბოელექტროსადგურების შემოსავალია, ლარი/სთ;

$I_{other\ j}$ - j საათს გენერაციის სხვა წყაროების შემოსავალია, ლარი/სთ;

$E_{hpp(reg)\ j}$ - j საათს მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{hpp(sez)\ j}$ - j საათს სეზონური ჰიდროელექტროსადგურების გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{thermal\ j}$ - j საათს თბოელექტროსადგურების გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

$E_{other\ j}$ - j საათს გენერაციის სხვა წყაროების გამომუშავებაა, მგვტ.სთ;

შემუშავებული ოპტიმიზაციის ფუნქცია ერთის მხრივ ახორციელებს ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში გენერატორთა შემადგენლობის ოპტიმიზაციას და მეორეს მხრივ ადგენს მათ შორის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების პარამეტრებს.

შემდგომ ეტაპზე ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალურ განაწილებაში (1) ალგორითმის საფუძველზე განსაზღვრული აქტიური სიმძლავრის ყოველსათობრივი ოპერატიული რეზერვის სიდიდეების გათვალისწინების მიზნით ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული თითოეული გენერატორის მაქსიმალური სიმძლავრეები (გამომუშავება) შეზღუდვები შეიცვლება და მიიღებს შემდეგ სახეს:

$$P_{jk \min} \leq P_{jk} \leq (P_{jk \max} - P_{jk \text{ rez}}) \quad (98)$$

$$P_{jo \min} \leq P_{jo} \leq (P_{jo \max} - P_{jo \text{ rez}}) \quad (99)$$

$$P_{jf \min} \leq P_{jf} \leq (P_{jy \max} - P_{jf \text{ rez}}) \quad (100)$$

$$P_{jy \min} \leq P_{jy} \leq (P_{jy \max} - P_{jy \text{ rez}}) \quad (101)$$

სადაც,

$P_{jk \text{ rez}}$ - j საათს k გენერატორის ოპერატიული რეზერვის სიდიდეა (მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

$P_{jo \text{ rez}}$ - j საათს o გენერატორის ოპერატიული რეზერვის სიდიდეა (სეზონური ჰიდროელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

$P_{jf \text{ rez}}$ - j საათს f გენერატორის ოპერატიული რეზერვის სიდიდეა (თბოელექტროსადგური), მგვტ.სთ;

$P_{jy \text{ rez}}$ - j საათს y გენერატორის ოპერატიული რეზერვის სიდიდეა (გენერაციის სხვა წყარო), მგვტ.სთ.

შემდგომ ეტაპზე ყოველსათობრივად რეაქტიული სიმძლავრის წარმოების ოპტიმიზაციის მიზნით დადგენილია j საათისთვის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე გენერატორების რეაქტიული სიმძლავრის წარმოების ზედა და ქვედა ზღვრები გენერატორების სიმძლავრის კოეფიციენტის სათანადო დონეზე შენარჩუნების გზით.

თითოეული გენერატორისთვის სიმძლავრის კოეფიციენტის მინიმუმალურ დონედ მიღებულ იქნა 0,85. აქტიური სიმძლავრის მიხედვით სიმძლავრეთა სამკუთხედის საფუძველზე [82] დადგენილ იქნა რეაქტიული სიმძლავრის გამომუშავების/მოხმარების ზედა და ქვედა ზღვრები:

$$\text{ზედა ზღვარი: } Q_{max} = \sqrt{\frac{P^2}{0,7225} - P^2} \quad (102)$$

$$\text{ქვედა ზღვარი არის მისი შებრუნებული სიდიდე } Q_{min} = -Q_{max} \quad (103).$$

მეოთხე ეტაპზე ზემოთ დამუშავებული მეთოდის საფუძველზე ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში j საათისთვის დამყარებული რეჟიმის ანგარიშისა და სიმულაციის (სიმძლავრეთა განაწილება, სხვადასხვა ტექნიკური პარამეტრების (ძაბვა, ელექტროგადაცემის ხაზების დატვირთულობა და სხვ.) მიზნით გამოყენებულია ნიუტონ-რაფსონის მეთოდი [83,84].

მეხუთე ეტაპზე j საათისთვის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების გენერატორებზე ოპტიმალური განაწილების მიზნით გამოყენებულია აქტიური სიმძლავრის ფარდობითი ნაზრდის მეთოდი [1]. აღნიშნული მეთოდის მეშვეობით j საათისთვის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული მახალანსირებელი კვანძის მიმართ გაანგარიშებულია გენერატორების აქტიური სიმძლავრის ფარდობითი ნაზრდის მნიშვნელობები და სისტემის ჯამური დანაკარგი. აქტიური სიმძლავრის დანაკარგი გადანაწილებულია გენერატორების ფარდობითი დანაკარგის მნიშვნელობების მინიმუმის პრინციპით, ყველაზე მცირე მნიშვნელობის მქონე გენერატორებზე მათი გამომუშავების შესაძლებლობების მიხედვით.

მექვსე ეტაპზე ზემოაღნიშნული მეთოდიკით განსაზღვრული მნიშვნელობების მიხედვით j საათისთვის ნიუტონ-რაფსონის მეთოდის გამოყენებით განხორციელებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის რეჟიმული პარამეტრების საბოლოო მნიშვნელობების დადგენა.

№1,2,3,4 თავებში ჩამოყალიბებული მეთოდოლოგიის მიხედვით ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში j საათისთვის მუშაობის

ოპტიმალური რეჟიმის ანგარიშისა და დაგეგმვისათვის შემუშავებულია ცხრილ №30-ში მოცემული ალგორითმი:

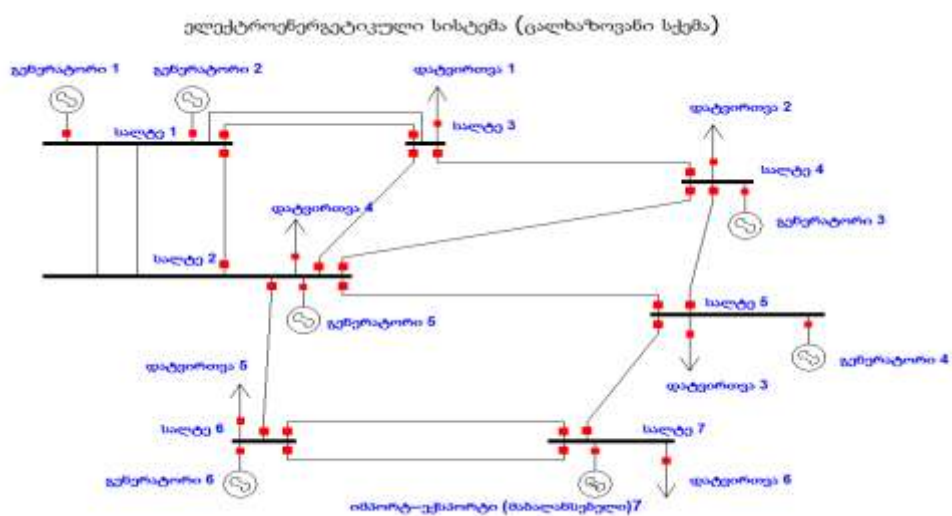
ცხრილი №30. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ყოველსაათობრივი (დღე-ღამური) მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმის ანგარიშისა და დაგეგმვის ალგორითმი

1	დასაწყისი
2	ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის g ($g=1, \dots, k$) გენერატორების და მათი ტექნიკური პარამეტრების სიის ფორმირება
3	ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში j ($j=1, \dots, n$) დატვირთვის კვანძების და მათი ტექნიკური პარამეტრების სიის ფორმირება
4	i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის ელექტროენერგის მოკლევადიან მოხმარებაზე მოქმედი $X1, \dots, X16$ ფაქტორების საპროგნოზო მნიშვნელობების ფორმირება
5	j ($j=1, \dots, n$) დატვირთვის კვანძის ელექტროენერგის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირებისათვის შესაბამისი საპროგნოზო მოდელის (ხელოვნური ნეირონული ქსელი) შერჩევა
6	j ($j=1, \dots, n$) დატვირთვის კვანძის ელექტროენერგის მოხმარების მოკლევადიანი i ($i=1, \dots, 24$) (საათობრივი, დღე-ღამური) მნიშვნელობების პროგნოზირება
7	j ($j=1, \dots, n$) დატვირთვის კვანძის i ($i=1, \dots, 24$) ყოველსაათობრივი საპროგნოზო მნიშვნელობების ფორმირება
8	ცხრილი №25 და №26-ის ალგორითმების საფუძველზე i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის პრევენციულ რემონტში გაყვანილი g ($g=1, \dots, k$) გენერატორების სიის ფორმირება
9	i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის პრევენციულ რემონტში გაყვანილი g ($g=1, \dots, k$) გენერატორების სიის ფორმირება
10	g ($g=1, \dots, k$) გენერატორებისათვის ენერგეტიკული და CO_2 ემისიის მახასიათებლების ფორმირება
11	(73) ოპტიმიზაციის ფუნქციის საფუძველზე i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილება ექსპორტის და იმპორტის გათვალისწინებით
12	11-ე ეტაპის საფუძველზე პარალელურად მომუშავე გენერატორების სიის ფორმირება
13	(73) ოპტიმიზაციის ფუნქციის და 12-ე ეტაპზე ფორმირებული სიის საფუძველზე i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ფორმირება
14	(73) ოპტიმიზაციის ფუნქციის და 13-ე ეტაპზე ფორმირებული ოპერატიული რეზერვის საფუძველზე i ($i=1, \dots, 24$) საათისთვის ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილება ოპერატიული რეზერვის, ექსპორტის და იმპორტის გათვალისწინებით

15	$i (i=1, \dots, 24)$ საათისთვის $g (g=1, \dots, k)$ გენერატორების ოპტიმალური აქტიური სიმძლავრეების ფორმირება
16	$i (i=1, \dots, 24)$ საათისთვის $g (g=1, \dots, k)$ გენერატორების რეაქტიული სიმძლავრის წარმოებისა და მოხმარების მინიმალური და მაქსიმალური ზღვრების ფორმირება
17	$i (i=1, \dots, 24)$ საათისთვის ელექტროენერგეტიკული სისტემის დამყარებული რეჟიმის ანგარიში და სიმულაცია
18	$i (i=1, \dots, 24)$ საათისთვის $g (g=1, \dots, k)$ გენერატორების აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდის მნიშვნელობების ფორმირება და მის საფუძველზე პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე დანაკარგების გადანაწილება
19	აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების გათვალისწინებით $i (i=1, \dots, 24)$ საათისთვის ელექტროენერგეტიკული სისტემის რეჟიმული პარამეტრების საბოლოო სიის ფორმირება
20	დასასრული

4.2 ექსპერიმენტული ნაწილი

შემუშავებული ალგორითმის აპრობაციის მიზნით განხილულია ელექტროენერგეტიკული სისტემა, რომლის ტექნიკური პარამეტრებია ცხრილ №№31,32,33,34,35,36-ში მოცემული მონაცემები. სისტემის ცალხაზოვანი სქემა მოცემულია ნახაზი №22-ზე. ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის ყოველსაათობრივად რეაქტიული სიმძლავრის სიჭარბეს ან დეფიციტს აბალანსებს ექსპორტ-იმპორტის მბაბლანსებელი სალტე.



ნახ. №22 ელექტროენერგეტიკული სისტემის ცალხაზოვანი სქემა

ცხრილი №31 ელექტროენერგეტიკული სისტემის
ელექტროგადაცემის ხაზების ტექნიკური პარამეტრები

შპს №	საღებოდას	საღებომდე	სიგრძე, კმ	სადენი – AC-240/32				დასაშვები
				გრძობივი პარამეტრები		განივი პარამეტრები		დენი
				აქტიური წინაღობა R ომი/კმ	რეაქტიული წინაღობა X ომი/კმ	გამტარობა Bx10 ⁻⁶ ომი/კმ	გამტარობა Gx10 ⁻⁶ ომი/კმ	A, ამპერი
1	1	2	20	0,121	0,435	2,60	0	610
2	1	2	20	0,121	0,435	2,60	0	610
3	1	2	20	0,121	0,435	2,60	0	610
4	1	3	30	0,121	0,435	2,60	0	610
5	1	3	30	0,121	0,435	2,60	0	610
6	2	3	40	0,121	0,435	2,60	0	610
7	2	4	80	0,121	0,435	2,60	0	610
8	2	5	60	0,121	0,435	2,60	0	610
9	2	6	50	0,121	0,435	2,60	0	610
10	3	4	40	0,121	0,435	2,60	0	610
11	4	5	30	0,121	0,435	2,60	0	610
12	5	7	40	0,121	0,435	2,60	0	610
13	6	7	60	0,121	0,435	2,60	0	610
14	6	7	60	0,121	0,435	2,60	0	610

ცხრილი №32. მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურის
ტექნიკური მონაცემები:

წყალსაცავი (რეზერვუარი)		
მაქსიმალური მოცულობა, მ ³		100000
მინიმალური მოცულობა, მ ³		80000
იძულებით წყალგაშვების მაქსიმალური მოცულობა, მ ³		100000
ელექტრული პარამეტრები		
გენერატორი №1	სრული სიმძლავრე, მვა	588
	სიმძლავრის კოეფიციენტი	cosφ = 0,85
	მაქსიმალური წარმოება, მგვტ	500
	მინიმალური წარმოება, მგვტ	0
გენერატორი №2	სრული სიმძლავრე, მვა	588
	სიმძლავრის კოეფიციენტი	cosφ = 0,85
	მაქსიმალური წარმოება, მგვტ	500
	მინიმალური წარმოება, მგვტ	0
ტარიფი, ლარი/კვტ.სთ		0,03
რისკის დონე	გ-1	0,03
	გ-2	0,01

ცხრილი №33. სეზონური ჰიდროელექტროსადგური №1-ის ტექნიკური მონაცემები:

გენერატორი №1	სრული სიმძლავრე, მვა	58,8
	სიმძლავრის კოეფიციენტი	$\cos\varphi = 0,85$
	მაქსიმალური წარმოება, მგვტ	50
	მინიმალური წარმოება, მგვტ	0
ტარიფი, ლარი/კვტ.სთ		0,04
რისკის დონე		0,01

ცხრილი №34. სეზონური ჰიდროელექტროსადგური №2-ის ტექნიკური მონაცემები:

გენერატორი №1	სრული სიმძლავრე, მვა	47
	სიმძლავრის კოეფიციენტი	$\cos\varphi = 0,85$
	მაქსიმალური წარმოება, მგვტ	40
	მინიმალური წარმოება, მგვტ	0
ტარიფი, ლარი/კვტ.სთ		0,03
რისკის დონე		0,02

ცხრილი №35. თბოელექტროსადგური №1-ის ტექნიკური მონაცემები:

გენერატორი №1	სრული სიმძლავრე, მვა	588
	სიმძლავრის კოეფიციენტი	$\cos\varphi = 0,85$
	მაქსიმალური წარმოება, მგვტ	500
	მინიმალური წარმოება, მგვტ	0
ტარიფი, ლარი/კვტ.სთ		0,1
რისკის დონე		0,03

ცხრილი №36. თბოელექტროსადგური №2-ის ტექნიკური მონაცემები:

გენერატორი №1	სრული სიმძლავრე, მვა	588
	სიმძლავრის კოეფიციენტი	$\cos\varphi = 0,85$
	მაქსიმალური წარმოება, მგვტ	500
	მინიმალური წარმოება, მგვტ	0
ტარიფი, ლარი/კვტ.სთ		0,098
რისკის დონე		0,01

ჰიდროელექტროსადგურებზე წყლის ბუნებრივი ჩამონადენის დღე-ღამური (საათობრივი) პროგნოზი მოცემულია ცხრილ №37-ში.

ცხრილი №37. ელექტროენერგეტიკული სისტემის
ჰიდროელექტროსადგურებზე წყლის ჩამონადენის დღე-ღამური პროგნოზი

სთ	1	2	3	4	5	6	7	8
მარეგულირებელი ჰესი	120	207	132	120	110	110	105	115
სეზონური ჰესი №1	43	75	48	45	42	43	42	45
სეზონური ჰესი №2	20	34	21	19	18	18	17	18
სთ	9	10	11	12	13	14	15	16
მარეგულირებელი ჰესი	120	115	110	120	120	100	130	110
სეზონური ჰესი №1	48	47	46	50	51	44	57	49
სეზონური ჰესი №2	18	17	17	17	17	15	17	16
სთ	17	18	19	20	21	22	23	24
მარეგულირებელი ჰესი	134	110	150	160	120	160	130	100
სეზონური ჰესი №1	60	50	70	77	57	80	64	49
სეზონური ჰესი №2	17	15	17	17	15	17	15	14

ცხრილ №29-ში მოყვანილი ალგორითმის და (29)-ე ოპტიმიზაციის ფუნქციის შესაბამისად ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული გენერატორების საექსპლუატაციო მდგომარეობებს ექნებათ ცხრილ №38-ში მოცემული სახე:

ცხრილი №38. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული
გენერატორების საექსპლუატაციო მდგომარეობები

სთ	1	2	3	4	5	6	7	8
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №5 (თესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №6 (თესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
სთ	9	10	11	12	13	14	15	16
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №5 (თესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №6 (თესი)	1	1	1	1	1	1	1	1

გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
სთ	17	18	19	20	21	22	23	24
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №5 (თესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №6 (თესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	1	1	1	1	1	1	1	1

ალგორითმის, ოპტიმიზაციის ფუნქციის და ცხრილ №37-ში მოცემული გენერატორების საექსპლუატაციო მდგომარეობების საფუძველზე ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის საწყის ოპტიმალურ განაწილებას ექნება ცხრილ №39-ში მოცემული სახე:

ცხრილი №39. ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის საწყისი ოპტიმალური განაწილება

სთ	1	2	3	4	5	6	7	8
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	223	358	235	212	204	182	194	199
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	223	358	235	212	204	182	194	184
გენერატორი №5 (თესი)	104	62	230	299	355	329	412	486
გენერატორი №6 (თესი)	119	71	265	345	408	378	472	500
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	20	32	22	21	20	20	20	21
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	11	20	12	11	10	9	9	9
წარმოების ჯამი	700	900	1000	1100	1200	1100	1300	1400
იმპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
ექსპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
დატვირთვა	700	900	1000	1100	1200	1100	1300	1400
სთ	9	10	11	12	13	14	15	16
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	223	203	193	212	212	173	231	193

გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	223	203	193	212	212	173	231	193
გენერატორი №5 (თესი)	500	402	365	299	253	198	187	179
გენერატორი №6 (თესი)	500	462	420	344	291	228	216	206
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	22	22	21	23	23	21	25	23
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	9	9	8	9	9	7	9	7
წარმოების ჯამი	1478	1300	1200	1100	1000	800	900	800
იმპორტი	22,5	0	0	0	0	0	0	0
ექსპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
დატვირთვა	1500	1300	1200	1100	1000	800	900	800
სთ	17	18	19	20	21	22	23	24
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	239	193	268	284	223	276	231	173
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	239	193	254	284	223	276	231	173
გენერატორი №5 (თესი)	87	86	40	41	150	142	234	337
გენერატორი №6 (თესი)	100	99	49	50	172	164	269	388
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	27	23	30	32	26	33	28	23
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	8	7	9	9	7	8	7	6
წარმოების ჯამი	700	600	650	700	800	900	1000	1100
იმპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
ექსპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
დატვირთვა	700	600	650	700	800	900	1000	1100

ალგორითმის შესაბამისად დავუშვათ ელექტროენერგეტიკულ სისტემას j საათს ესაჭიროება ცხრილ №40-ში მოცემული ოპერატიული რეზერვის შემდეგი რაოდენობები:

ცხრილი №40. ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის ყოველსაათობრივად საჭირო ოპერატიული რეზერვის სიდიდე

სთ	1	2	3	4	5	6	7	8
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	22	36	25	21	19	19	18	19
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	22	36	25	21	19	19	18	19
გენერატორი №5 (თესი)	13	9	25	34	41	36	47	51
გენერატორი №6 (თესი)	13	9	25	34	41	36	47	51

ჯამი	70	90	100	110	120	110	130	140
სთ	9	10	11	12	13	14	15	16
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	22	20	19	21	21	17	22	20
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	22	20	19	21	21	17	22	20
გენერატორი №5 (თესი)	52	45	41	34	29	23	23	20
გენერატორი №6 (თესი)	52	45	41	34	29	23	23	20
ჯამი	148	130	120	110	100	80	90	80
სთ	17	18	19	20	21	22	23	24
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	23	20	27	28	22	29	23	16
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	23	20	27	28	22	29	23	16
გენერატორი №5 (თესი)	12	10	6	7	18	16	27	39
გენერატორი №6 (თესი)	12	10	6	7	18	16	27	39
ჯამი	70	60	65	70	80	90	100	110

ცხრილ №40-ში მოცემული ოპერატიული რეზერვის გათვალისწინებით ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალურ განაწილებას (29)-ე ოპტიმიზაციის ფუნქციაში (95), (96), (97), (98) შეზღუდვების შეტანით ექნება ცხრილ №41-ში მოცემული სახე:

ცხრილი №41. ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილება ოპერატიული რეზერვის გათვალისწინებით

სთ	1	2	3	4	5	6	7	8
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	201	322	221	191	173	173	165	173
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	201	322	221	191	174	174	165	173
გენერატორი №5 (თესი)	124,23	94,84	243,57	319,06	382,81	336,31	453,04	449,17
გენერატორი №6 (თესი)	143,08	109,25	280,46	367,35	440,74	387,21	453,29	449,17
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	20	32	22	21	20	20	20	21
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	11	20	12	11	10	9	9	9
წარმოების ჯამი	700	900	1000	1100	1200	1100	1264	1274
იმპორტი	0	0	0	0	0	0	35,8	126
ექსპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
დატვირთვა	700	900	1000	1100	1200	1100	1300	1400
სთ	9	10	11	12	13	14	15	16

გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	201	182	173	191	191	156	199	183
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	201	182	174	191	191	156	199	183
გენერატორი №5 (თესი)	448,42	449,43	382,70	318,92	272,40	214,28	217,74	187,51
გენერატორი №6 (თესი)	448,42	455,26	440,60	367,19	313,64	246,74	250,72	215,93
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	22	22	21	23	23	21	25	23
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	9	9	8	9	9	7	9	7
წარმოების ჯამი	1330	1300	1200	1100	1000	800	900	800
იმპორტი	170,3	0	0	0	0	0	0	0
ექსპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
დატვირთვა	1500	1300	1200	1100	1000	800	900	800
სთ	17	18	19	20	21	22	23	24
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	206	183	242	249	201	258	208	145
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	206	183	241	249	201	258	208	146
გენერატორი №5 (თესი)	117,94	94,48	59,55	74,99	170,26	159,54	255,11	362,84
გენერატორი №6 (თესი)	135,84	108,83	68,62	86,40	196,07	183,72	293,74	417,74
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	27	23	30	32	26	33	28	23
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	8	7	9	9	7	8	7	6
წარმოების ჯამი	700	600	650	700	800	900	1000	1100
იმპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
ექსპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
დატვირთვა	700	600	650	700	800	900	1000	1100

ელექტროენერგეტიკული სისტემის დღე-ღამური მუშაობის რეჟიმის ანგარიშისათვის გამოყენებულია ნიუტონ-რაფსონის მეთოდი [83,84]. რეჟიმების მოდელირება გაკეთდა პროგრამა PowerWorld-ის დახმარებით [74].

საწყის ეტაპზე (99) და (100) გამოსახულებების საფუძველზე დადგინდა პარარელულად მომუშავე თითოეული გენერატორის რეაქტიული სიმძლავრის წარმოებისა და მოხმარების ოპტიმალური ზღვრები, რომელთაც აქვთ ცხრილ №42-ში მოცემული სახე:

ცხრილი №42. პარალელურად მომუშავე გენერატორის რეაქტიული სიმძლავრის წარმოების ზედა და ქვედა ზღვრები

სთ	1	2	3	4	5	6	7	8
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	125	200	137	118	107	107	102	107
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	125	200	137	118	107	107	102	107
გენერატორი №5 (თესი)	77	59	151	198	237	208	281	278
გენერატორი №6 (თესი)	89	68	174	228	273	240	281	278
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	12	20	14	13	12	12	12	13
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	7	12	7	7	6	6	6	6
სთ	9	10	11	12	13	14	15	16
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	125	113	107	118	118	97	123	113
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	125	113	107	118	118	97	123	113
გენერატორი №5 (თესი)	278	279	237	198	169	133	135	116
გენერატორი №6 (თესი)	278	282	273	228	194	153	155	134
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	14	14	13	14	14	13	15	14
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	6	6	5	6	6	4	6	4
სთ	17	18	19	20	21	22	23	24
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	128	113	150	154	125	160	129	90
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	128	113	150	154	125	160	129	90
გენერატორი №5 (თესი)	73	59	37	46	106	99	158	225
გენერატორი №6 (თესი)	84	67	43	54	122	114	182	259
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	17	14	19	20	16	20	17	14
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	5	4	6	6	4	5	4	4

პროგრამა Powerworld-ის გამოყენებით j საათისთვის მოდელირებულ იქნა ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმები. აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ნაზრდის

მეთოდის [1] გამოყენებით თითოეული გენერატორისთვის გაანგარიშებულ იქნა დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდის მნიშვნელობები მახალანსებელი კვანძის მიმართ, რომელთა მნიშვნელობებსაც აქვთ ცხრილ №43-ში მოცემული სახე:

ცხრილი №43. პარალელურად მომუშავე გენერატორების აქტიური სიმძლავრის ფარდობითი დანაკარგების ნაზრდი მახალანსებელი კვანძის მიმართ

სთ	1	2	3	4	5	6	7	8
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	0,0112	0,0259	0,0142	0,0121	0,0103	0,0109	0,0099	0,0034
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	0,0112	0,0259	0,0142	0,0121	0,0103	0,0109	0,0099	0,0034
გენერატორი №5 (თესი)	0,0054	0,0144	0,0087	0,0084	0,008	0,0081	0,0074	0,0021
გენერატორი №6 (თესი)	-0,0194	-0,014	-0,0236	-0,0265	-0,0302	-0,0262	-0,0326	-0,0413
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	-0,0166	-0,0136	-0,0205	-0,0233	-0,0262	-0,0233	-0,0276	-0,035
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	-0,0003	-0,0038	0,0003	0,0014	0,0026	0,0019	0,0026	0,0035
დანაკარგი	7,358	11,954	11,504	12,523	14,632	13,333	15,3	16,72
სთ	9	10	11	12	13	14	15	16
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	0,004	0,0139	0,0112	0,0159	0,0134	0,0063	0,0099	0,0067
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	0,004	0,0139	0,0112	0,0159	0,0134	0,0063	0,0099	0,0067
გენერატორი №5 (თესი)	0,0016	0,0117	0,009	0,0117	0,009	0,0034	0,0057	0,0033
გენერატორი №6 (თესი)	-0,0442	-0,0291	-0,0294	-0,0234	-0,0236	-0,0247	-0,0231	-0,0165
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	-0,0377	-0,0249	-0,0258	-0,022	-0,0213	-0,0208	-0,017	-0,0171
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	0,0033	0,0022	0,0029	0,0006	0,0003	0,0019	0,0012	0,0013
დანაკარგი	18,24	18,214	16,66	13,428	11,314	8,14	9,138	8,02
სთ	17	18	19	20	21	22	23	24
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	0,012	0,0093	0,0165	0,0178	0,0112	0,0163	0,0153	0,0133
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	0,012	0,0093	0,0165	0,0178	0,0112	0,0163	0,0153	0,0133
გენერატორი №5 (თესი)	0,0055	0,0035	0,0078	0,0088	0,0057	0,009	0,0104	0,0101
გენერატორი №6 (თესი)	-0,0136	-0,0132	-0,0088	-0,0106	-0,0211	-0,0185	-0,021	-0,0213
გენერატორი №3	-0,0142	-0,0134	-0,0111	-0,013	-0,018	-0,0149	-0,0192	-0,0223

(სეზონური ჰესი)								
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	-0,0007	-0,0005	-0,0024	-0,0023	0,0003	-0,0012	-0,0001	0,0018
დანაკარგი	5,65	5,96	6,16	6,98	7,45	9,44	11,54	12,13

აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების გადანაწილება გათვალისწინებულია აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდის მინიმუმის პრინციპით მარეგულირებელი ჰიდროელექტროსადგურების ან თბოელექტროსადგურების გენერატორებზე გამომუშავების ზედა ზღვრის (ოპერატიული რეზერვის ჩათვლით) დაცვით. გადანაწილებულ დანაკარგებს აქვთ ცხრილ №44-ში მოცემული სახე:

ცხრილი №44. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში გადანაწილებული აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების მნიშვნელობები

სთ	1	2	3	4	5	6	7	8
გენერატორი №6 (თესი)	150,53	121,34	292,19	380,19	455,79	400,88	იმპორტი	იმპორტი
სთ	9	10	11	12	13	14	15	16
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	იმპორტი	იმპორტი (13) 5-ე გენერატორი - 455	6-ე გენერატორი - 455; 5-ე გენერატორი - 385,5	380,97	325,18	255,014	260,05	224,1
სთ	17	18	19	20	21	22	23	24
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	141,55	114,84	74,87	93,45	203,65	193,34	305,52	430,23

გენერატორების აქტიური სიმძლავრის წარმოება ოპერატიული რეზერვის და დანაკარგების გათვალისწინებით მიიღებს ცხრილ №45-ში მოცემულ სახეს:

ცხრილი №45. ელექტროსადგურებს შორის აქტიური სიმძლავრის
 ოპტიმალური განაწილება აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული
 რეზერვის და დანაკარგების გათვალისწინებით

სთ	1	2	3	4	5	6	7	8
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	201	322	221	191	173	173	165	173
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	201	322	221	191	174	174	165	173
გენერატორი №5 (თესი)	124,23	94,84	243,57	319,06	382,81	336,31	453,04	449,17
გენერატორი №6 (თესი)	150,52	121,34	292,18	380,18	455,79	400,88	453,29	449,17
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	20	32	22	21	20	20	20	21
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	11	20	12	11	10	9	9	9
წარმოების ჯამი	700	900	1000	1100	1200	1100	1264	1274
იმპორტი	0	0	0	0	0	0	51,08	142,7
ექსპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
დატვირთვა	700	900	1000	1100	1200	1100	1300	1400
აქტიური სიმძლავრის დანაკარგი	7,75	12,18	11,75	13,24	15,6	13,19	16,41	17,06
სთ	9	10	11	12	13	14	15	16
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	201	182	173	191	191	156	199	183
გენერატორი №2 (მარეგ. ჰესი)	201	182	174	191	191	156	199	183
გენერატორი №5 (თესი)	448,42	455	385,46	318,92	272,40	214,28	217,74	187,51
გენერატორი №6 (თესი)	448,42	455,26	455	380,97	325,17	255,01	260,04	224,09
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	22	22	21	23	23	21	25	23
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	9	9	8	9	9	7	9	7
წარმოების ჯამი	1330	1300	1200	1100	1000	800	900	800
იმპორტი	188,5	12,77	0	0	0	0	0	0
ექსპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
დატვირთვა	1500	1300	1200	1100	1000	800	900	800
აქტიური სიმძლავრის დანაკარგი	18,38	18,03	16,46	13,89	11,57	9,29	9,78	7,6
სთ	17	18	19	20	21	22	23	24
გენერატორი №1 (მარეგ. ჰესი)	206	183	242	249	201	258	208	145
გენერატორი №2	206	183	241	249	201	258	208	146

(მარგ. ჰესი)								
გენერატორი №5 (თესი)	117,94	94,48	59,55	74,99	170,26	159,54	255,11	362,84
გენერატორი №6 (თესი)	141,54	114,84	74,87	93,45	203,64	193,33	305,52	430,22
გენერატორი №3 (სეზონური ჰესი)	27	23	30	32	26	33	28	23
გენერატორი №4 (სეზონური ჰესი)	8	7	9	9	7	8	7	6
წარმოების ჯამი	700	600	650	700	800	900	1000	1100
იმპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
ექსპორტი	0	0	0	0	0	0	0	0
ლატვირთვა	700	600	650	700	800	900	1000	1100
აქტიური სიმძლავრის დანაკარგი	6,48	5,32	6,42	7,44	8,9	9,87	11,63	13,06

შემოთავაზებული მეთოდის საფუძველზე ელექტრო-ენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალურ 24 საათიან რეჟიმს აქვს დანართებში №№9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29, 30,31,32 მოცემული სახე. ცხრილი №45-ის მონაცემების საფუძველზე აგებული ელექტროენერგეტიკული სისტემის 24 საათიანი რეჟიმის პარამეტრები მოცემულია დანართ №33-ში.

შემოთავაზებული მეთოდის უპირატესობის დასაბუთების მიზნით ჩატარებულია შედარებითი ანალიზი სათბობის ხარჯის მინიმუმის კრიტერიუმის მეთოდთან. ანალიზის შედეგები მოცემულია ცხრილ №46-ში.

ცხრილი №46. შედარებითი ანალიზის შედეგები

მაჩვენებელი	კრიტერიუმი		% პროცენტული სხვაობა
	სათბობის ხარჯის მინიმუმი	შემოთავაზებული მეთოდიკა	
საშუალო შეწონილი ტარიფი	6,24	6,2	-0,65 %
სათბობის ხარჯი	4154	4351	4,74 %
წყლის ხარჯი	4711	4711	0
ჰესების გამომუშავება	11429	11429	0
თესების	12300	12300	0

გამომუშავება			
შემოსავალი	154218	153612	-0,39 %
რისკის დონე	532	472	-12,7 %
CO ₂ ემისია	30576436	24785015	- 23,36 %
იმპორტი	22,5	22,5	0
ექსპორტი	0	0	0

როგორც შედარებით ანალიზიდან ჩანს ისეთი მაჩვენებლები როგორებიცაა: წყლის ხარჯი, ჰესების გამომუშავება, თესვის გამომუშავება, იმპორტი და ექსპორტი დარჩა უცვლელი, ხოლო საშუალო შეწონილი ტარიფი შემცირდა 0,65 %-ით, შემოსავალი შემცირდა 0,39 %-ით, ელექტროსადგურების გამომუშავების რისკის დონე შემცირდა 12,7 %-ით, თბოელექტროსადგურებზე CO₂ ემისია შემცირდა 23,36 %-ით, სათბობის ხარჯი გაიზარდა 4,74 %-ით.

შედარებით ანალიზი ცხადყოფს შემოთავაზებული მეთოდის უპირატესობას ტრადიციულ სათბობის ხარჯის მინიმუმის კრიტერიუმის მეთოდთან შედარებით.

IV თავის დასკვნა

ჩატარებული კვლევის შედეგად:

1. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სხვადასხვა ტექნიკურ-ეკონომიკური კრიტერიუმების საფუძველზე შემუშავებულია აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების ოპტიმიზაციის ფუნქცია;
2. დადგენილია პარალელურად მომუშავე გენერატორებს შორის რეაქტიული სიმძლავრის წარმოების ოპტიმალური ზღვრები;
3. დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდის პრინციპის საფუძველზე პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე განხორციელებულია აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ოპტიმალური განაწილება;
4. ჩამოყალიბებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდოლოგია, შემუშავებულია შესაბამისი მეთოდოლოგია და ალგორითმი;

5. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების სიმულაცია განხორციელებულია ნიუტონ-რაფსონის მეთოდის გამოყენებით;
6. შემუშავებული მეთოდის აპრობირებულ იქნა ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე და ჩატარებულია შედარებითი ანალიზი სათბობის ხარჯის მინიმუმის მეთოდთან.

3. დასკვნები

ჩატარებული კვლევების შედეგებიდან გამომდინარე გაკეთებულია შემდეგი დასკვნები:

1. კორელაციური ანალიზის საფუძველზე დადგენილია ელექტროენერჯის მოკლევადიან მოხმარებაზე მოქმედი ფაქტორები;

2. დამუშავებულია ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირების მეთოდოლოგია და შესაბამისი ალგორითმი;

3. შემუშავებული მეთოდოლოგია აპრობირებულია ქ. თბილისის მაგალითზე. ქ. თბილისის ელექტროენერჯის მოხმარების მოკლევადიანი პროგნოზირებისათვის შერჩეულია ხელოვნური ნეირონული ქსელის სტრუქტურა და კონფიგურაცია, აქტივაციის ფუნქცია და ფორმირებულია ელექტროენერჯის მოხმარების პროგნოზირების ოპტიმალური მოდელი. მიღებული შედეგი ცხადყოფს შემუშავებული მეთოდის უპირატესობას სხვა მეთოდებთან შედარებით.

4. აღნიშნული მეთოდოლოგია და ალგორითმი ატარებს უნივერსალურ ხასიათს. მისი გამოყენებით შესაძლებელია ნებისმიერი ქალაქის, რაიონის და მთელი ქვეყნის ელექტროენერჯის მოხმარების (საათობრივი/დღე-ღამური) მოკლევადიანი პროგნოზის მაღალი სიზუსტით შესრულება. პროგნოზირების მიღებული მოდელი და ალგორითმი საშუალებას იძლევა განხორციელდეს ელექტროენერჯეტიკული სისტემის ოპტიმალური ოპერატიული მართვა, მოკლევადიან პერიოდში მუშაობის სრულყოფილი დაგეგმვა, რეჟიმების სათანადო სიზუსტით გაანგარიშება, ელექტროსადგურებსა და ელექტრულ ქსელებს შორის დატვირთვების ოპტიმალური განაწილება, ელექტროენერჯის მოთხოვნის დაკვეთილ სიდიდიდან მინიმალური გადახრის უზრუნველყოფა.

5. ჩამოყალიბებულია ელექტროენერჯეტიკული სისტემის სხვადასხვა მაგენერირებელი წყაროების ავარიული სცენარების ფორმირების ალგორითმი;

6. შემუშავებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის და მისი დატვირთვის კვანძების საიმედოობის დონის შეფასების ორდონიანი არამკაფიო ლოგიკის მათემატიკური მოდელი;

7. პროპორციის მეთოდის გამოყენებით აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური სიდიდეები გადანაწილებულია პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე;

8. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში არსებული ელექტროგადაცემის ხაზებში დროის გარკვეულ მონაკვეთში ავარიული რეჟიმის პირობებში გამტარუნარიობის არსებობის შემთხვევისთვის შემუშავებულია ოპტიმიზაციის ფუნქცია და შესაბამისი მაკორექტირებელი ალგორითმი, რომელიც ახდენს ოპერატიული რეზერვის და აქტიურ სიმძლავრეთა ისეთ გადანაწილებას სისტემაში, რომ ნორმალური და ავარიული რეჟიმების დროს არსებული გადატვირთული ელექტროგადაცემის ხაზი ან ხაზები განიტვირთება.

9. ჩამოყალიბებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდის და ალგორითმი;

10. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პარალელურად მომუშავე ჰიდროელექტროსადგურებსა და დატვირთვის კვანძების დატვირთვების განუსაზღვრელობების საფუძველზე ფორმირებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის ყოველსაათობრივად საჭირო აქტიური სიმძლავრის ოპერატიული რეზერვის მინიმალური ოპტიმალური სიდიდის განმსაზღვრელი მეთოდის და შესაბამისი ალგორითმი;

11. 9-ე და 10-ე პუნქტებში ჩამოყალიბებული მეთოდის ატარებს უნივერსალურ ხასიათს. ის ელექტროენერგეტიკულ სისტემას საშუალებას აძლევს მაგენერირებელი მოწყობილობების პარამეტრების, დატვირთვის კვანძების საიმედოობის მახასიათებლების, ელექტროგადაცემის ხაზების გამტარუნარიანობის და ელექტროენერგიაზე ყოველსაათობრივი მოთხოვნის პარამეტრების შესაბამისად ოპტიმალურად დაგეგმოს ოპერატიული რეზერვის ყოველსაათობრივი სიდიდე.

12. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში შემავალ ენერგობიუჯეტებზე არსებული მოწყობილობა-დანადგარების ტექნიკურ-ეკონომიკური მდგომარეობის კომპლექსური შეფასების შერჩეული მატემატიკური მოდელის საფუძველზე ჩამოყალიბებულია ამ პრობლემის გადაწყვეტის მეთოდოლოგია და შესაბამისი ალგორითმი.

13. პრევენციული რემონტებისთვის გამოყოფილი შეზღუდული ბიუჯეტის პირობებში რემონტში გასაყვანი ელექტროდანადგარების ოპტიმალურობის უზრუნველსაყოფად მიღებულია ოპტიმიზაციის ფუნქცია და შესაბამისი ალგორითმი.

14. დადგენილია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგენერირებელი წყაროების პრევენციული რემონტების წლიური (კვირების მიხედვით) გრაფიკის ოპტიმალური დაგეგმვის ოპტიმიზაციის ფუნქცია და შესაბამისი ალგორითმი.

15. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში პრევენციული რემონტების ჩამოყალიბებული მეთოდოლოგია ატარებს უნივერსალურ ხასიათს, მისი გამოყენება შესაძლებელია ნებისმიერი ენერგოკომპანიისთვის. აღნიშნული მეთოდის პრაქტიკაში დანერგვა მნიშვნელოვანწილად განაპირობებს ელექტროსისტემის საიმედო ფუნქციონირებას, მომხარებელთა ელექტროენერგიით უწყვეტ ელექტრომომარაგებას და გააუმჯობესებს ორგანიზაციის ეკონომიკურ მაჩვენებლებს.

16. ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში სხვადასხვა ტექნიკურ-ეკონომიკური კრიტერიუმების საფუძველზე შერჩეულია აქტიური სიმძლავრის ოპტიმალური განაწილების ოპტიმიზაციის ფუნქცია;

17. დადგენილია პარალელურად მომუშავე გენერატორებს შორის რეაქტიული სიმძლავრის წარმოების და მოთხოვნის ოპტიმალური ზღვრები;

18. დანაკარგების ფარდობითი ნაზრდის პრინციპის საფუძველზე პარალელურად მომუშავე გენერატორებზე განხორციელებულია აქტიური სიმძლავრის დანაკარგების ოპტიმალური განაწილება;

19. ჩამოყალიბებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმალური დაგეგმვის მეთოდის და შესაბამისი ალგორითმი;

20. ნიუტონ-რაფსონის მეთოდის გამოყენებით განხორციელებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების სიმულაცია;

21. არაწრფივი პროგრამირების მეთოდით წინა ეტაპებზე დამუშავებული ელექტროენერგეტიკული მოხმარების მოკლევადიანი საპროგნოზო პარამეტრების, ოპერატიული რეზერვის ოპტიმალური საგეგმო მაჩვენებლების, პრევენციული რემონტების გრაფიკის მონაცემების, სასადგურე და სისტემაში არსეული სხვა შეზღუდვების გათვალისწინებით შემუშავებულია ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის რეჟიმების ოპტიმიზაციის მრავალფაქტორიანი მათემატიკური მოდელი და მისი შესაბამისი ალგორითმი.

წარმოდგენილი მეთოდოლოგია ატარებს უნივერსალურ ხასიათს. მისი გამოყენებით შესაძლებელია ნებისმიერი სიდიდის და კონფიგურაციის ელექტროენერგეტიკულ სისტემის ფუნქციონირების ოპტიმალური რეჟიმების დაგეგმვა. მეთოდოლოგია აპრობირებულ იქნა ელექტროენერგეტიკული სისტემის მაგალითზე. სათბობის ხარჯის მინიმუმის მეთოდთან შედარებითმა ანალიზმა ცხადყო შემუშავებული მეთოდის უპირატესობა.

გამოყენებული ლიტერატურა

1. მასარაძე გ. “ენერგოსისტემების რეჟიმების მართვა და ოპტიმიზაცია”. გამომცემლობა „ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2005 წ.
2. Веников В.А. и др., Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. Учебник для вузов - М. Энергоиздат, 1981 г.
3. Веников В.А., Электрические расчеты программирование и оптимизация режимов. Издательство „Высшая школа“ 1973 г.
4. Горштейн В. М., Методы оптимизации режимов энергосистем. Москва Энергоиздат, 1981 г.
5. ჯიქია თ. “ჰიდროსადგურთა კასკადის მუშაობის გრძელვადიანი რეჟიმების ოპტიმიზაცია”. სადოქტორო დისერტაცია. ტექნიკური უნივერსიტეტი. 2011 წელი.
6. Abu-Mouti F.S. “Optimal economic and environmental operation of electric power systems via modern meta-heuristic optimization algorithms”. Phd thesis. Dalhousie University. 2011.
7. J. van den Bosch, "Optimal Dynamic Dispatch Owing to Spinning-Reserve and Power-Rate Limits," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-104, no. 12, pp. 3395-3401, 1985.
8. D.W. Ross and Sungkook Kim, "Dynamic Economic Dispatch of Generation," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-99, no. 6, pp. 2060-2068, 1980.
9. W.G. Wood, "Spinning Reserve Constrained Static and Dynamic Economic Dispatch," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-101, no. 2, pp. 381-388, 1982.
10. F. Li, R. Morgan and D. Williams, "Hybrid Genetic Approaches to Ramping Rate Constrained Dynamic Economic Dispatch," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 43, no. 2, pp. 97-103, 1997.
11. T.E. Bechert and H.G. Kwatny, "On the Optimal Dynamic Dispatch of Real Power," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-91, no. 3, pp. 889-898, 1972.
12. T.E. Bechert and Nanming Chen, "Area Automatic Generation Control by Multi-Pass Dynamic Programming," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. 96, no. 5, pp. 1460-1469, 1977.

13. Y.H. Song and I. Yu, "Dynamic Load Dispatch with Voltage Security and Environmental Constraints," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 43, no. 1, pp. 53-60, 1997.
14. W.R. Barcelo and P. Rastgoufard, "Dynamic Economic Dispatch using the Extended Security Constrained Economic Dispatch Algorithm," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 12, no. 2, pp. 961-967, 1997.
15. W.R. Barcelo and P. Rastgoufard, "Control Area Performance Improvement by Extended Security Constrained Economic Dispatch," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 12, no. 1, pp. 120-128, 1997.
16. R.W. Ferrero and S.M. Shahidehpour, "Dynamic Economic Dispatch in Deregulated Systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 19, no. 7, pp. 433-439, 1997.
17. K. Chandram, N. Subrahmanyam and M. Sydulu, "Dynamic Economic Dispatch by Equal Embedded Algorithm," *Electrical and Computer Engineering, 2006. ICECE '06. International Conference on*, pp. 21-24, 2006.
18. R.P. Brent, *Algorithms for Minimization without Derivatives*, N.J.: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1973.
19. K. Chandram, N. Subrahmanyam and M. Sydulu, "Brent Method for Dynamic Economic Dispatch with Transmission Losses," *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. T&D. IEEE/PES*, pp. 1-5, 2008.
20. S. Hemamalini and S.P. Simon, "Dynamic Economic Dispatch using Maclaurin Series Based Lagrangian Method," *Energy Conversion and Management*, vol. 51, no. 11, pp. 2212-2219, 2010.
21. E. Mezura-Montes, *Constraint-Handling in Evolutionary Optimization*, Heidelberg: Springer Berlin, 2009.
22. W. Ongsakul and J. Tippayachai, "Parallel Micro Genetic Algorithm Based on Merit Order Loading Solutions for Constrained Dynamic Economic Dispatch," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 61, no. 2, pp. 77-88, 2002.
23. Zue-Lee Gaing, "Constrained Dynamic Economic Dispatch Solution using Particle Swarm Optimization," *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, pp. 153-158 Vol.1, 2004.
24. M. Basu, "Particle Swarm Optimization Based Goal-Attainment Method for Dynamic Economic Emission Dispatch," *Electric Power Components and Systems*, vol. 34, no. 9, pp. 1015-1025, 2006.
25. V. Chankong and Y. Haimes, *Multiobjective Decision Making: Theory and Methodology*, New York: North-Holland, 1983.

26. M. Basu, "Dynamic Economic Emission Dispatch using Nondominated Sorting Genetic Algorithm-II," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 140-149, 2008.
27. Bo Zhao, Chuangxin Guo and Yijia Cao, "Dynamic Economic Dispatch in Electricity Market using Particle Swarm Optimization Algorithm," *Intelligent Control and Automation, 2004. WCICA 2004. Fifth World Congress on*, vol. 6, pp. 5050-5054 Vol.6, 2004.
28. F. Li, R. Morgan and D. Williams, "Towards More Cost Saving Under Stricter Ramping Rate Constraints of Dynamic Economic Dispatch Problems-a Genetic Based Approach," *Genetic Algorithms in Engineering Systems: Innovations and Applications, 1997. GALESIA 97. Second International Conference on (Conf. Publ. no. 446)*, pp. 221-225, 1997.
29. K. Shailti Swamp and A. Natarajan, "Constrained Optimization using Evolutionary Programming for Dynamic Economic Dispatch," *Intelligent Sensing and Information Processing, 2005. Proceedings of 2005 International Conference on*, pp. 314-319, 2005.
30. C.K. Panigrahi, P.K. Chattopadhyay, R.N. Chakrabarti and M. Basu, "Simulated Annealing Technique for Dynamic Economic Dispatch," *Electric Power Components and Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 577-587, 2006.
31. G.S.S. Babu, D.B. Das and C. Patvardhan, "Dynamic Economic Dispatch Solution using an Enhanced Real-Quantum Evolutionary Algorithm," *Power System Technology and IEEE Power India Conference, 2008. POWERCON 2008. Joint International Conference on*, pp. 1-6, 2008.
32. S. Pothiya, I. Ngamroo and W. Kongprawechnon, "Application of Multiple Tabu Search Algorithm to Solve Dynamic Economic Dispatch Considering Generator Constraints," *Energy Conversion and Management*, vol. 49, no. 4, pp. 506-516, 2008.
33. Xiuqin Shang, Jiangan Lu and Youxian Sun, "A Preference-Based Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm on Dynamic Economic Dispatch," *Intelligent Control and Automation, 2008. WCICA 2008. 7th World Congress on*, pp. 2794-2797, 2008.
34. J.-. Chiou, "A Variable Scaling Hybrid Differential Evolution for Solving Large-Scale Power Dispatch Problems," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 3, no. 2, pp. 154-163, 2009.
35. J.S. Alsumait, M. Qasem, J.K. Sykulski and A.K. Al-Othman, "An Improved Pattern Search Based Algorithm to Solve the Dynamic Economic Dispatch Problem with Valve-Point Effect," *Energy Conversion and Management*, vol. 51, no. 10, pp. 2062-2067, 2010.
36. M. Basu, "Artificial Immune System for Dynamic Economic Dispatch," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 131-136, 2011.

37. S. Hemamalini and S.P. Simon, "Dynamic Economic Dispatch using Artificial Immune System for Units with Valve-Point Effect," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. In Press, Corrected Proof, pp. 1-7, 2011.
38. გიორგიშვილი ნ. “სტატისტიკური ანგარიშგების ანალიზის საფუძველზე საქართველოს ენერგეტიკული ბალანსის სტრუქტურის საშუალოვადიანი საპროგნოზო პარამეტრების განსაზღვრა”. დადოქტორო დისერტაცია. საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი. 2011 წ.
39. Campo, R. & Ruiz, P. (1987). Adaptive weather-sensitive short-term load forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3, 592-600.
40. Chow, T.W.S. & Leung, C.T. (1996). Neural network based short-term load forecasting system using weather compensation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11, 1736-1742.
41. Hippert HS, Pedreira CE, Souza RC. Neural networks for short-term load forecasting: a review and evaluation, *IEEE Transactions on Power Systems* 2001; 16; 44-55.
42. Makukule N.A, Sigauke C. and Lesaoana M.. Daily electricity demand forecasting in South Africa. *African Journal of Business Management* Vol. 6 (9), pp. 3246-3252, 7 March, 2012.
43. Rui, Y. & El-Keib, A.A. (2004). A review of ANN-based short-term load forecasting models, mimeo, Department of Electrical Engineering, University of Alabama.
44. Taylor, J. W. (2003). Short-term Electricity Demand Forecasting using Double Seasonal Exponential Smoothing. *Journal of the Operational Research Society*, Vol 54, 799-805.
45. Taylor, J.W. & Buizza R. (2003). Using weather ensemble predictions in electricity demand forecasting. *International Journal of Forecasting*, 19, 57-70.
46. Taylor, J. W. (2006). A Comparison of Univariate Methods for Forecasting Electricity Demand up to a Day Ahead. *International Journal of Forecasting*, Vol 22, 1-16
47. Zhang, G., Patuwo, B.E. & Hu, M.Y. (1998). Forecasting with artificial neural networks: The state of the art. *International Journal of Forecasting*, 14, 35-62.
48. Соломкин А.В. “Краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии с помощью нейросетевых методов”. Электронное научное издание "Электроника и информационные технологии". 2011.
49. Соломкин А.В. “Применение нейросетевых методов для прогнозирования потребления электроэнергии”. Электронное научное издание "Электроника и информационные технологии". 2009.

50. ა. ელიზბარაშვილი. ნეირონული ქსელები. Georgian Electronic Scientific Journal: Computer Science and Telecommunications. 2006. No.3(10).
51. Бабкин Д.В., Шульженко С.В. Планирование режимов субъектов ОЭС в современных условиях // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Тез. докл. III Всерос. науч. техн. конф. - Благовещенск, 2003.—С.81-86.
52. Летун В.М., Глуз И.С. Некоторые проблемы оптимального управления режимом работы энергосистемы в условиях оптового рынка. //Энергетик, 2002, № 1.
53. K. KILK*, M. VALDMA. DETERMINATION OF OPTIMAL OPERATING RESERVES IN POWER SYSTEMS. Oil Shale, 2009, Vol. 26, No. 3 Special, pp. 220–227. 2009 Estonian Academy Publishers. http://www.kirj.ee/public/oilshale_pdf/2009/issue_3s/oil-2009-3S-220-227.pdf
54. Amir Motamedi . Mahmud Fotuhi-Firuzabad . RESTRUCTURED POWER SYSTEMS USING A HYBRID DETERMINISTIC/PROBABILISTIC APPROACH . 5th International Conference on Electrical and Electronics Engineering, 5-9 December 2007, Bursa Turkey, ELECO2007. http://www.emo.org.tr/ekler/d43ce3fc206f289_ek.pdf
55. Mohammad Taghi Ameli , Saeid Moslehpour , Mahdavikhah Golnadsadat. Determining the Spinning Reserve In Power Systems By Corrected Recursive PJM Method. International Conference on Engineering & Technology. 2009 Year. http://www.ijme.us/cd_08/PDF/64-%20ENT%20205.pdf
56. K. AFSHAR, M. EHSAN**, M. FOTUHI-FIRUZABAD, A. AHMADI-KHATIR AND N. BIGDELI . A NEW APPROACH FOR RESERVE MARKET CLEARING AND COST ALLOCATING IN A POOL MODEL. Iranian Journal of Science & Technology, Transaction B, Engineering, Vol. 31, No. B6, pp 593-602. Printed in The Islamic Republic of Iran, 2007.
57. Young Fang. Fuzzy portfolio optimization. Springer, Berlin. 2008 Year.
58. Cornelius T. Leondes. Fuzzy logic and expert system applications. Academic press. Los angeles. 1998 Year.
59. საქართველოს ენერგეტიკის მინისტრის ბრძანება №77 ელექტროენერჯის (სიმძლავრის) ბაზრის წესების დამტკიცების შესახებ. 2006 წლის 30 აგვისტო ქ. თბილისი.
60. Miguel Angel Ortega Vazquez. Optimizing spinning reserve requirements. University of Manchester. School of electrical and electronic engineering. Degree of philosophy. 2006 May. http://www.eee.manchester.ac.uk/research/groups/eeps/publications/reportstheses/aoe/ortega-vazquez_PhD_2006.pdf

61. Резницкий Александр Исаакович. Разработка нового метода планирования ремонтов оборудования электростанций с учетом расходуемых ресурсов. Диссертация на соискание ученой степени канд. технические науки. 2007 год.
62. Maintenance Optimization for Power Distribution Systems. Doctoral thesis. Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden, 2008 year. http://www.etk.ee.kth.se/personal/hilber/hilber_PhD_thesis.pdf
63. Keshav P. Dahal, Nopasit Chakpitak. Generator maintenance scheduling in power systems using metaheuristic-based hybrid approaches. 2006 year. Journal “Electric power systems research”. <http://eastwest.inf.brad.ac.uk/document/publication/KeshavNopasit-EPSR.pdf>
64. S. Baskar, P. Subbaraj, M.V.C. Rao, S. Tamilselvi, Genetic algorithms solution to generator maintenance scheduling with modified genetic operators, IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution 150 (01) (2003) 56–66.
65. J. Yellen, T. M. Al-Khamis, S. Vemuri, and L. Lemonidis, “A decomposition approach to unit maintenance scheduling,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 7, no. 2, pp. 726–733, May 1992.
66. Saraiva, J. T., M. L. Pereira, V. T. Mendes, J. C. Sousa, 2011. A Simulated Annealing based approach to solve the generator maintenance scheduling problem. An Overview. Intl. J. Electric Power Systems Research 81, Elsevier, : 1283–1291.
67. Marwali, M. and Shahidehpour, M., Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems, Kluwer Academic Publishers, London. Page 14. 2000 year.
68. Чернов С. С. Перминов А. Ю. Кузичев В. М. Методический подход к моделированию бизнес-процессов управляющей компании. Проблемы современной экономики, N 2 (30), 2009.
69. დ. ჯაფარიძე, თ. მაღრაძე. საქართველოში ელექტროენერჯის მოთხოვნის საშუალოვადიანი პროგნოზირება მრავალფაქტორული მოდელის გამოყენებით. „საქართველოს ეკონომიკა“. 2009 წ. №9.
70. სს “საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემ”-ის 2011 მარტის თვის ანგარიში. www.gse.com.ge
71. სს “თელასი”-ს 2011 წლის ანგარიში. www.telasi.ge
72. www.freemeteo.com
73. დ. ჯაფარიძე, ზ. გაჩეხილაძე, თ. მაღრაძე. საშუალოვადიან პერიოდში საქართველოს ელექტროენერჯეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველსაყოფად ოპტიმალური საინვესტიციო პორტფელის შერჩევა. სამეცნიერო-ტექნიკური ჟურნალი “ენერჯია”. №3(59). 2011 წ. ივნისი. გვ: 11-19. <http://www.energyonline.ge/energyonline/issue5/ge/ax-Japaridze.pdf>

74. <http://www.powerworld.com>.
75. Patel J.K, Campbell B. R. Handbook of the Normal Distribution, Second Edition (Statistics: A Series of Textbooks and Monographs). CRC Press. 2 edition. 1996
76. Kalos M.H. , Whitlock P.A. Monte Carlo Methods. Second edition. 2009.
77. Amemiya. Advanced Econometrics. Harvard University Press. ISBN 0-674-00560-0. 1985 year.
78. Chaturvedi, K.T., Pandit, M., Srivastava, L.: Self-organizing hierarchical particle swarm optimization for nonconvex economic dispatch, IEEE Transactions on Power Systems, pp.1079--1087 (2008).
79. Kumar, A., Dhanushkodi, K., Kumar, J., Paul, C.: Particle swarm optimization solution to emission and economic dispatch problem, Proc. Conf. Convergent Technologies for Asia–Pacific Region (TENCON-2003), vol. 1, pp. 435--439 (2003).
80. Coelho, L.S., Mariani, V.C.: Combining of Chaotic differential evolution and quadratic programming for economic dispatch optimization with valve-point effect, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, pp. 989 -- 996 (2006).
81. სუტაშვილი ს. გარდაბნის თბოელექტროსადგურის ზეგავლენა აგროლანდშაფტებზე და მისი რადიოეკოლოგიური დახასიათება. სოფლის მეურნეობის დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებელი დისერტაცია. აიპ “საქართველოს აგრარული უნივერსიტეტი”. თბილისი. 2011 წ.
82. მახარაძე გ. ელექტრული ენერჯის წარმოება, გადაცემა და განაწილება. გამომცემლობა “უნივერსალი”. 2006.
83. Bach H. Load Flow Analysis by Newton-Raphson Method. Publisher “University of Tennessee at Chattanooga”. 1985.
84. Nguyen H.L. Newton-Raphson method in complex form power system load flow analysis. Power Systems, IEEE Transactions on (Volume:12 , Issue: 3) Pages: 1355-1359. 1997.

დანართები

დანართი №1. ელექტროენერგეტიკული სისტემის გენერატორების ტექნიკური მონაცემები

მახასიათებელი	გ-1	გ-2	გ-3	გ-4	გ-5	გ-6	გ-7	გ-8	გ-9	გ-10	გ-11	გ-12	გ-13	გ-14	გ-15	გ-16	გ-17	გ-18	გ-19	გ-20	გ-21	გ-22	გ-23	გ-24	გ-25	გ-26	გ-27	გ-28	გ-29	გ-30	ჯამი
ელ. სადგურის ტიპი	თბო	თბო	თბო	ჰიდრო	ჰიდრო	თბო	თბო	თბო	თბო	თბო	თბო	ჰიდრო	თბო	ჰიდრო	თბო	ჰიდრო	თბო	თბო	ჰიდრო	ჰიდრო	ჰიდრო	თბო	თბო	თბო	ჰიდრო	ჰიდრო	თბო	ჰიდრო	ჰიდრო	ჰიდრო	-
მაქს. წარმოება	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	50	50	100	100	100	100	100	100	100	200	200	250	250	300	300	300	350	420	420	4120
მინ. წამოება	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
აგარიული გამორთვის აღბათობა	0,01	0,02	0,03	0,02	0,04	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,03	0,01	0,02	0,02	0,01	0,02	0,03	0,01	0,01	0,04	0,01	0,02	0,03	0,01	0,01	-
სტატიკური მახასიათებლის დახრილობის კოეფიციენტი	15	15	20	25	30	15	15	15	20	20	15	25	15	30	15	25	15	20	25	30	30	15	15	20	30	25	20	30	25	30	-

დანართი №2. ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის კვანძების საათობრივი ტექნიკური მონაცემები

დატვირთვის კვანძი	სთ-1	სთ-2	სთ-3	სთ-4	სთ-5	სთ-6	სთ-7	სთ-8	სთ-9	სთ-10	სთ-11	სთ-12	სთ-13	სთ-14	სთ-15	სთ-16	სთ-17	სთ-18	სთ-19	სთ-20	სთ-21	სთ-22	სთ-23	სთ-24	რისკის დონე (აღბათობა)
№1	720	685,4	639,2	691,4	720,2	686,2	597	691	880,6	635,4	632,6	676,8	780,2	788,2	730,6	904,2	794	831,6	574,2	840,6	863	744,6	722	568	0,01
№2	544	683,4	702,2	584,4	665,2	716,2	668	674	629,6	661,4	724,6	675,8	796,2	637,2	895,6	735,2	721	630,6	612,2	784,6	897	759,6	672	802	0,02
№3	561	840,4	582,2	758,4	832,2	540,2	626	692	857,6	812,4	863,6	717,8	763,2	823,2	651,6	674,2	767	698,6	818,2	875,6	762	719,6	878	646	0,03
№4	633	649,4	561,2	652,4	713,2	679,2	790	723	678,6	806,4	770,6	785,8	658,2	742,2	644,6	886,2	645	891,6	847,2	658,6	712	638,6	797	649	0,01
№5	742	741,4	715,2	713,4	769,2	778,2	519	900	873,6	864,4	848,6	683,8	802,2	569,2	857,6	700,2	673	787,6	788,2	720,6	766	637,6	651	755	0,01
ჯამი, მგებტ	3200	3600	3200	3400	3700	3400	3200	3680	3920	3780	3840	3540	3800	3560	3780	3900	3600	3840	3640	3880	4000	3500	3720	3420	$K_d = 2$

დანართი №3. ელექტროენერგეტიკული სისტემის აქტიური სიმძლავრის მოცდენის აღბათობრივ-ვარიანტული ცხრილი

გამორთული გენერატორი	გ-1	გ-2	გ-3	გ-4	გ-5	გ-6	გ-7	გ-8	გ-9	გ-10	გ-11	გ-12	გ-13	გ-14	გ-15	გ-16	გ-17	გ-18	გ-19	გ-20	გ-21	გ-22	გ-23	გ-24	გ-25	გ-26	გ-27	გ-28	გ-29	გ-30	შვეულ ხართულია
ინდივიდუალური აღბათობა	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,740
ჯამური აღბათობა	0,224	0,217	0,209	0,202	0,194	0,187	0,179	0,172	0,164	0,157	0,149	0,142	0,134	0,127	0,120	0,112	0,105	0,097	0,090	0,082	0,075	0,067	0,060	0,052	0,045	0,037	0,030	0,022	0,015	0,007	0,964
სელმისაწვდომი სიმძლავრე	4090	4090	4090	4090	4090	4090	4090	4090	4090	4090	4070	4070	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	3920	3920	3870	3870	3820	3820	3770	3700	3700	4120		

დანართი №4. ნახაზი №4-ზე მოცემული ცალხაზოვანი სქემის ელემენტების მონაცემებია

ელემენტი	დასახელება	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂	ელ,დანადგარის პრევენციული რემონტის ხარჯი, ლარი	პრევენციული რემონტებისთვის გამოყოფილი ბიუჯეტის მაქსიმალური თანხა, ლარი
Q ₀	საღტე	3	3	1	3	2000	0,05	10	3	20	-	19	90	1000	10000
Q ₂	გამთიშველი	2	2	1	3	3000	0,04	15	4	10	-	10	90	2000	
Q ₃	შემომავალი საღტე	3	3	1	3	2000	0,025	10	3	20	-	19	90	1000	
Q ₄	ამომრთველი	1	1	1	2	5000	0,03	25	5	10	-	12	90	4000	
Q ₈	დენის ტრ-რი	1	1	1	2	2500	0,02	20	3	15	3	13	90	1500	
Q ₉	გამთიშველი	2	2	1	3	3000	0,01	15	4	12	-	14	90	3000	

დანართი №5. ელექტროენერგეტიკული სისტემის გენერატორების ტექნიკური მონაცემები

გენერატორი	1 (ჰიდრო)	2 (ჰიდრო)	3 (ჰიდრო)	4 (ჰიდრო)	5 (ჰიდრო)	6 (ჰიდრო)	7 (ჰიდრო)	8 (ჰიდრო)
დადგმული სიმძლავრე, მგვტ	12	12	12	12	12	20	20	20
ავარიული გამორთვის აღბათობა	0,01	0,02	0,03	0,01	0,02	0,04	0,05	0,03
გენერატორი	9 (ჰიდრო)	10 (ჰიდრო)	11 (ჰიდრო)	12 (ჰიდრო)	13 (ჰიდრო)	14 (ჰიდრო)	15 (ჰიდრო)	16 (ჰიდრო)
დადგმული სიმძლავრე, მგვტ	20	76	76	76	76	100	100	100
ავარიული გამორთვის აღბათობა	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,03	0,02
გენერატორი	17 (ჰიდრო)	18 (ჰიდრო)	19 (ჰიდრო)	20 (ჰიდრო)	21 (ჰიდრო)	22 (ჰიდრო)	23 (ჰიდრო)	24 (ჰიდრო)
დადგმული სიმძლავრე, მგვტ	100	100	100	155	155	155	155	197
ავარიული გამორთვის აღბათობა	0,03	0,04	0,01	0,01	0,02	0,03	0,01	0,01
გენერატორი	25 (ჰიდრო)	26 (ჰიდრო)	27 (ჰიდრო)	28 (ჰიდრო)	29 (ჰიდრო)	30 (ჰიდრო)	31 (თბო)	32 (თბო)
დადგმული სიმძლავრე, მგვტ	197	197	197	197	197	350	400	400
ავარიული გამორთვის აღბათობა	0,01	0,02	0,01	0,02	0,03	0,03	0,05	0,05

დანართი №6. ელექტროენერგეტიკული სისტემის პიკური დატვირთვის მაჩვენებლები კვირების მიხედვით, მგვტ

კვირა	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
დატვირთვა	2456,7	2565	2502,3	2376,9	2508	2396,85	2371,2	2297,1	2109	2100,45
კვირა	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
დატვირთვა	2037,75	2071,95	2006,4	2137,5	2054,85	2280	2148,9	2385,45	2479,5	2508
კვირა	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
დატვირთვა	2439,6	2311,35	2565	2527,95	2553,6	2453,85	2151,75	2325,6	2282,85	2508
კვირა	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
დატვირთვა	2057,7	2211,6	2280	2077,65	2069,1	2009,25	2223	1980,75	2063,4	2063,4
კვირა	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
დატვირთვა	2117,55	2120,4	2280	2510,85	2522,25	2590,65	2679	2536,5	2684,7	2764,5
კვირა	51	52	-	-	-	-	-	-	-	-
დატვირთვა	2850	2721,75	-	-	-	-	-	-	-	-

დანართი №7. დატვირთვის კვანძების აქტიური და რეაქტიული სიმძლავრეების მოხმარების პროგნოზი

სთ	1		2		3		4		5		6		7		8	
დატვირთვა	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული
კვანძი №1	100	10	130	13	150	15	150	15	166	17	150	15	183	18	200	20
კვანძი №2	200	20	230	23	240	24	250	25	266	27	240	24	283	28	300	30
კვანძი №3	150	15	180	18	190	19	210	21	226	23	210	21	243	24	260	26
კვანძი №4	150	15	180	18	200	20	220	22	236	24	220	22	253	25	270	27
კვანძი №5	50	5	100	10	120	12	150	15	166	17	150	15	183	18	200	20
კვანძი №6	50	5	80	8	100	10	120	12	140	14	130	13	155	16	170	17
ჯამი	700	70	900	90	1000	100	1100	110	1200	120	1100	110	1300	130	1400	140
სთ	9		10		11		12		13		14		15		16	
დატვირთვა	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული
კვანძი №1	216	22	183	18	166	17	120	12	120	12	116	12	180	18	216	22
კვანძი №2	316	32	283	28	266	27	250	25	240	24	216	22	230	23	116	12
კვანძი №3	276	28	243	24	226	23	220	22	200	20	166	17	130	13	166	17
კვანძი №4	286	29	253	25	236	24	210	21	190	19	166	17	180	18	166	17
კვანძი №5	216	22	155	16	140	14	150	15	150	15	66	7	80	8	70	7
კვანძი №6	190	19	183	18	166	17	150	15	100	10	70	7	100	10	66	7
ჯამი	1500	150	1300	130	1200	120	1100	110	1000	100	800	80	900	90	800	80
სთ	17		18		19		20		21		22		23		24	

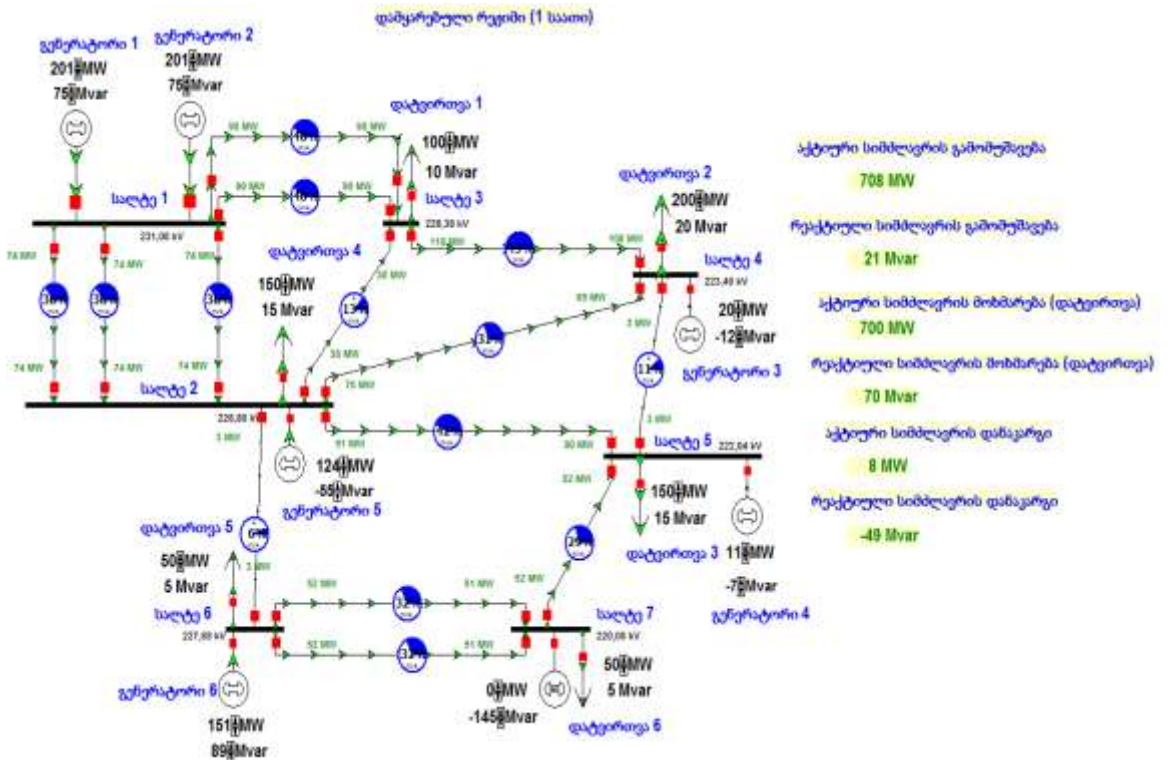
შატვიროვა	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული	აქტიური	რეაქტიული
კვანძი №1	100	10	84	8	94	9	94	9	116	12	190	19	150	15	120	12
კვანძი №2	150	15	134	13	134	13	154	15	216	22	220	22	230	23	210	21
კვანძი №3	150	15	134	13	144	14	164	16	156	16	140	14	190	19	230	23
კვანძი №4	190	19	170	17	180	18	180	18	176	18	170	17	180	18	220	22
კვანძი №5	60	6	44	4	54	5	54	5	70	7	100	10	130	13	160	16
კვანძი №6	50	5	34	3	44	4	54	5	66	7	80	8	120	12	160	16
ჯამი	700	70	600	60	650	65	700	70	800	80	900	90	1000	100	1100	110

დანართი №8. ელექტროსადგურების გენერატორების სათბობის სახარჯო და CO₂ ემისიის მახასიათებლები

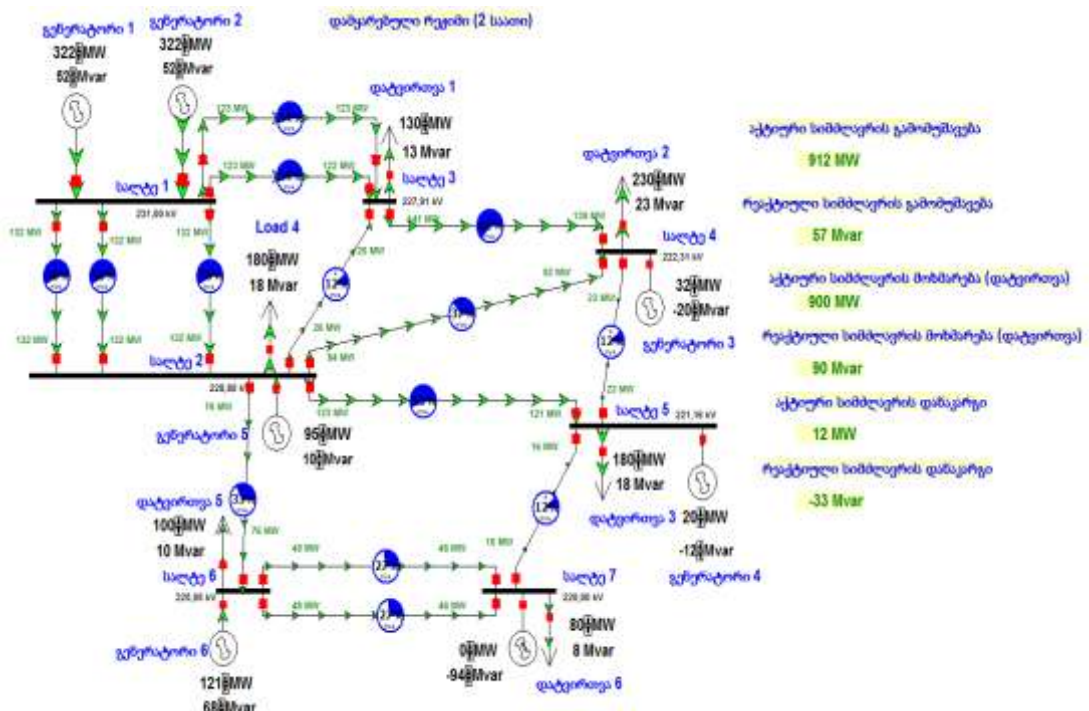
მარეგულირებელი (წყალსაცავიანი) ჰესი										
გ-1,გ-2, დატვირთვა	500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
გაზომვებით მიღებული	146,24	129,59	113,64	98,39	83,84	69,99	56,84	44,39	32,64	21,59
საანგარიშო (საპასპორტო) ხარჯი	146,3	129,62	113,71	98,45	83,89	70	56,87	44,42	32,65	21,6
ცდომილება, %	0,041	0,02	0,06	0,06	0,05	0,01	0,05	0,06	0,03	0,04
ენერგეტიკული (წყლის სახარჯო) მახასიათებელი	$Q = 11,24 + 0,2P + 0,00014P^2$									
მდინარის (გამდინარე) ჰესი-1										
გ-1, დატვირთვა	50	45	40	35	30	25	20	15	10	5
გაზომვებით მიღებული	150,24	127,2	106,2	87,24	70,24	55,24	42,24	31,24	22,24	15,24
საანგარიშო (საპასპორტო) ხარჯი	150,226	127,16	106,1	87,1253	70,1261	55,113	42,168	31,111	21,8353	14,386
ცდომილება, %	0,02	0,09	0,12	0,1	0,08	0,07	0,03	0,04	0,09	0,13
ენერგეტიკული (წყლის სახარჯო) მახასიათებელი	$Q = 10,24 + 0,8P + 0,04P^2$									
მდინარის (გამდინარე) ჰესი-2										
გ-1, დატვირთვა	40	35	30	25	20	15	10	5		
გაზომვებით მიღებული	77	64,12	52,5	42,125	33	25,125	18,5	13,125		
საანგარიშო (საპასპორტო) ხარჯი	76,97	63,98	52,27	41,88	32,75	24,84	18,33	12,82		
ცდომილება, %	0,02	0,09	0,12	0,1	0,08	0,07	0,03	0,04		
ენერგეტიკული (წყლის სახარჯო) მახასიათებელი	$Q = 9 + 0,7P + 0,025P^2$									
თბოელექტროსადგური-1										
გ-1, დატვირთვა	500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
სათბობი										
გაზომვებით მიღებული	151,24	134,59	118,64	103,39	88,84	74,99	61,84	49,39	37,64	26,59

საანგარიშო (საპასპორტო) ხარჯი	151,29	134,69	118,58	103,45	88,75	74,92	61,81	49,43	37,61	26,62
ცდომილება, %	0,033	0,07	0,05	0,05	0,10	0,09	0,04	0,08	0,07	0,11
ენერგეტიკული (სათბობის სახარჯო) მახასიათებელი	$B = 16,24 + 0,2P + 0,00014P^2$ (გამარტივების მიზნით უგულებელყოფილია “სარკველის დატვირთვის ეფექტი”)									
CO ₂ ემისია										
გაზომვებით მიღებული	1619957	1311937	1036366	793246,2	582575,9	404355,6	258585,3	145265	64394,69	15974,39
საანგარიშო (საპასპორტო) ხარჯი	1620000	1313000	1035900	793100	582999	404458	258501	145261	64385	15958
ცდომილება, %	0,002	0,08	-0,04	0,01	0,07	0,02	0,03	0,002	0,01	0,103
CO ₂ ემისიის მახასიათებელი	$C = 4,091 - 5,094P + 6,49P^2$									
თბოელექტროსადგური-2										
სათბობი										
გ-1, დატვირთვა	500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
გაზომვებით მიღებული	196,24	174,59	153,64	133,39	113,84	94,99	76,84	59,39	42,64	26,59
საანგარიშო (საპასპორტო) ხარჯი	196,21	174,62	153,67	133,46	113,95	94,9	76,78	59,33	42,67	26,58
ცდომილება, %	0,015	0,017	0,01	0,05	0,09	0,09	0,07	0,10	0,07	0,03
ენერგეტიკული (სათბობის სახარჯო) მახასიათებელი	$B = 11,24 + 0,3P + 0,00014P^2$ (გამარტივების მიზნით უგულებელყოფილია “სარკველის დატვირთვის ეფექტი”)									
CO ₂ ემისია										
გაზომვებით მიღებული	1406479	1138976	899663,7	688541,1	505608,4	3508566	224313,1	125950,5	55777,84	13795,19
საანგარიშო (საპასპორტო) ხარჯი	1405354	1137951	899303,8	688128	505254,5	3506812	224268,2	125912,7	55772,26	13780,02
ცდომილება, %	0,08	0,09	0,04	0,06	0,07	0,05	0,02	0,03	0,01	0,11
CO ₂ ემისიის მახასიათებელი	$C = 2,543 - 6,047P + 5,638P^2$									

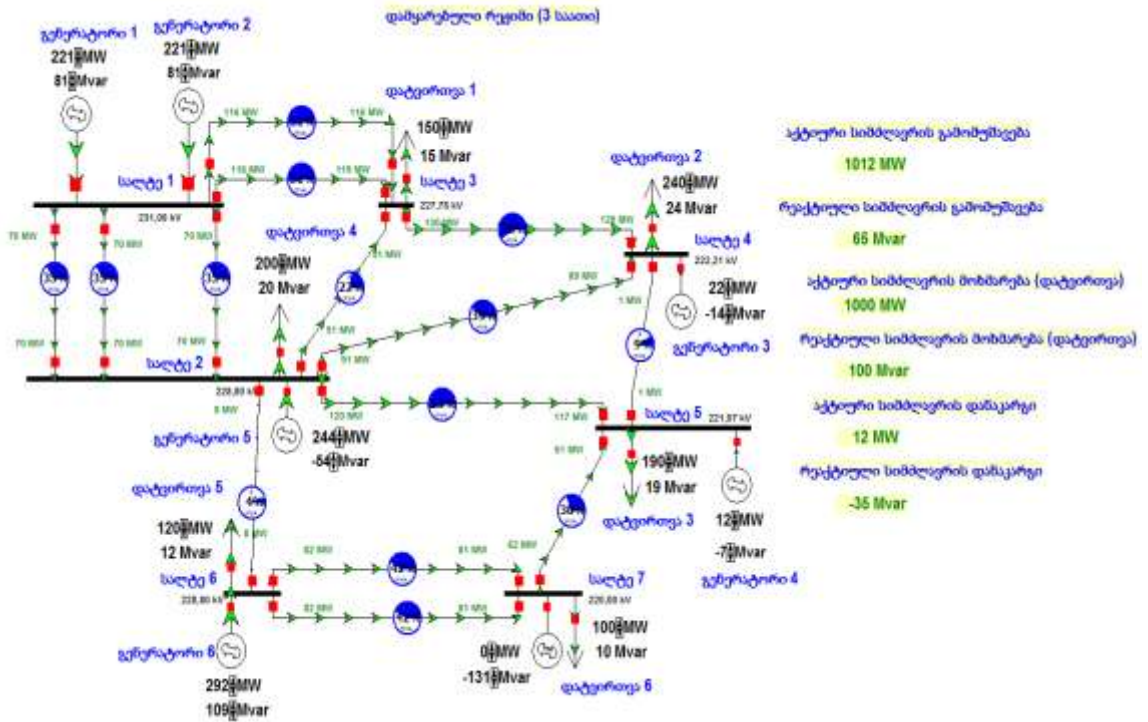
ელექტროენერგეტიკული სისტემის 24 საათიანი (დღე-ღამური) მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმები



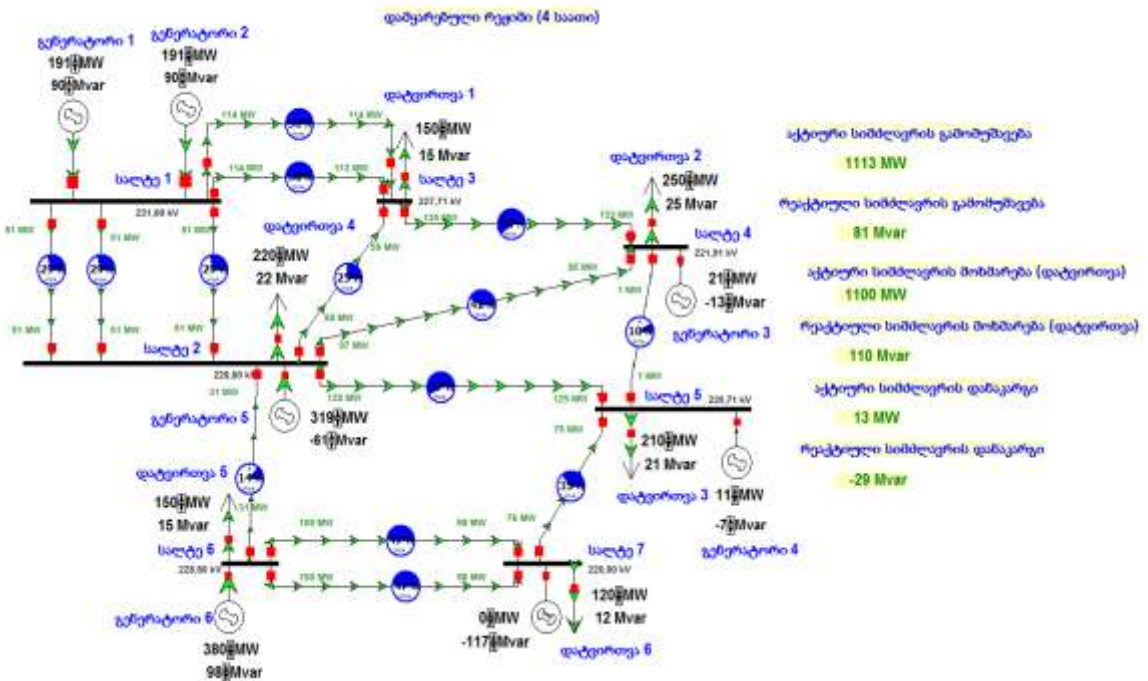
დანართი №9. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (1 საათი)



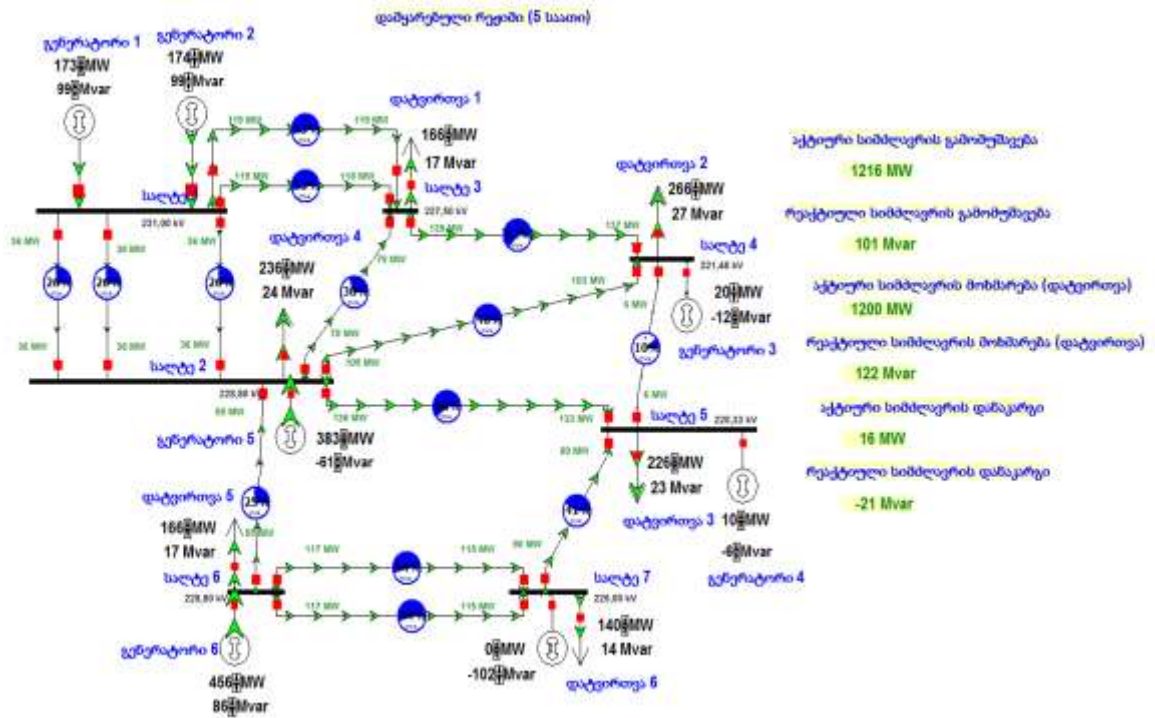
დანართი №10. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (2 საათი)



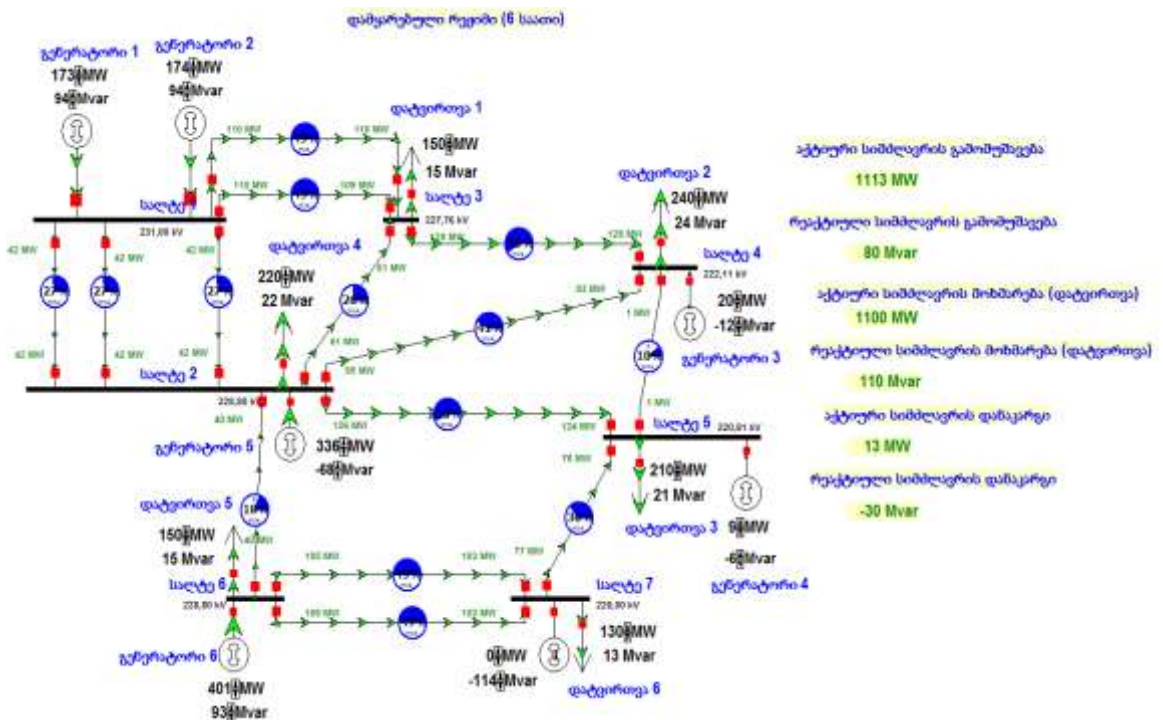
დანართი №11. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (3 საათი)



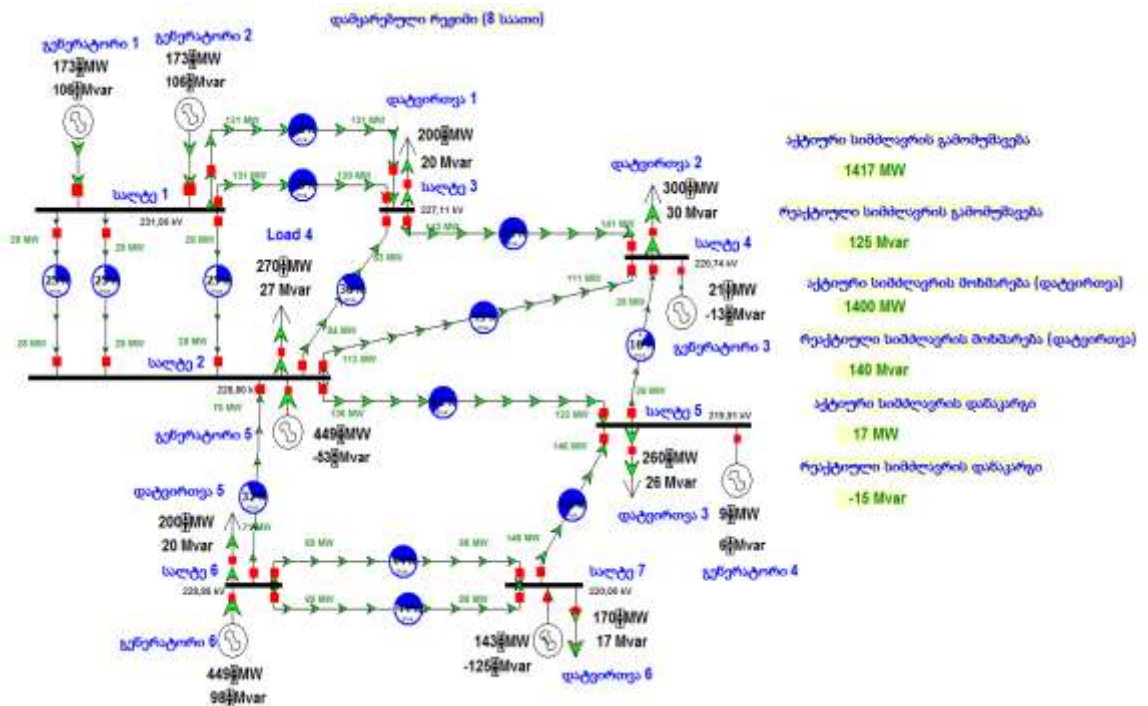
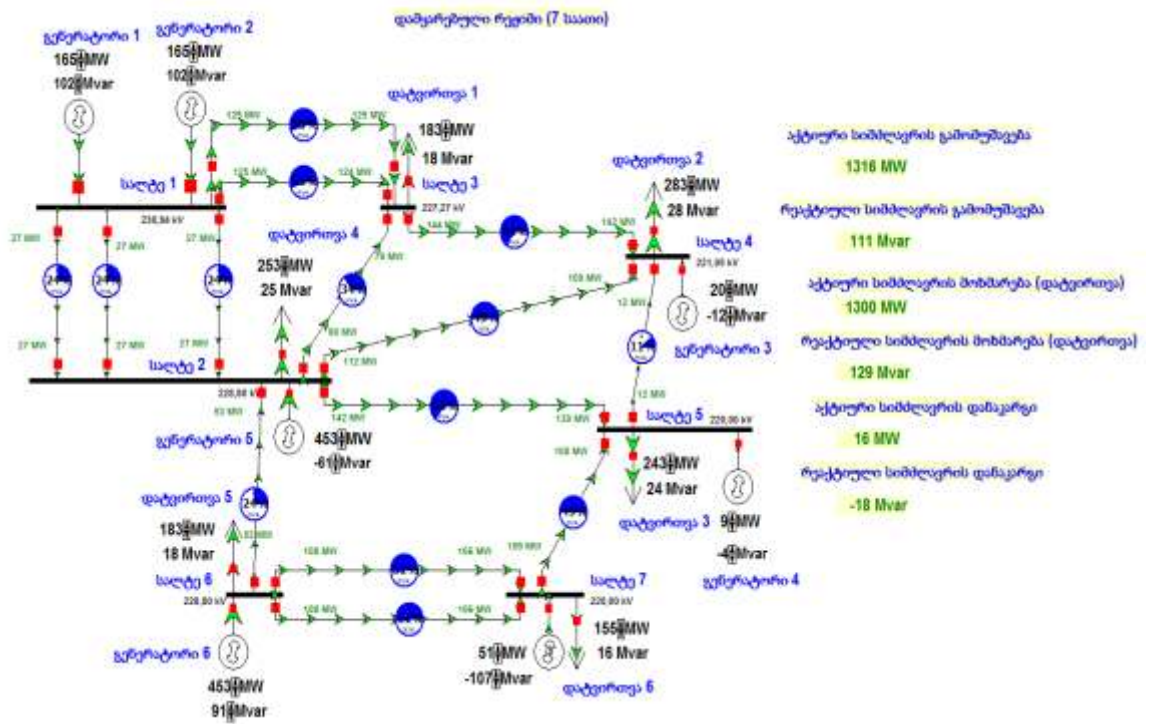
დანართი №12. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (4 საათი)

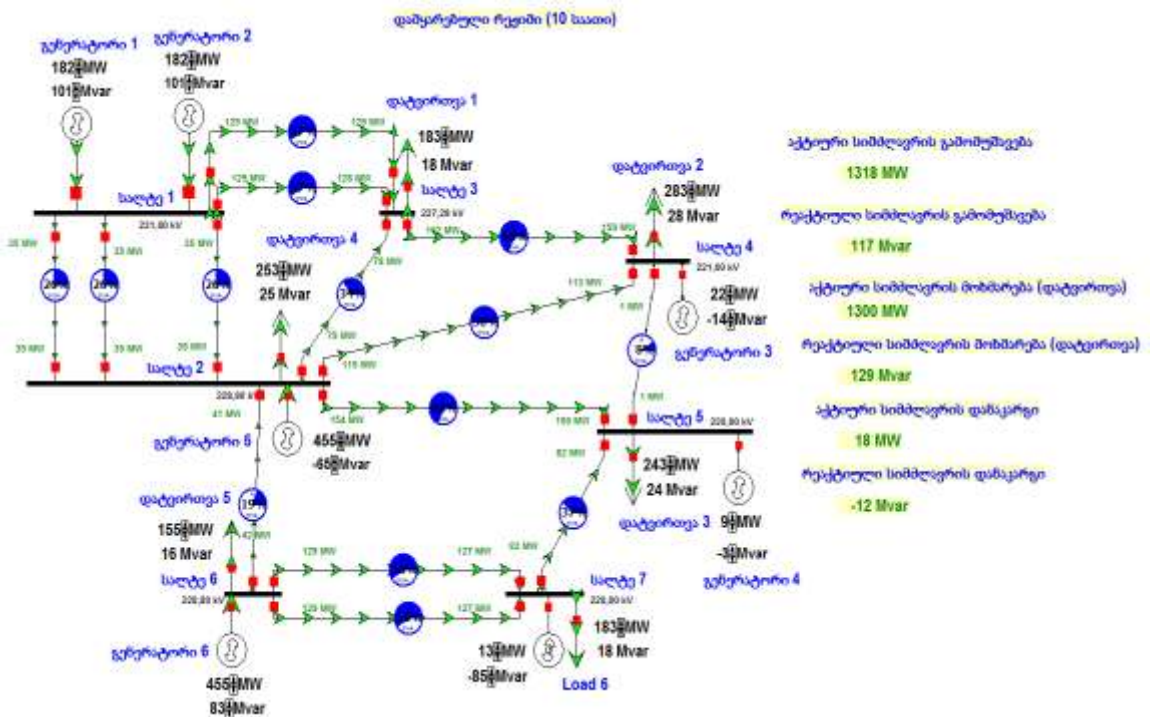
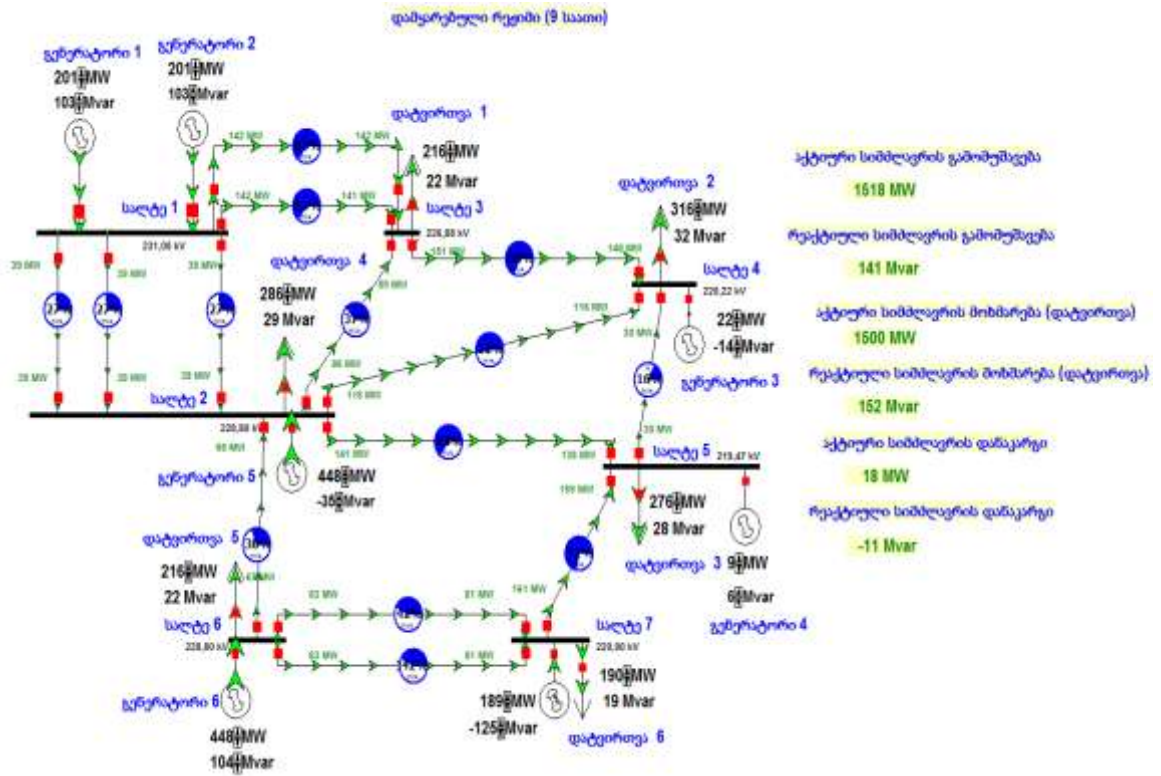


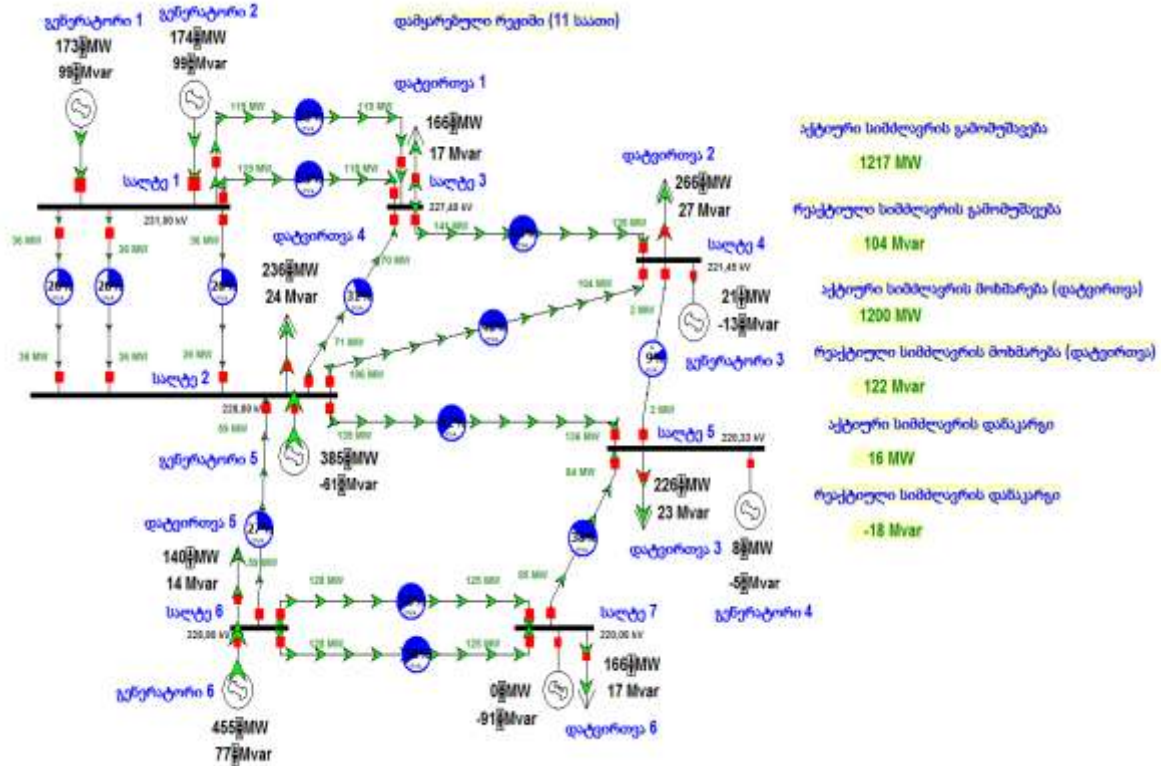
დანართი №13. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (5 საათი)



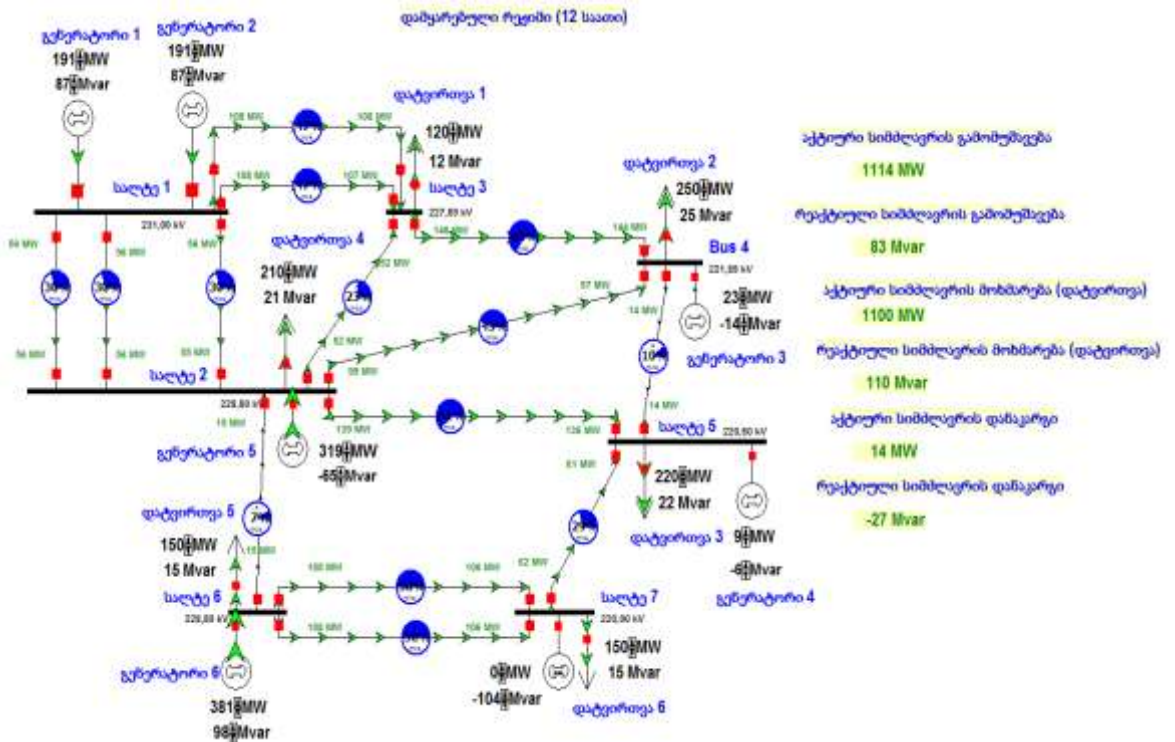
დანართი №14. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (6 საათი)



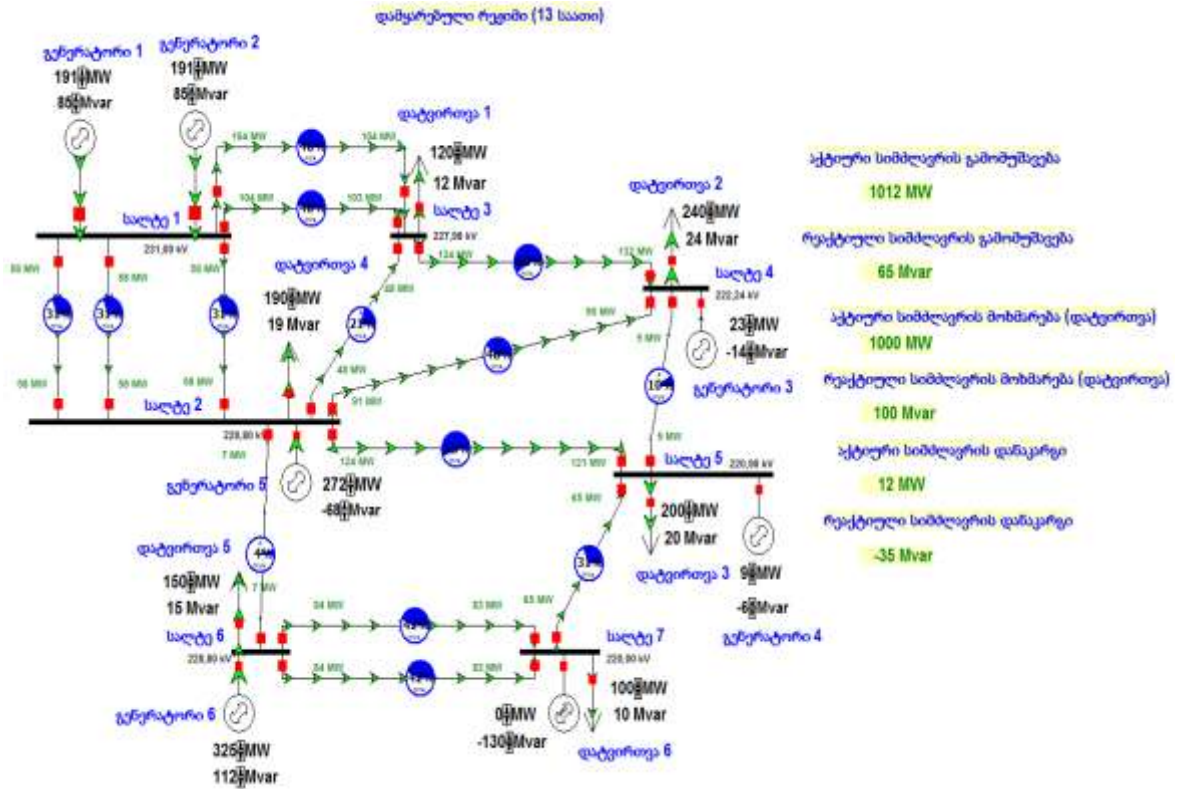




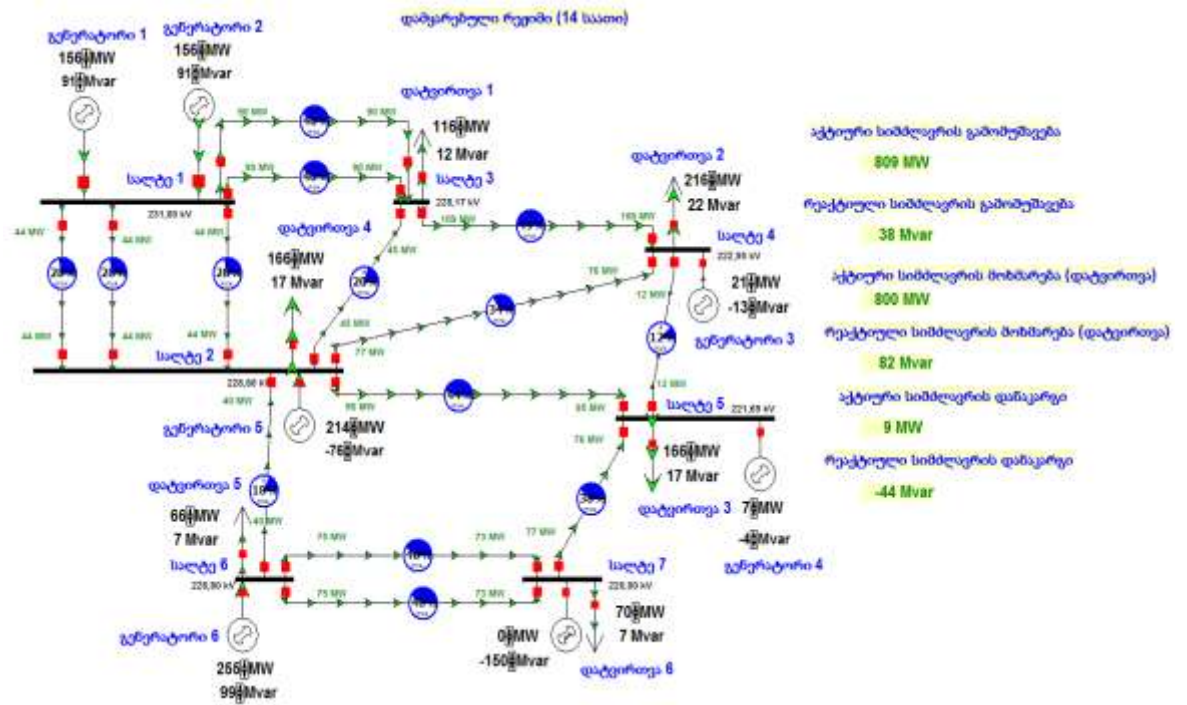
დანართი №19. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (11 საათი)



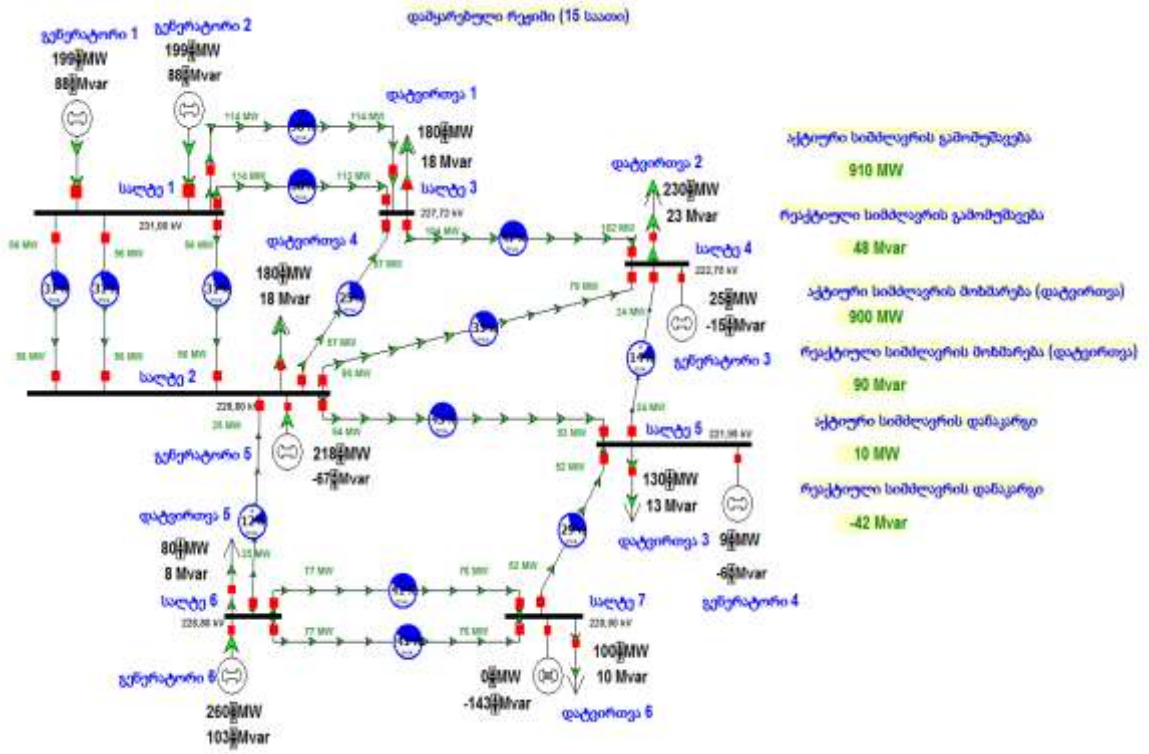
დანართი №20. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (12 საათი)



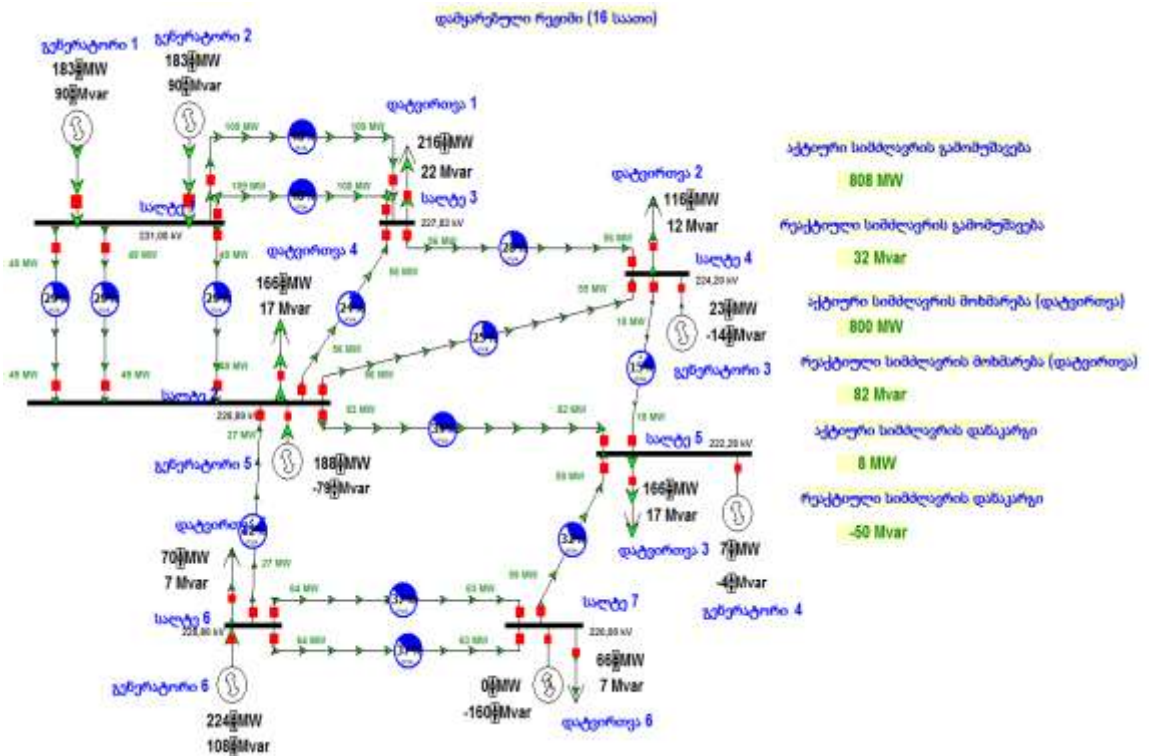
დანართი №21. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (13 საათი)



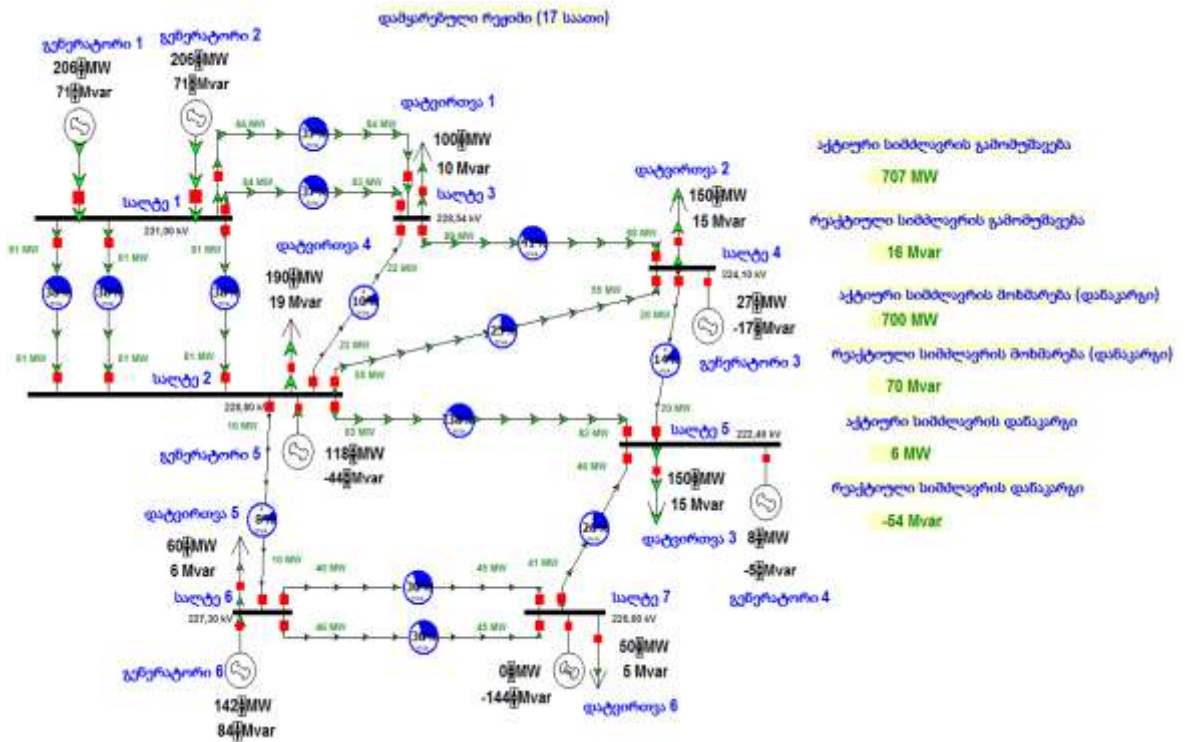
დანართი №22. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (14 საათი)



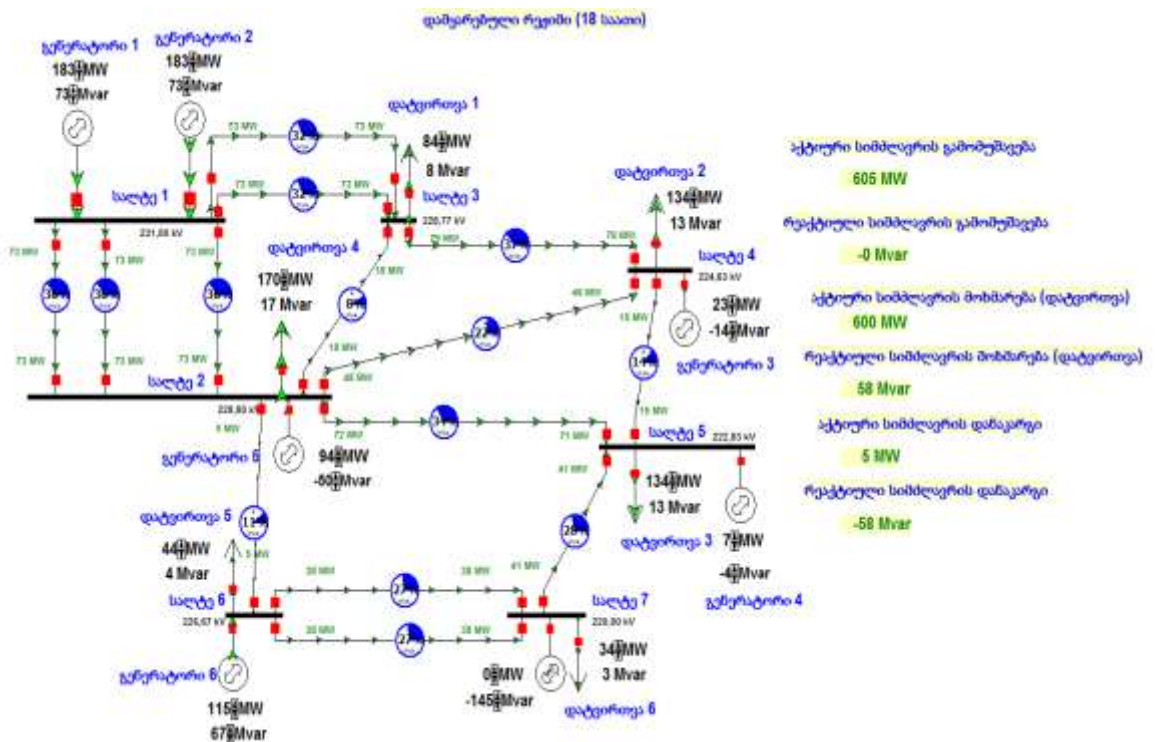
დანართი №23. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (15 საათი)



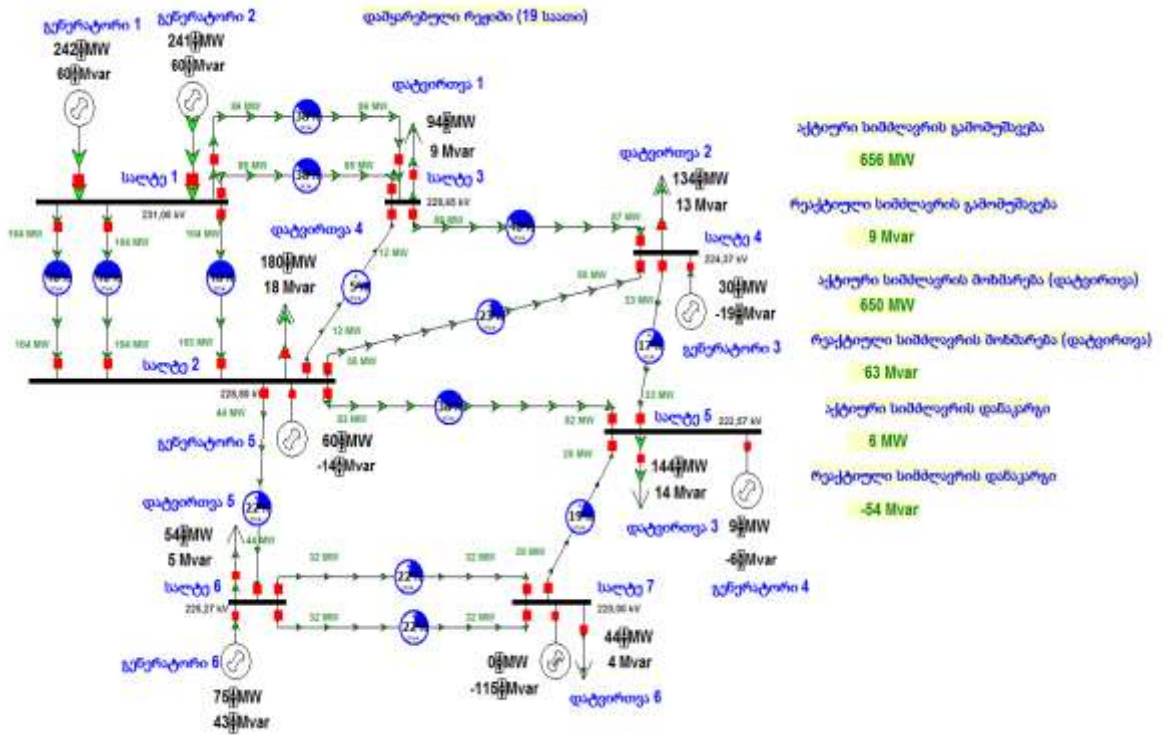
დანართი №24. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (16 საათი)



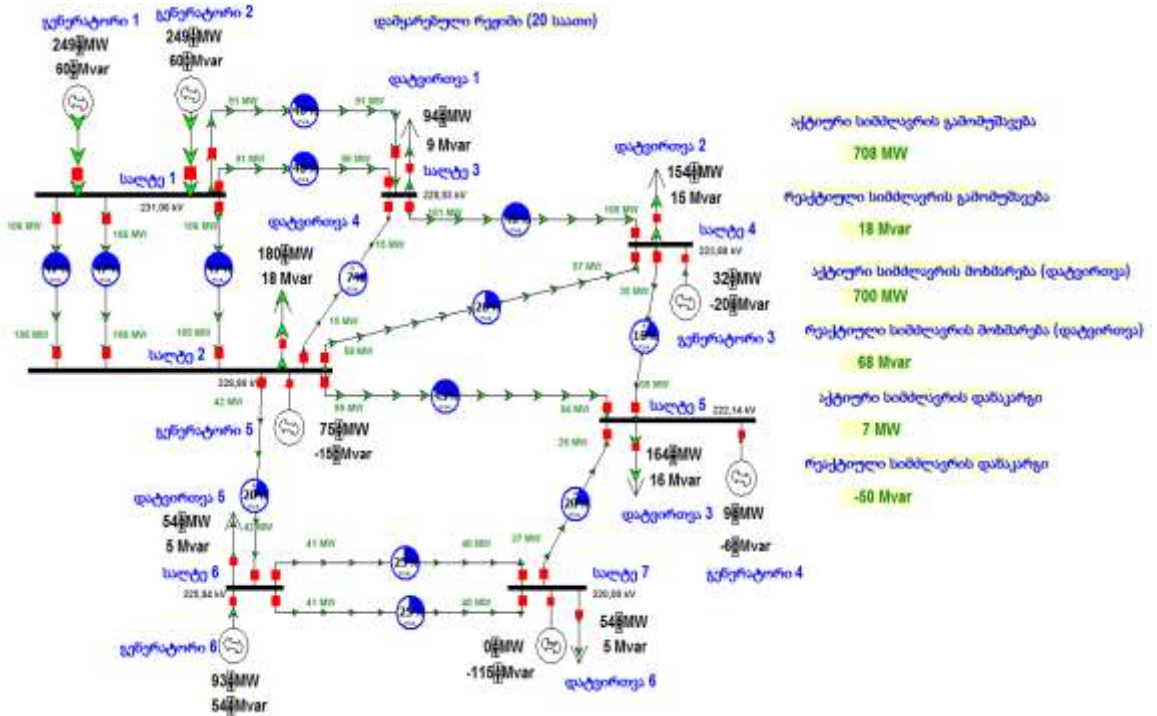
დანართი №25. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (17 საათი)



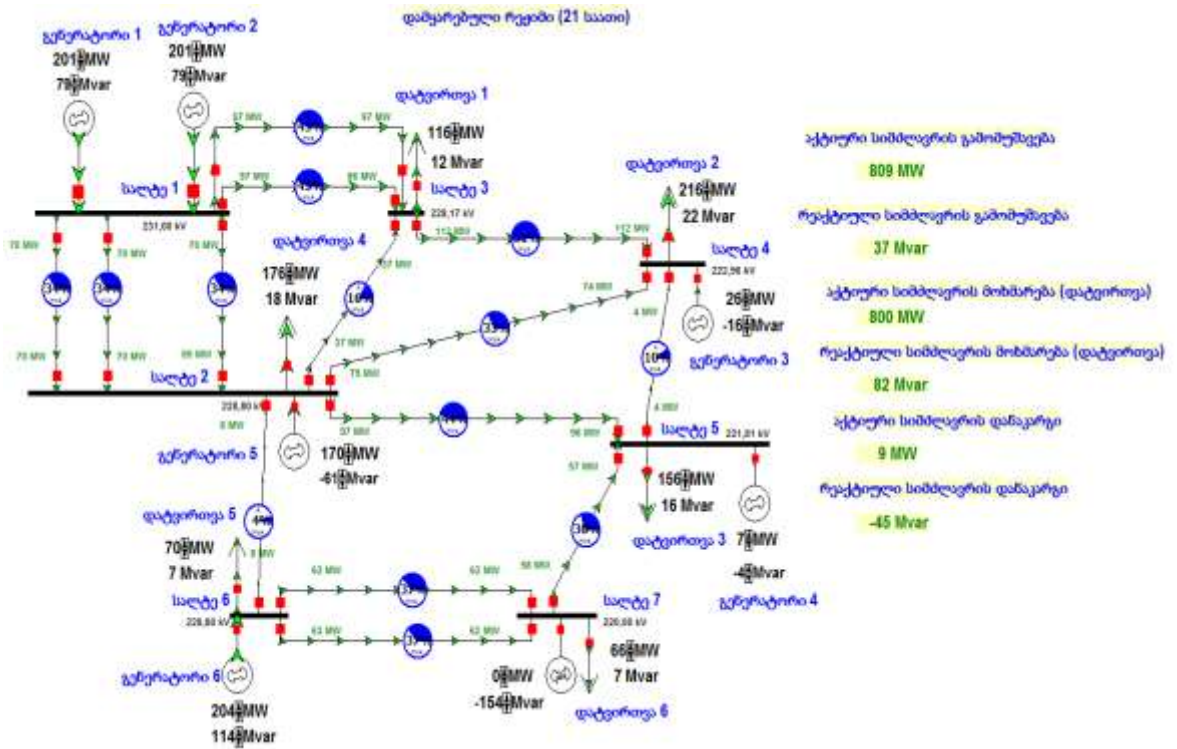
დანართი №26. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (18 საათი)



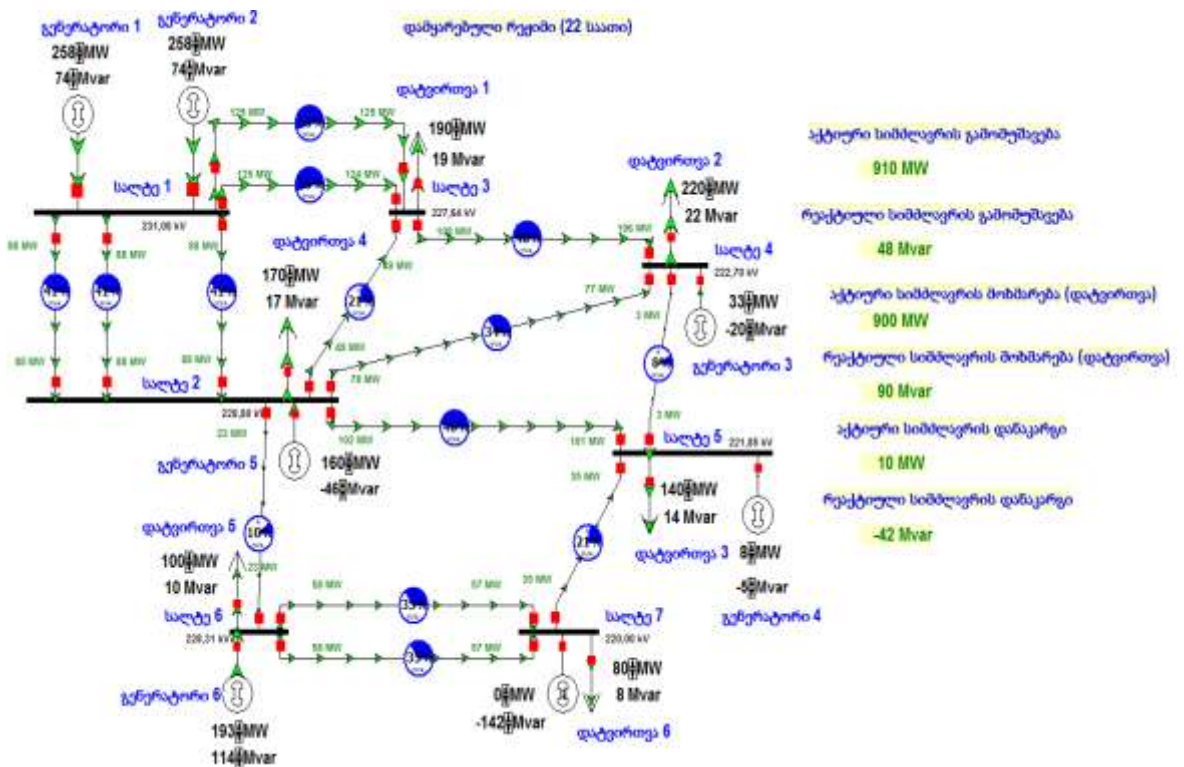
დანართი №27. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (19 საათი)



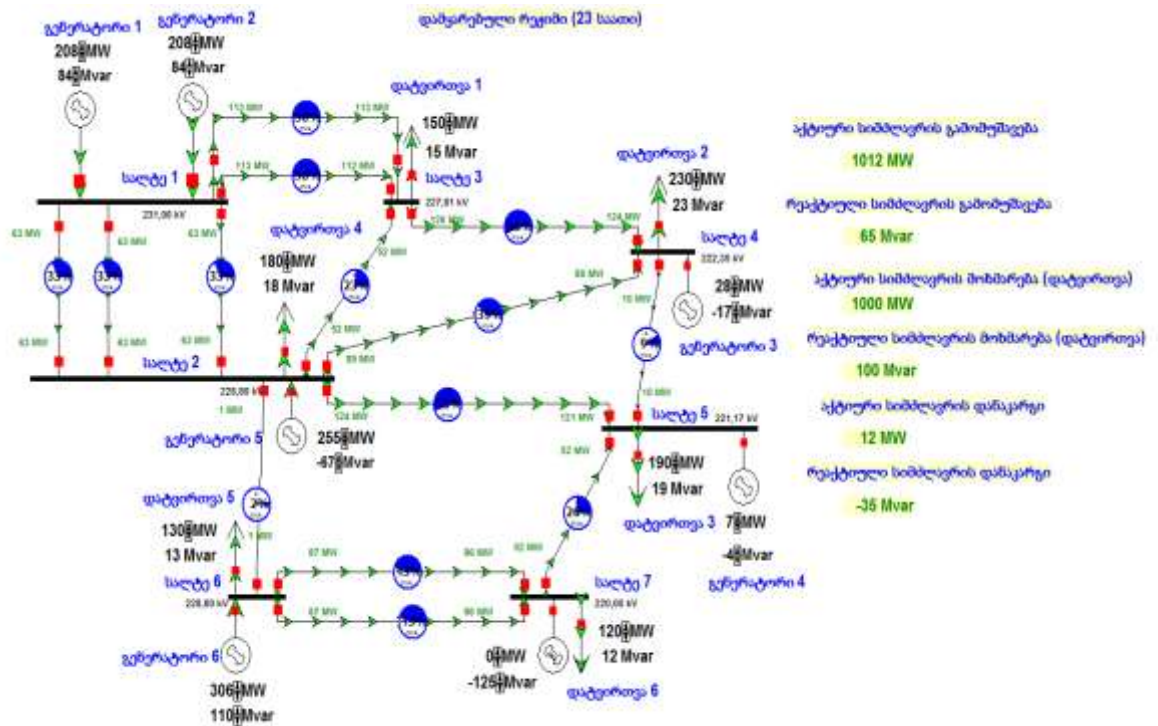
დანართი №28. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (20 საათი)



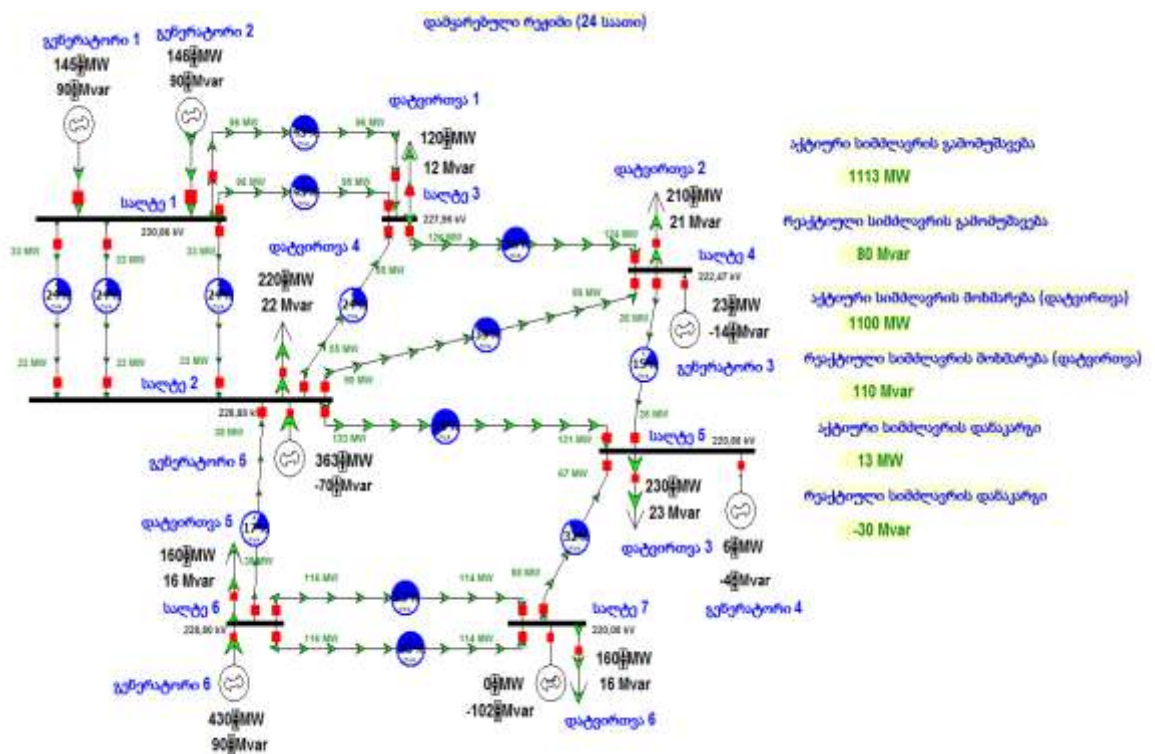
დანართი №29. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (21 საათი)



დანართი №30. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (22 საათი)



დანართი №31. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (23 საათი)



დანართი №32. ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის ოპტიმალური რეჟიმი (24 საათი)

დანართი №33. ელექტროენერგეტიკული სისტემის 24 საათიანი რეჟიმის პარამეტრები

